

Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen als Träger der deutschen Energiewende

Inhaltsverzeichnis

	Seite
1. Abkürzungen.....	2
2. Einleitung.....	3
3. Leistungsganglinien von WEA und PVA.....	3
3.1 Leistungsganglinien während mehrerer Jahre.....	5
3.2 Leistungsganglinien während mehrerer Winterwochen.....	7
4. Kommunale Selbstversorgung mittels WEA und PVA.....	8
5. Energiespeicherung.....	9
5.1 Irgendwo in Deutschland weht immer Wind!.....	10
5.2 Die Summe von PVA und WEA-Einspeisung sorgt für Glättung!.....	10
5.3 WEA auf See sind grundlastfähig!.....	11
5.4 Langzeitspeicherung mittels Pumpspeicherkraftwerken.....	11
5.5 Speicherwasserkraftwerke in Skandinavien.....	12
5.6 Stromimport aus Südeuropa und Nordafrika.....	13
5.7 Batterien als Langzeitspeicher.....	14
5.8 Langzeitspeicherung mit Strom-zu-Gas-zu-Strom Wandlung.....	15
6. Ziele der deutschen Energiewende.....	16
6.1 Energieeffizienz.....	16
6.2 Schonung von Primärenergieträgern.....	16
6.3. Import von Primärenergieträgern – Abhängigkeit vom Ausland.....	17
6.4 Vermeidungsstrategie – Anpassungsstrategie.....	18
7. Treibhausgasfreie Alternative zu klassischen Kraftwerken.....	19
8. Rettet die Energiewende den Ruf Deutschlands als Industrienation?.....	20
9. Beschäftigungsaspekte.....	21
10. Zusammenfassung.....	22
11. Quellen.....	24
12. Erläuterung der wichtigsten Stichwörter und Maßeinheiten.....	25

1. Abkürzungen

BDEW	: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BMU	: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BWE	: Bundesverband Windenergie e.V.
CSP	: Concentrating solar power plant (solarthermische Kraftwerke)
ECF	: European Climate Foundation
EE	: Erneuerbare Energie(n)
EEG	: Erneuerbare Energien Gesetz
EU	: Europäische Union
EEX	: European Energy Exchange
GATE	: Gas Access to Europe
GuD	: Gas und Dampf
ITER	: International Thermonuclear Experimental Reactor
Ni-Cd	: Nickel-Cadmium
PVA	: Photovoltaikanlagen
RWI	: Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung
WEA	: Windenergieanlagen

2. Einleitung

Zurzeit findet in jedem Bundesland eine separate Energiewende mit individuellen Zielsetzungen statt. Die Puristen unter den Bundesländern streben dabei nach einer 100% Stromversorgung durch Erneuerbare Energien (EE) – und das schon weit vor 2050. Alle Parteien versuchen sich gegenseitig mit Bekenntnissen zum Schutz der Erdatmosphäre zu übertrumpfen. Erklärungen von Mitgliedern der Bundes- und Landesregierungen, der nachgeordneten Verwaltungsbehörden und der großen Naturschutzorganisationen erwecken den Eindruck, als würde die deutsche Energie- und Umweltpolitik eher durch Weltrettungsfantasien, als durch nüchterne Überlegungen bestimmt werden. In der öffentlichen Diskussion über die Energiewende in der Stromversorgung fehlen Informationen über wesentliche Eigenschaften von Windenergieanlagen (WEA) und Photovoltaikanlagen (PVA). Das vorliegende Memorandum will deshalb darlegen, wie sich Sonne und Wind - beides Energieträger, die sehr starken zeitlichen Schwankungen unterliegen - im heutigen Stromversorgungssystem bemerkbar machen. Aus diesem Grunde werden nur die elektrischen Leistungen aus Photovoltaikanlagen und Windenergieanlagen in Figuren dargestellt. Grundlastfähige Stromerzeugungsanlagen auf der Basis von EE, also Wasserkraft-, Biomasse-, Müllverbrennungs- und Geothermieanlagen, bleiben in den Figuren unberücksichtigt. Der Anteil dieser Anlagen an der gesamten installierten Nennleistung¹⁾ und an der gesamten elektrischen Energieerzeugung kann jedoch nicht vernachlässigt werden²⁾. Bei der Diskussion der Figuren kommt dieser Aspekt gesondert zur Sprache.

Der Unterzeichner hat die Tatsachen, Daten und Meinungen in dieser Denkschrift ursprünglich zur eigenen Information zusammengetragen, später zur Information interessierter Mitbürger in Nordhessen. Dabei wurde nicht auf die sorgfältige Dokumentation der Quellen geachtet. Aus diesem Grund enthält Abschnitt 11 nur einen Teil der verwendeten Quellen. Der Leser möge über diesen Mangel hinwegsehen.

Bei der Ausarbeitung der Denkschrift hat der Unterzeichner mehr Wert auf Lesbarkeit gelegt als auf technisch/wissenschaftlichen Tiefgang. Mehr Tiefgang hätte den Umfang der Denkschrift wesentlich vergrößert und gleichzeitig dem Leser ohne Fachkenntnisse den Zugang zum Stoff erschwert. Da bereits das Thema „Stromerzeugung mittels WEA und PVA“ sehr komplex ist, kann die Denkschrift andere wichtige Themen der Energiewende nicht oder nur andeutungsweise behandeln (z.B. Energieeffizienz, Elektromobilität, Wärmebedarf).

Der Leser ohne ausreichendes Hintergrundwissen findet in Abschnitt 12 eine kurze Erläuterung der wichtigsten technisch-physikalischen Begriffe und Einheiten, die im vorliegenden Memorandum Verwendung finden.

3. Leistungsganglinien von WEA und PVA

Der Beitrag von WEA und PVA zum deutschen Stromversorgungssystem kann relativ einfach mittels Leistungsganglinien beurteilt werden. Sie stellen den zeitlichen Verlauf der Leistungen dar, die die jeweiligen Erzeugungsanlagen ins Netz einspeisen. Bei Gegenüberstellung der im deutschen Stromnetz benötigten und erzeugten Leistung kann anhand der Leistungsganglinien kontrolliert werden, mit welchem prozentualen Anteil Wind und Sonne den momentanen Leistungsbedarf decken. Alle in dieses Memorandum aufgenommenen Leistungsganglinien beruhen auf den Daten der Übertragungsnetzbetreiber³⁾ und der Europäischen Energiebörse EEX.

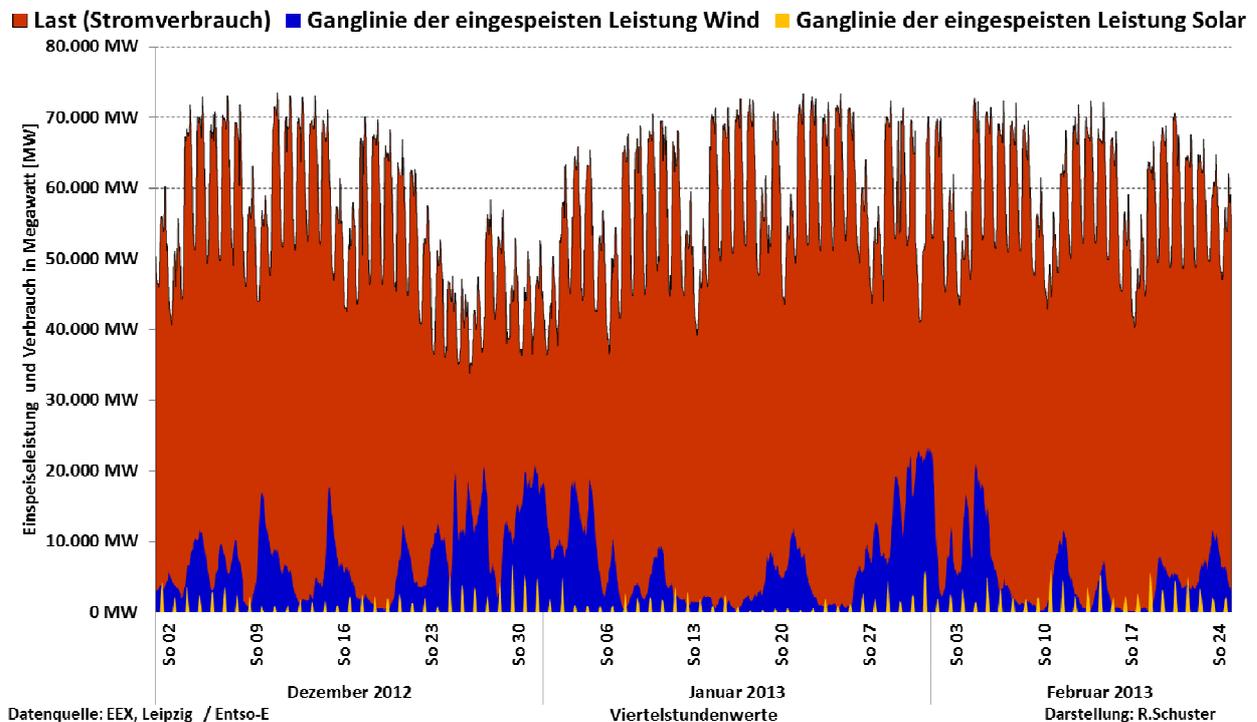
¹⁾ PVA werden nicht durch die Nennleistung sondern durch die Spitzenleistung charakterisiert. Sie bezeichnet die Ausgangsleistung unter normierten Laborbedingungen (Strahlungsleistung, Einfallswinkel, Temperatur, Lichtspektrum). Um im Zusammenhang mit PVA und WEA nicht ständig zwischen Spitzen- und Nennleistung unterscheiden zu müssen, wird in diesem Aufsatz anstelle der PVA-Spitzenleistung ebenfalls der Begriff Nennleistung verwendet.

²⁾ Der Anteil beträgt ca. 12.000 MW, das entspricht 16% der Nennleistung aller EEA. Ihr Anteil an der gesamten durch EE erzeugten Energie beträgt ca. 62 TWh (Stand Ende 2012), was ca. 30% entspricht. Falls sich die heutigen Ausbaupläne der EE realisieren lassen, werden Nennleistung und Energieerzeugung der grundlastfähige EE bis 2050 zwar absolut steigen aber ihr prozentualer Anteil an der Nennleistung und Energieerzeugung aller EE wird erheblich sinken. Die Ursache dafür liegt in dem, gegenüber PVA und WEA, viel geringeren Wachstumspotential der grundlastfähigen EE.

³⁾ Amprion, 50 Hertz, TenneT und Transnet BW
19.5.2014

Zur sicheren Stromversorgung Deutschlands werden gegenwärtig Kraftwerke mit einer abrufbaren Gesamtnennleistung von ca. 90.000 MW benötigt. Die Gesamtnennleistung ist größer als der maximale Stromverbrauch in Figur 1, da an der Erzeugerseite Reserveleistung vorgehalten werden muss.

Figur 1: Ganglinien des Stromverbrauchs in den Wintermonaten 2012/2013 und Ganglinien der Einspeiseleistungen aller WEA und PVA in Deutschland



WEA und PVA liefern einen von Jahr zu Jahr zunehmenden Teil der benötigten Leistung. Sie speisen mit gesetzlich gesichertem Vorrang ins Stromnetz ein, während die klassischen Kraftwerke die Differenz zwischen dem stark variierenden Stromverbrauch und der noch stärker schwankenden Einspeiseleistung der WEA und PVA kompensieren müssen. In Figur 1 ist die Einspeiseleistung aller WEA (blau) und PVA (gelb) in Deutschland zusammen mit dem Stromverbrauch (rot) für den Zeitraum Dezember 2012 bis Februar 2013 wiedergegeben. Man beachte, dass die grundlastfähigen EE weggelassen wurden. Sie bilden einen „Sockel“ von ca. 7000 MW⁴⁾. D.h. die blauen und gelben Kurven müssen gedanklich als Ganzes um 7000 MW nach oben geschoben werden.

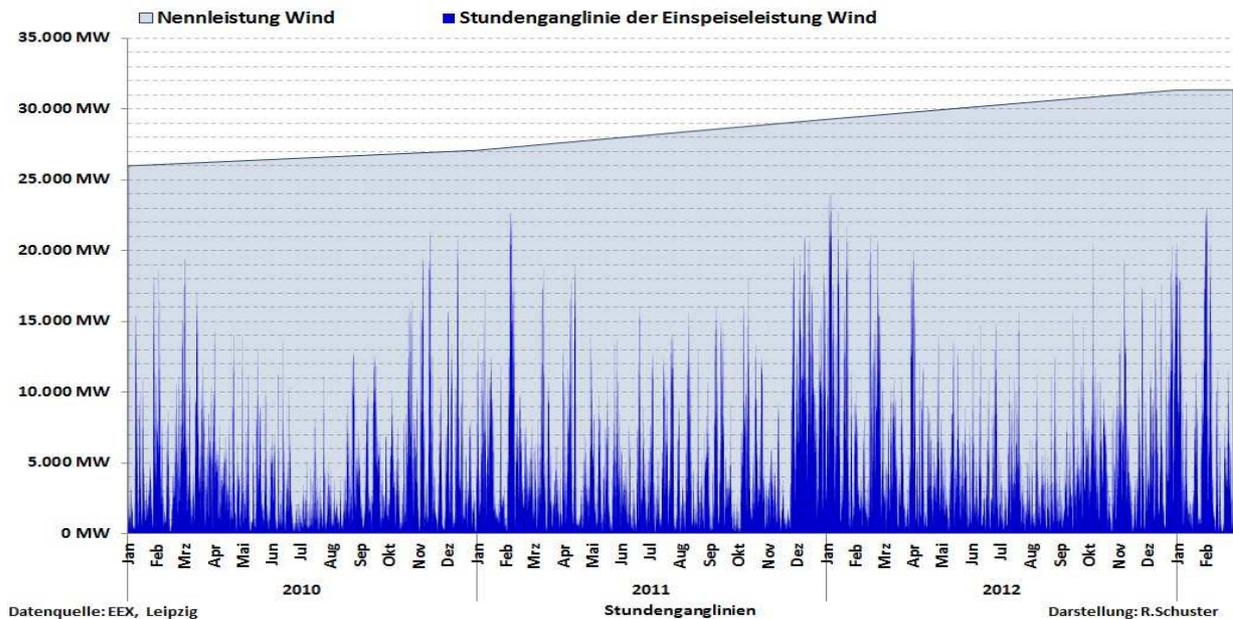
Anfang 2013 waren in Deutschland ca. 23.000 WEA mit einer Nennleistung von ca. 31.000 MW und PVA mit einer Nennleistung von ca. 32.000 MW installiert. Damit hat der Bestand an WEA und PVA mit zusammen 63.000 MW Nennleistung bereits zwei Drittel der Nennleistung des klassischen Kraftwerksparks überschritten.

⁴⁾ Die mittlere Leistung der grundlastfähigen EE im Jahre 2012 betrug 62 TWh/8760 Jahresstunden = ca. 7000 MW
 19.5.2014

3.1 Leistungsganglinien während mehrerer Jahre

Figur 2 zeigt die Einspeiseleistung aller WEA in Deutschland im Zeitraum Januar 2010 bis Februar 2013. In diesem Zeitraum erhöhte sich die Nennleistung der deutschen WEA durch Zubau um ca. 5000 MW auf etwas über 30.000 MW (hellblauer Hintergrund).

Figur 2: Ganglinie der Einspeiseleistung aller deutschen WEA ab Januar 2010

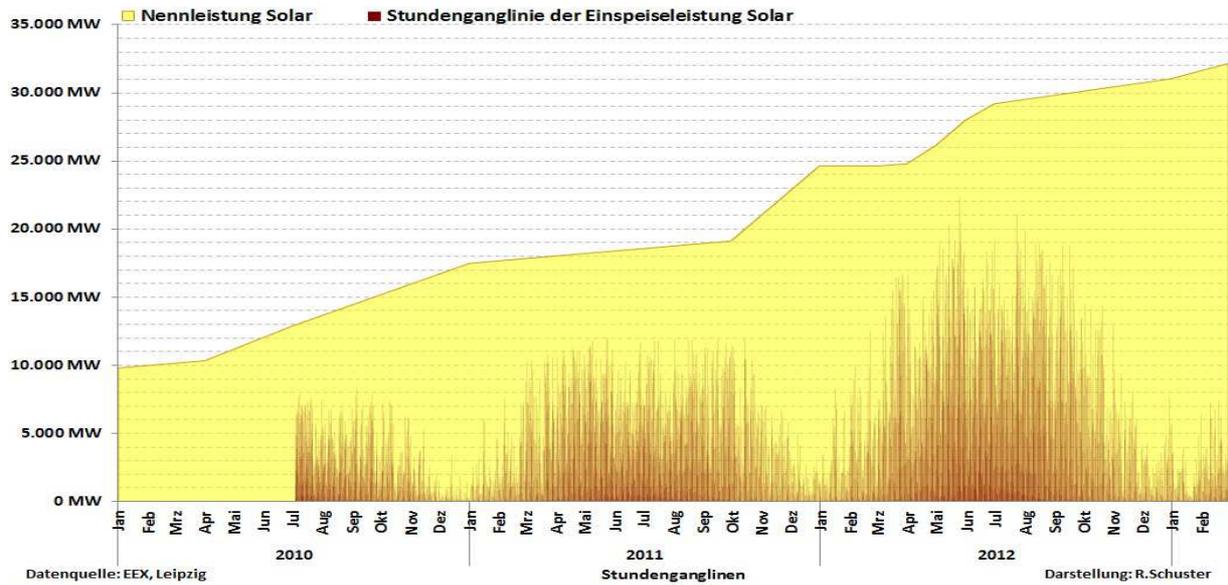


Die dunkelblau dargestellte Ganglinie der Einspeiseleistung wird charakterisiert durch zufällige Wechsel von hohen und sehr geringen Einspeiseleistungen ("Gras"). Ein durchgehender Sockel, d.h. eine ständig zur Verfügung stehende Leistung aus Windenergie fehlt im gesamten Darstellungszeitraum. Daher bleibt, trotz des starken Zubaus der letzten Jahre, die ständig gesicherte Leistung aller 23.000 WEA in Deutschland im gesamten Betrachtungszeitraum nahezu Null - insbesondere auch in den Monaten mit hohem Stromverbrauch.

Figur 3 zeigt die Einspeiseleistung aller deutschen PVA (orange). Der gelbe Hintergrund demonstriert die rasante Zunahme der Nennleistung dieser Anlagen von 13.000 MW im Juli 2010 auf 32.000 MW im Februar 2013. Die Figur zeigt aber auch den krassen Unterschied zwischen der Nennleistung und der tatsächlich eingespeisten Leistung. Die Einspeiseleistung beträgt, selbst im besten Fall, nur etwa 80% der Nennleistung. Auffällig sind die hohen in den Sommermonaten ins Netz eingespeisten Leistungsspitzen, sowie der stark ausgeprägte Sommer-Winterzyklus.

Durch ihre Abhängigkeit von der Sonneneinstrahlung können PVA eine nennenswerte Stromeinspeisung während bestenfalls 12 Stunden im Sommer und 7 Stunden im Winter gewährleisten, wobei das Maximum zur Mittagszeit auftritt. Im Sommer 2012 wurden während einiger Tage um die Mittagszeit mehr als 20.000 MW eingespeiste Leistung erreicht. Im Dezember und Januar, d.h. in den Monaten mit stark angestiegenem Leistungsbedarf, wurden dagegen oftmals 2.000 MW nicht überschritten.

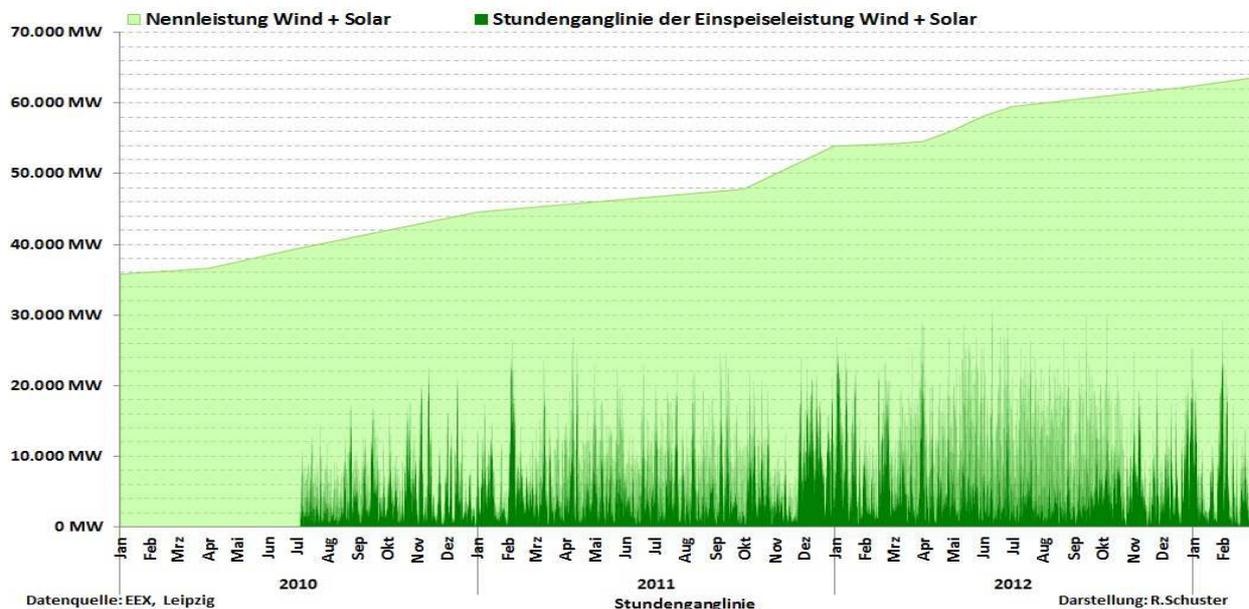
Figur 3: Ganglinie der Einspeiseleistung aller deutschen PVA ab Juli 2010



Figur 4 zeigt die Summe der Einspeiseleistung aller PVA und WEA in Deutschland im Zeitraum zwischen Juli 2010 und Februar 2013 (dunkelgrün). WEA und PVA verzeichneten im genannten Zeitraum einen Anstieg von mehr als 20.000 MW auf 63.000 MW Nennleistung (hellgrüner Hintergrund). Auch diese Figur demonstriert sehr deutlich die Diskrepanz zwischen der installierten Nennleistung aus WEA und PVA und der Ganglinie der tatsächlich eingespeisten Leistung.

Charakteristisch für alle bisher gezeigten Leistungsganglinien ist der zufällige Wechsel von hohen und sehr geringen Einspeiseleistungen, ohne dass durch den starken Zubau in den letzten Jahren ein Trend zur Vergleichmäßigung der Einspeiseleistung oder zu einer nennenswerten gesicherten Leistung (Sockel) festgestellt werden kann. Die Summe der Einspeiseleistungen aus WEA und PVA sorgt lediglich für einen gewissen Ausgleich in der Sommer-Winter Charakteristik (vergleiche mit Figur 3). Nur die grundlastfähigen EE sorgen für einen Sockel von ca. 7000 MW, der in der Figur aber nicht dargestellt ist. D.h. auch im Jahre 2012 wäre eine zuverlässige Stromversorgung Deutschlands ohne den vollständigen konventionellen Kraftwerkspark zu keinem Zeitpunkt möglich gewesen.

Figur 4: Ganglinie der Einspeiseleistung aller deutschen WEA und PVA ab Juli 2010

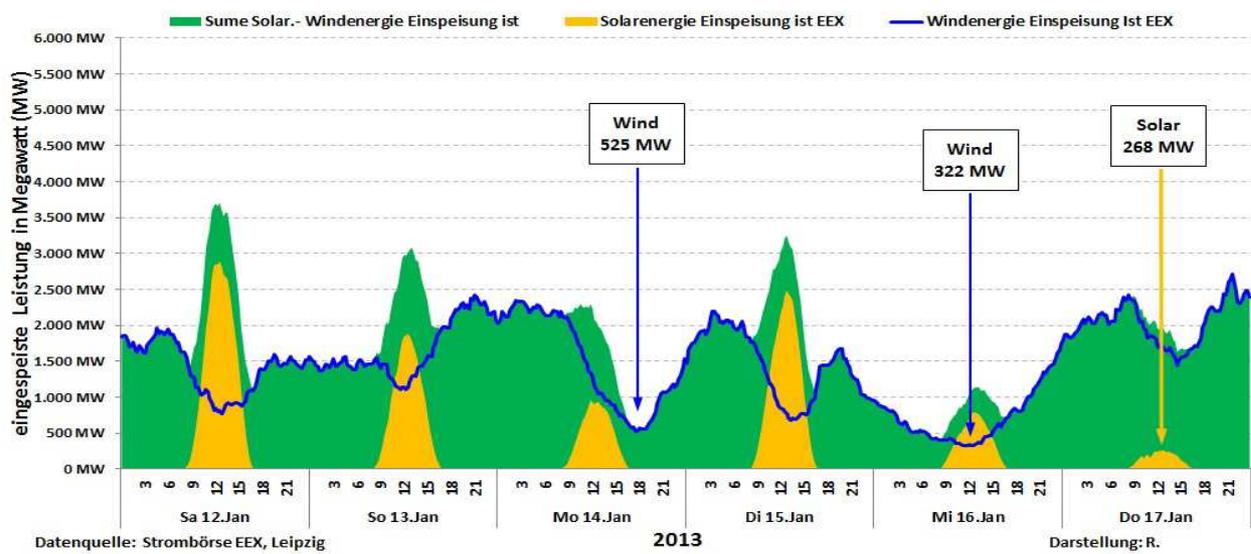


3.2 Leistungsganglinien während mehrerer Winterwochen

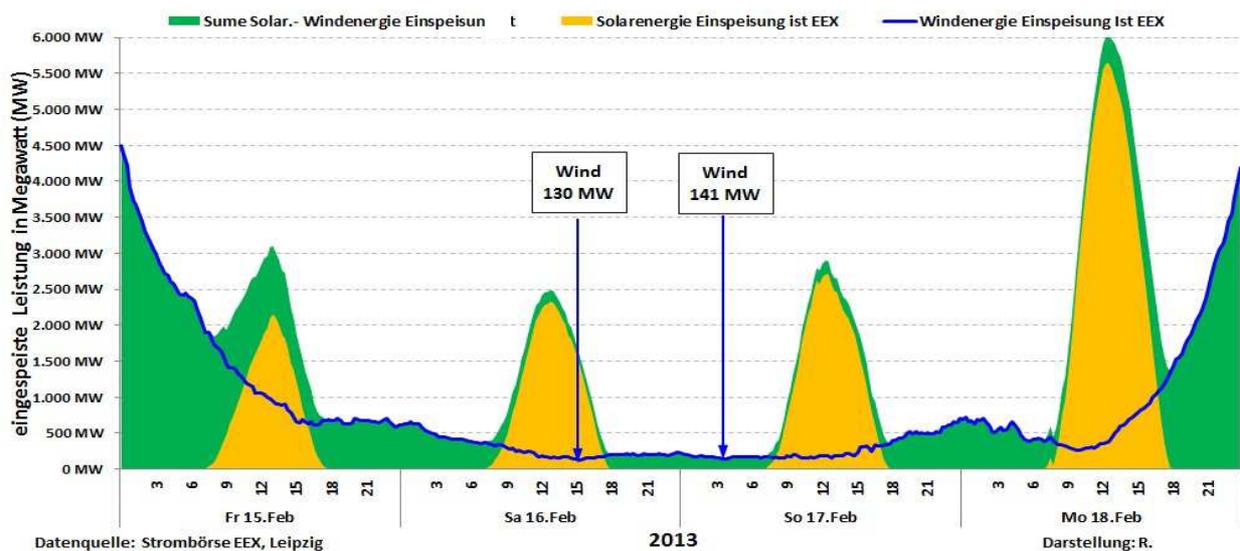
Die Figuren 5 und 6 repräsentiert die Einspeiseleistungen aller deutschen WEA und PVA (63.000 MW Nennleistung) im Zeitraum vom 12. bis zum 17. Januar bzw. vom 15. bis zum 18. Februar 2013. Die Figuren 5 und 6 sind also Ausschnittsvergrößerungen aus Figur 1.

Die Leistungsganglinien in Figur 5 zeigen sehr deutlich, dass WEA und PVA an sechs aufeinanderfolgenden Tagen nur sehr geringe Leistungen zwischen 525 MW und 3600 MW in das Netz einspeisen konnten. Das entsprach einer Energieerzeugung von nur ca. 0,22 TWh. Dem stand in demselben Zeitraum ein mittlerer Energiebedarf von ca. 52 TWh gegenüber, d.h. das 236-fache! WEA und PVA speisten zwischen dem 15. und dem 18. Februar 2013 ähnlich geringe Leistungen ins Netz ein. Gemäß Figur 6 liegen sie zwischen 140 MW und 6000 MW.

Figur 5: Ganglinien der Einspeiseleistung aller deutschen WEA und PVA im Januar 2013



Figur 6: Ganglinien der Einspeiseleistung aller deutschen WEA und PVA im Februar 2013



Anhand der Figuren 1 bis 6 sind bereits die wesentlichen Eigenschaften der Netzeinspeisung von WEA und PVA erkennbar:

- stark fluktuierend, abhängig von Wetter, Tageszeit und Jahreszeit;
- zwar mittels Wetterdiensten in Grenzen voraussagbar aber nicht bedarfsorientiert planbar;
- es können längere Perioden ohne nennenswerte Einspeisungen auftreten.

4. Kommunale Selbstversorgung mittels WEA und PVA

Man hört und liest es immer wieder: Organe der deutschen Gebietskörperschaften, vom Bürgermeister bis zum Staatsminister eines Bundeslandes, preisen die Vollversorgung durch EE als handele es sich um eine Eintrittskarte zum Paradies. Abhängig von der Funktion des Mandatsträgers wird suggeriert, dass EE eine Kommune, einen Landkreis, einen Regierungsbezirk oder gar ein ganzes Bundesland zu 100% mit Strom versorgen können.

Bleiben wir auf der kommunalen Ebene. Die Einspeiseleistung kommunaler WEA ins Netz richtet sich nach der momentanen Windgeschwindigkeit und die Einspeiseleistung kommunaler PVA nach der momentanen Sonneneinstrahlung aber nicht nach dem momentanen kommunalen Strombedarf. Demzufolge werden die kommunalen WEA und PVA ständig entweder viel weniger oder viel mehr Leistung erzeugen und ins Netz einspeisen als die Kommune gerade benötigt. Mit anderen Worten, die WEA und PVA können prinzipiell keine bedarfsgerechte Stromversorgung gewährleisten und sind auf die Unterstützung durch klassische Kraftwerke angewiesen. Bedarfsgerecht ist eine Stromversorgung nur dann, wenn sie in jedem Augenblick soviel Strom liefern kann, wie verbraucht wird - nicht mehr und nicht weniger. D.h. die Stromversorgung muss eine Leistung bereitstellen können, die:

- A) jederzeit abrufbar ist;
- B) jederzeit in einem großen Leistungsbereich stufenlos regelbar ist.
- C) eine Leistungsreserve mit Bezug auf den maximalen Verbrauch beinhaltet.

Die Punkte A, B und C mögen den Liebhabern der deutschen Energiewende auf die Nerven gehen, doch WEA und PVA können diese Voraussetzungen prinzipiell nicht erfüllen. Die Figuren hiervoor beweisen es. Zwar lassen sich WEA und PVA abregeln, aber bei Dunkelheit oder Windstille nicht hochregeln. Wäre das kommunale Stromnetz ein Inselnetz, d.h. hätte es keine Verbindung mit dem nationalen Verbundnetz, könnte eine Kommune prinzipiell keine bedarfsgerechte Stromversorgung sicherstellen, ganz gleich wie viele WEA und PVA sie besäße. Der Aufbau einer Reservestromversorgung wäre unumgänglich. Deren Kosten machen aber eine echte kommunale Strom-Autarkie unerschwinglich, wie im Abschnitt 5.7 anhand eines einfachen Beispiels gezeigt wird. Dasselbe gilt auf Kreis-, Bezirks- und Länderebene.

Behauptet also eine Kommune, die 100%-ige Selbstversorgung mittels WEA, PVA und evt. weiteren EE **physikalisch** erreicht zu haben, so darf man das ruhig als Etikettenschwindel betrachten. Kommunen können die 100%-ige Selbstversorgung höchstens **bilanziell** erreichen, indem der Jahresenergieertrag aus eigenen EE gleich oder größer ist als der Jahresverbrauch elektrischer Energie in der Kommune. Die Kommune bleibt dann aber immer noch auf die Versorgung aus Kern- Kohle- und Gaskraftwerken über das Verbundnetz angewiesen, wenn die kommunalen Lichter nicht ausgehen sollen!

Nicht anders verhält es sich mit dem Strombezug aus weit entfernten „sauberen“ Kraftwerken - wenn z.B. das nordhessische Wolfhagen zusätzlich zu der elektrischen Energie aus eigenen WEA, PVA und Biomasseanlagen, noch elektrische Energie aus einem österreichischen oder schweizerischen Speicherwasserkraftwerk einkauft, um bilanziell die 100%-ige Selbstversorgung aus EE zu erreichen. Die Vorstellung, dass „saubere“ Elektronen vom österreichischen oder schweizerischen Kraftwerk bis nach Wolfhagen fließen, ist mehr als abenteuerlich. Aus physikalischer Sicht fließt der Strom im Verbundnetz immer von den ins Netz einspeisenden Generatoren (in Kraftwerken und EE) zu den an das Netz angeschlossenen Verbrauchern (Privathaushalte, kommunale Einrichtungen, Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleistungsbetriebe). Da sich der Netzzustand⁵⁾ ständig ändert, wechselt auch der Generator, der einen bestimmten Verbraucher hauptsächlich bedient. Es ist daher unmöglich, einem bestimmten Verbraucher einen bestimmten Generator zuzuordnen. D.h. alle am Verbundnetz angeschlossenen Verbraucher beziehen ein Misch(strom)produkt aus allen ins Verbundnetz einspeisenden Kraftwerken und EE. Vor diesem Hintergrund ist nicht auszuschließen, dass Wolfhagen seine Bürger zeitweise mit Strom aus Kernkraftwerken beliefert. Für die wolfhagener Anhänger der reinen Grünstrom-Lehre ein wahrhaft entsetzlicher Gedanke! Wollte Wolfhagen die gekaufte Energie physikalisch ausschließlich vom Speicherwasserkraftwerk beziehen, so ließe sich das nur mittels einer eigens für diesen Zweck angelegten Höchstspannungsverbindung verwirklichen.

⁵⁾ **Netzzustand:** der momentane Stromverbrauch der einzelnen Verbraucher, die momentanen Einspeiseleistungen von Kraftwerken und EE sowie die Verfügbarkeit der Betriebsmittel Leitungen und Umspannwerke.

In der öffentlichen Diskussion der EE wird oft nicht zwischen Nennleistung und Einspeiseleistung unterschieden. So gibt die Aussage: „Photovoltaik ist mit 30.000 MW leistungstärkste Stromerzeugungstechnik in Deutschland insgesamt“ nur die halbe Wahrheit wieder (Frauenhofer-ISE, 29.8.2012). Wie Figur 3 beweist, ist die wirkliche Einspeiseleistung aus PVA erheblich kleiner als die PVA-Nennleistung, da optimale Einstrahlungsbedingungen in Deutschland nicht gegeben sind.

Auch wird zwischen elektrischer Leistung und elektrischer Arbeit oft nicht klar unterschieden. Auf einer ziemlich abenteuerlichen Deutung der Zusammenhänge beruhen z.B. Behauptungen wie: „Solarzellen liefern soviel Strom wie 20 Atommeiler“ (Spiegel Online, 26.5.2012). Anlass für diese Meldung war eine PVA-Einspeiseleistung von ca. 21.000 MW am 25.5.2012 um die Mittagszeit. Zwar ist diese Meldung kein Vergehen, aber die nahegelegte Deutung „PVA können Atomkraftwerke ersetzen“ ist ein gedanklicher Bocksprung. Bei den (fiktiven) 20 Kernkraftwerken würde es sich grundsätzlich um Grundlastkraftwerke handeln. Sie würden 24 Stunden pro Tag eine konstante Leistung ins Netz einspeisen. Dagegen konnten die PVA ihre 21.000 MW nur während höchstens 2 Stunden liefern - sie hätten also die 20 Kernkraftwerke unmöglich ersetzen können.

Das Beispiel zeigt, dass die Energieerzeugung der deutschen PVA trotz eindrucksvoller Nennleistung sehr mager ist. Diese Erkenntnis verstärkt sich, wenn man das ganze Jahr betrachtet. So standen im Jahre 2012 jedem Megawatt Nennleistung der deutschen PVA nur 850 MWh erzeugter Energie gegenüber. Ähnliches gilt für die Gesamtheit der deutschen WEA - pro MW Nennleistung nur 1.500 MWh. Dagegen erzeugen klassische Grundlastkraftwerke pro MW Nennleistung jährlich mindestens 6.500 MWh. Nur die grundlastfähigen EE, also Wasserkraft-, Biomasse-, Müllverbrennungs- und Geothermieanlagen, kommen an dieses Ergebnis heran.

5. Energiespeicherung

Das tägliche Leistungsdefizit bzw. der tägliche Leistungsüberschuss der WEA- und PVA-Einspeisungen mit Bezug auf den Stromverbrauch wird von Jahr zu Jahr wachsen wenn der Ausbau der WEA und PVA so wie bisher weitergeht. Das folgt ganz zwanglos aus den Figuren 1 – 6 des Abschnittes 3. Für dieses Problem gibt es zwei Lösungen:

Lösung 1

Der Leistungsüberschuss wird

- entweder ins Ausland verkauft, falls dort Bedarf herrscht **und** die Kapazität der Grenzkuppelstellen ausreicht;
- oder vermieden durch drosseln oder abschalten von WEA und PVA.

Das Leistungsdefizit wird ausgeglichen mit Hilfe eines Kraftwerkparks, bestehend aus hochflexiblen klassischen Kraftwerken (Schattenkraftwerkpark, Stützkraftwerkpark).

Lösung 2

- **Der Leistungsüberschuss** wird gespeichert, falls geeignete Energiespeicher vorhanden sind **und** Umwandlungsprozesse mit hohem Wirkungsgrad zur Verfügung stehen.
- **Das Leistungsdefizit** wird ausgeglichen durch Netz-Einspeisungen der Energiespeicher.

Lösung 1 und 2 müssen hinsichtlich volkswirtschaftlicher Kosten und Nutzen gegeneinander abgewogen werden.

Speicher zur Aufnahme und Abgabe elektrischer Energie werden, je nach der Zeitdauer, die sie überbrücken müssen, in Minutenspeicher, Stundenspeicher und Wochenspeicher unterteilt. Abschnitt 5 behandelt einige Speicheroptionen zur Langzeitspeicherung, d.h. Wochenspeicher. Die dafür notwendige Speicherkapazität kann man mit Hilfe der Verbrauchsdaten eines der gängigen Szenarios abschätzen. Der Unterzeichner hat zu diesem Zweck das „Szenario 2013“ von J. Nitsch gewählt⁶⁾. Die nachfolgende Abschätzung beruht auf der im Jahre 2050 im Jahresmittel benötigten elektrischen Leistung von 30,1 GW aus WEA und PVA. Für sechs wind- und

⁶⁾ Das „Szenario 2013“ ist eine Weiterentwicklung des „Leitszenarios 2011“. Daten für das Jahr 2050: mittlere Last = 60 GW; mittlerer Eigenbedarf + Leitungsverluste = 9,7 GW; mittlere Einspeisung durch grundlastfähige EE = 11,3 GW, durch klassische Kraftwerke = 7,8 GW, durch Stromimport = 20,5 GW.

sonnenschwache Tage (wie in Figur 5) wären demnach $30,1 \text{ GW} * 6 * 24 \text{ h} = 4,3 \text{ TWh}$ Speicherkapazität erforderlich und für 4 wind- und sonnenschwache Wochen $30,1 \text{ GW} * 28 * 24 \text{ h} = 20 \text{ TWh}$.

Man beachte, dass die mit dem Jahresmittelwert berechnete Speicherkapazität geringer ist als die in der Praxis maximal nötige Speicherkapazität, da auch 2050 die im Winter benötigte Maximalleistung erheblich über dem Jahresmittel liegen wird.

Bevor wir uns der Speicherung großer Energiemengen zuwenden, ein kurzer Abstecher zu oft gehörten Behauptungen im Zusammenhang mit WEA.

5.1 Irgendwo in Deutschland weht immer Wind!

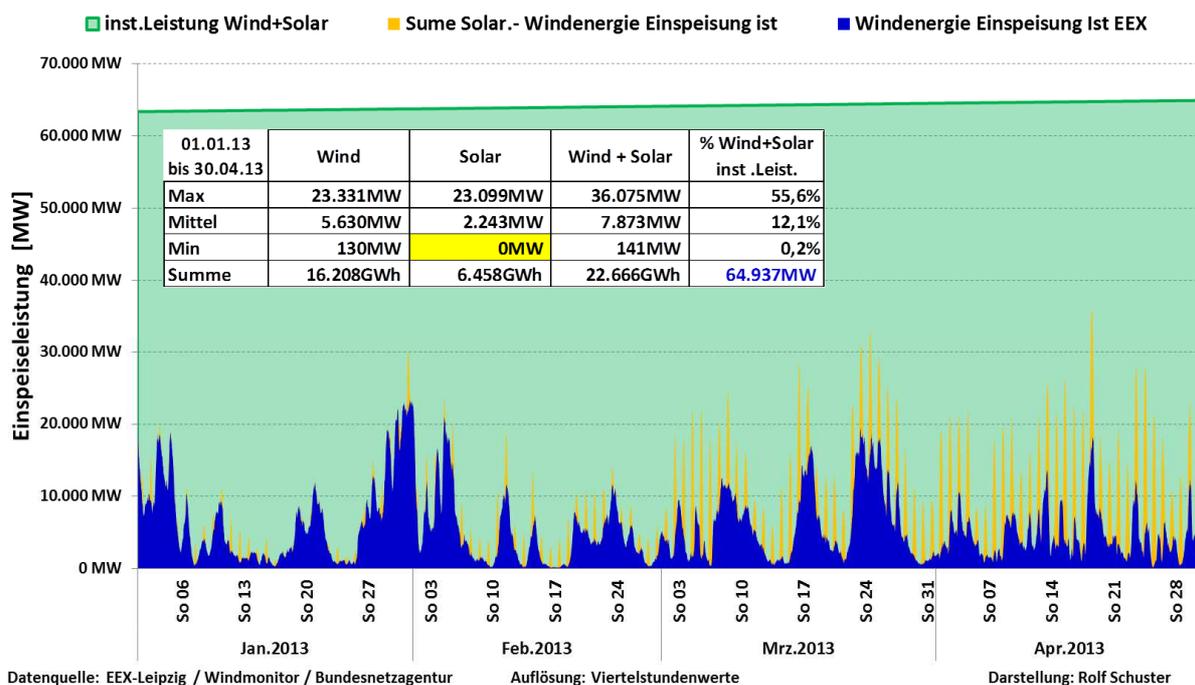
Man hört sie immer noch, die Meinung: In Deutschland weht immer irgendwo der Wind, man kann deshalb auf Energiespeicher verzichten. Natürlich vorausgesetzt, in allen Regionen Deutschlands sind so viele WEA installiert, dass jede Region, in der der Wind weht, den zeitweise windschwachen Rest des Landes mit Strom versorgen kann. Wie ein Blick auf die Isobaren (Linien gleichen Luftdrucks) in der sommerlichen und winterlichen Wetterkarte zeigt, erreichen Hochdruckgebiete über Mitteleuropa Durchmesser von 1000km und mehr. Flauten und Schwachwindperioden können also in ganz Deutschland gleichzeitig auftreten und nicht nur in der Hallertau, über dem Spreewald oder im Rheingau. Liegt ein Hoch über Deutschland, so gibt es überall im Land überhaupt keinen oder nur wenig Wind - sogar auf der Nord- und der Ostsee.

Berechtigter ist die Auffassung „irgendwo zwischen Ural und Gibraltar weht immer Wind“. Doch auch hier gilt das eingangs Gesagte: alle Länder in diesem geographischen Bereich müssten genügend WEA-Leistung installieren, um sich selbst und gleichzeitig ein oder mehrere Nachbarländer versorgen zu können. Angesichts des enormen Flächenverbrauchs von Windparks fällt es schwer dies als glaubwürdige Lösung des Energiespeicherproblems anzusehen. Zwischen Ural und Gibraltar würden zwar völlig windstromlose oder windstromschwache Tage und Wochen vermieden, die gesamte WEA-Einspeisung als solche wäre aber immer noch stark fluktuierend und deshalb keinesfalls bedarfsgerecht. Mit anderen Worten, Langzeitspeicher sind unentbehrlich, wenn man auf Kernkraftwerke und konventionelle Kraftwerke verzichten will.

5.2 Die Summe von PVA und WEA-Einspeisung sorgt für eine Glättung!

Auch dieser fromme Wunsch überzeugter Anhänger der Wind- und Sonnenenergie bleibt unerfüllt. Im Gegenteil: wie Figur 7 zeigt, sorgt die Einspeisung von WEA und PVA für noch größere Schwankungen der Einspeisung als die WEA-Einspeisung alleine.

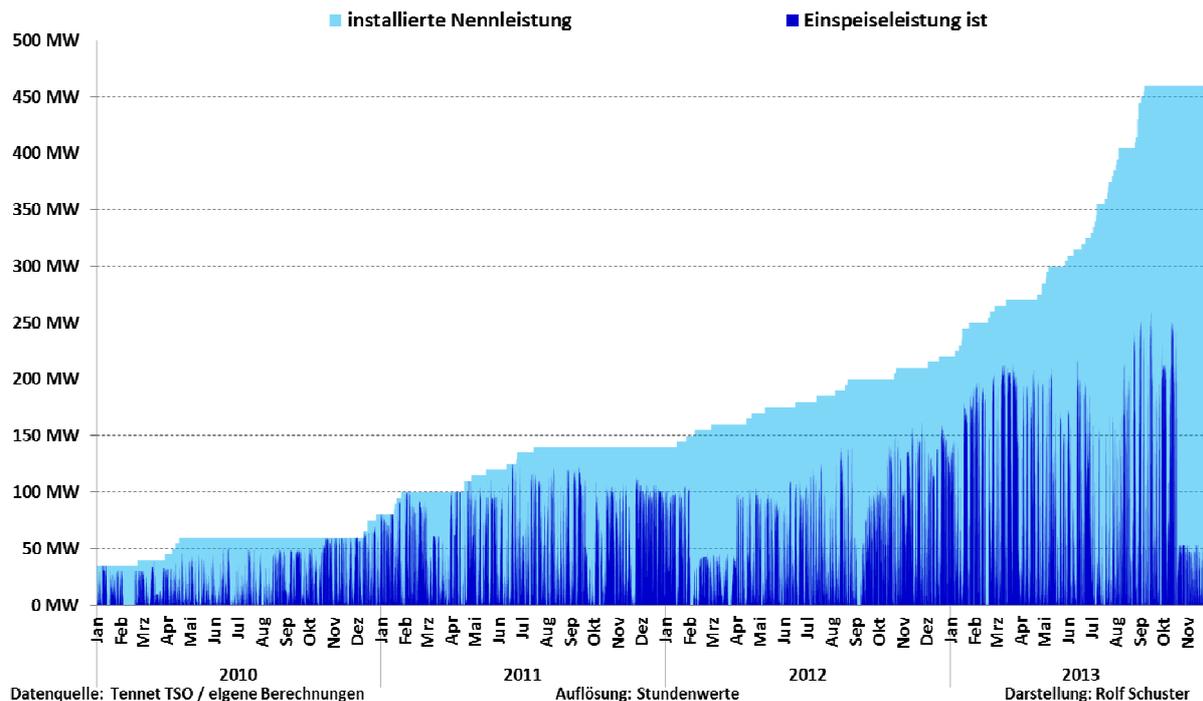
Figur 7: Ganglinie der Einspeiseleistung aller deutschen WEA und PVA (erstes Vierteljahr 2013)



5.3 WEA auf See sind grundlastfähig!

Zum Begriff „grundlastfähig“ siehe auch die kurze Erläuterung in Abschnitt 12. Wie Figur 8 demonstriert, speisen WEA auf See wesentlich öfter hohe Leistungen ins Netz ein als WEA an Land (vergleiche Figur 8 und Figur 2). Dessen ungeachtet ist ihre Einspeisung alles andere als unterbrechungsfrei, wie der Betrachter leicht erkennen kann. Das wird sich auch nicht ändern wenn die installierte Leistung auf das 100-fache gesteigert wird, denn auch auf See treten regelmäßig Schwachwindperioden und Flauten auf. Mit anderen Worten: die Grundlastfähigkeit von WEA in der Nord- und Ostsee ist reine Illusion.

Figur 8: Ganglinie der Einspeiseleistung aller WEA in der Nordsee sowie installierte Nennleistung dieser Anlagen im Netzbereich von TenneT



5.4 Langzeitspeicherung mittels Pumpspeicherkraftwerken

Die häufigsten Anlagen zur Speicherung großer Energiemengen sind Speicherkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke. Sie nutzen zur Stromerzeugung den Höhenunterschied zwischen einem großen Wasservolumen und der Turbinen- und Generatoranlage des Kraftwerks. Der Füllstand von Speicherwasserbecken, mit anderen Worten ihr Energieinhalt, ist von der Wassermenge natürlicher Zuflüsse abhängig. Ist ein Speicherwasserbecken leer, so ist es über Monate hinaus für die Stromerzeugung unbrauchbar. Speicherwasserkraftwerke können zwar helfen, wind- und sonnenarme Perioden zu überbrücken, können jedoch keine überschüssige Energie aus WEA und PVA aufnehmen. Pumpspeicherkraftwerke sind in dieser Hinsicht flexibler. Sie sind nicht abhängig von natürlichen Zuflüssen, sondern verfügen über eine stets gleichbleibende Wassermenge und können Energieüberschüsse aus WEA und PVA speichern und bei Bedarf wieder ins Stromnetz einspeisen.

In Deutschland sind über 30 große und kleine Pumpspeicherkraftwerke verfügbar. Die Entleerungszeiten dieser Kraftwerke liegen zwischen 5 bis 8 Stunden, abhängig von ihrer Größe. Die gesamte in allen deutschen Pumpspeichern gespeicherte Energie beträgt 37,7 GWh und die Gesamtleistung der Kraftwerke 6,7 GW.

Im Falle einer 6-tägigen Periode im Jahre 2050 mit wenig Wind und Sonnenschein müssten die deutschen Pumpspeicherkraftwerke im Stande sein, ununterbrochen eine mittlere elektrische Leistung von 30,1 GW zu

liefern, d.h. eine elektrische Energie von 4,3 TWh⁷⁾. Dazu wären ca. 505 Pumpspeicherkraftwerke mit der Kapazität des Kraftwerkes „Goldisthal“ notwendig⁸⁾. Legt man die Baukosten von „Goldisthal“ zugrunde, müssten für die 505 neuen Pumpspeicher etwa 300 Milliarden Euro zum Geldwert von 2003 bereitgestellt werden.

Die Überbrückung von vier wind- und sonnenschwachen Wochen würde 2380 Anlagen mit der Speicherkapazität von „Goldisthal“ erfordern, wodurch die Kosten auf 1,4 Billionen Euro anstiegen. Jede ins Netz eingespeiste MWh würde durch hohe anteilige Umlagen aus Bau-, Betriebs- und Wartungskosten belastet werden, da im täglichen Betrieb nur ein geringer Teil der gesamten nationale Pumpspeicherkapazität wirklich genutzt würde, die volle Kapazität aber nur selten. Diese grobe Abschätzung zeigt, dass Pumpspeicherkraftwerke aus Kostengründen und wegen der geografischen Gegebenheiten in Deutschland keine realistische Option darstellen.

Im April 2012 veröffentlichte der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) eine Liste mit Kraftwerken, die sich zu diesem Zeitpunkt im Genehmigungsverfahren oder in der Planung befanden. In die untenstehende Tabelle wurden nur die Pumpspeicherkraftwerke übernommen und zwar nur jene mit mehr als 100 MW Nennleistung. Wahrscheinlich werden nicht alle Projekte verwirklicht werden, denn gegen einige haben sich Bürgerinitiativen gebildet.

Tabelle 1 : Neubau und Erweiterungen von Pumpspeicherkraftwerken mit Nennleistungen größer als 100 MW

Name	Bundesland	Nennleistung	Status 2013
Atdorf	Baden-Württemberg	1400 MW	im Genehmigungsverfahren
Waldeck II (Erweiterung)	Hessen	300 MW	genehmigt
Simmerath / Rursee	Nordrhein-Westfalen	640 MW	Wegen Widerstand aus Lokalpolitik und Bevölkerung aufgegeben
Nethe / Höxter	Niedersachsen	390 MW	im Genehmigungsverfahren
Schweich	Rheinland-Pfalz	300 MW	Planung
Riedl	Bayern	300 MW	Planung
Heimbach	Hessen	500 MW	Planung
Schmalwasser	Thüringen	1000 MW	Planung
Forbach (Erweiterung)	Baden-Württemberg	> 200 MW	Planung
Summe		> 4390 MW	

Mit Ausnahme von „Atdorf“ (ca. 13 GWh) und „Schmalwasser“ (mindestens 6 GWh) ist die Speicherkapazität aller Pumpspeicherkraftwerke in Tabelle 1 erheblich kleiner als die Kapazität vom Pumpspeicherkraftwerk „Goldisthal“. Selbst wenn alle geplanten Neubauten und Erweiterungen bestehender Anlagen realisiert würden, blieben sowohl die gesamte Nennleistung als auch die gesamte Speicherkapazität noch immer weit hinter den Erfordernissen zurück.

5.5 Speicherwasserkraftwerke in Skandinavien

Bietet die „indirekte Speicherung“ in Norwegen und Schweden eine vollständige Lösung des Speicherproblems? Bei dieser Speichervariante würde der deutsche Leistungsüberschuss direkt ins norwegische und schwedische Netz eingespeist werden, während eine Unterdeckung in Deutschland durch norwegische und schwedische Speicherkraftwerke ausgeglichen würde. Energieverluste durch Pumpvorgängen ließen sich hierdurch vermeiden und der Umbau von norwegischen und schwedischen Speicherkraftwerken zu Pumpspeicherkraftwerken wäre überflüssig.

⁷⁾ Daten für 2050 gemäss „Szenarion 2013“: mittlere Last = 60 GW; mittlerer Eigenbedarf + Leitungsverluste = 9,7 GW; mittlere Einspeisung durch grundlastfähige EE = 11,3 GW, durch klassische Kraftwerke = 7,8 GW, durch Stromimport = 20,5 GW.

⁸⁾ Daten „Goldisthal“: Kapazität 8,5 GWh, max. Leistung 1060 MW, Speichereichweite 8 Stunden, Kosten: 600 Millionen Euro (2003), Bauzeit: 15 Jahre, Betriebsaufnahme im Jahre 2003

Gemäß prognos-Bericht „Bedeutung der internationalen Wasserkraft-Speicherung für die Energiewende“ stützt sich Norwegens Elektrizitätserzeugung zu 95% auf Wasserkraft mit folgender Aufteilung:

- Speicherwasser Leistung: 23,4 GW; erzeugte elektr. Energie 2010: 85 TWh
- Laufwasser Leistung: 6,26 GW
- Pumpspeicherwasser Leistung: 1,35 GW

Die Speicherkapazität (Füllung des Speichers) ist von der Jahreszeit abhängig und lag in den Jahren 1998 bis 2011 im Schnitt zwischen 26 TWh (Anfang Mai) und 69 TWh (Ende September). Man beachte, dass die Minimal- und Maximalfüllstände von den Jahresniederschlägen abhängig sind.

Schwedens Elektrizitätserzeugung beruht zu 46% auf Wasserkraft. Der leistungsmäßige Anteil der Speicherwasserkraftwerke an der Gesamtleistung aller Wasserkraftwerke ist mit 65% ebenfalls hoch.

- Speicherwasser Leistung: 10,8 GW; erzeugte elektr. Energie 2010: 33,7 TWh
- Laufwasser Leistung: 5,83 GW
- Pumpspeicherwasser Leistung: 0,108 GW

Auch in Schweden ist die Speicherkapazität von der Jahreszeit abhängig. Sie betrug in den Jahren 1998 bis 2011 im Schnitt zwischen 7 TWh (Anfang Mai) und 27 TWh (Ende September). Nennleistung und Speicherkapazität sind also bedeutend geringer als in Norwegen. In beiden Ländern ist die Pumpspeicherkapazität vernachlässigbar.

Im prognos-Bericht wird die heutige, jederzeit gesicherte Abnahme von deutschem Strom mit 10-13 GW angegeben (d.h. die jederzeit gesicherte Aufnahmefähigkeit Norwegens und Schwedens) und der heutige, jederzeit gesicherte Stromexport nach Deutschland mit ca. 6,5 GW (d.h. die gesicherte Abgabefähigkeit Norwegens und Schwedens). Letztere kann durch Ausbau des Höchstspannungsnetzes in Norwegen und Schweden noch etwas gesteigert werden. Doch selbst wenn die Exportleistung beider Länder bis 2050 erheblich zunähme, könnten die Gleichstromverbindungen Nord.Link⁹⁾ und NorGer¹⁰⁾ nur je 1,4 GW übertragen. Das ist aber nur ein Tropfen auf den heißen Stein, denn um die mittlere Versorgungslücke von 30,1 GW zu schließen wären nötig:

- mindestens 22 zusätzliche Seekabel mit einer Nennleistung von 1,4 GW;
- eine Erhöhung der jederzeit gesicherten heutigen skandinavischen Exportleistung um mehr als das 5-fache (erfordert den Bau neuer Speicherwasserkraftwerke);
- ein Ausbau der norwegischen und schwedischen Höchstspannungsleitungen von den Speicherkraftwerken im Binnenland zu den Beginnspunkten der Gleichstrom-Seekabel in Küstennähe.

Da außer Deutschland auch Großbritannien, die Niederlande und Dänemark die Speicherkapazitäten Norwegens nutzen werden, erscheint die deutsche Hoffnung auf den „Langzeitspeicher Skandinavien“ ziemlich unrealistisch. Zudem darf man sich ernsthaft fragen, ob die norwegische und schwedische Bevölkerung überhaupt bereit sein wird, die dafür notwendigen Eingriffe in Natur und Landschaft zuzulassen.

5.6 Stromimport aus Südeuropa und Nordafrika

Das „Szenario 2013“ von J. Nitsch sieht Stromimporte aus Südeuropa und Nordafrika vor. Im Jahre 2050 soll im Mittel ein Drittel des Nettoverbrauchs elektrischer Energie durch Import gedeckt werden. Diese Energie wird gemäß „Szenario 2013“ in Südeuropa und Nordafrika durch solarthermische Kraftwerke erzeugt und vor Ort gespeichert. Um von bedarfsgerechtem Energieimport ausgehen zu können, exportiert Nitsch also ein Teil des Speicherproblems ins ferne Ausland.

Auch die „Roadmap 2050 - Technical Analysis“ der European Climate Foundation (ECF) – sie erschien 2010 – erachtete Stromimporte aus Südeuropa und Nordafrika als unvermeidlich. Für das 60%-EE Szenario erwartete die Roadmap eine 33 GW Leitungskapazität von Spanien nach Frankreich. Für das 80%-EE Szenario sogar eine Leitungskapazität von 40 GW. Ferner sah die ECF für das Jahr 2050 einen jährlichen Energiebedarf von 4.800 TWh der EU27 plus Norwegen und der Schweiz voraus. Die ECF schätzte, dass im 100%-EE Szenario etwa 15% dieses Jahresbedarfs aus Nordafrika kommen müsse. D.h. 720 TWh, was gemittelt 82 GW elektrischer Leistung entspricht.

⁹⁾ Geplante Fertigstellung 2018, geschätzte Kosten 1,5 bis 2 Milliarden Euro.

¹⁰⁾ Geplante Fertigstellung nach 2020.

Man beachte, dass Unabhängigkeit von Energielieferungen aus dem außereuropäischen Ausland weder im „Szenario 2013“ noch im 100%-EE Szenario der Roadmap gegeben ist. Die Energieautarkie Deutschlands bleibt ganz offensichtlich ein Wunschtraum.

Freileitungen in Höchstspannungs-Gleichstrom-Technik können zurzeit - je nach der verwendeten Technik - maximal 2,2 GW bei ca. 400kV Spannung bzw. 6,3 GW bei ca. 800kV übertragen. Die 6,3 GW werden aber nur bei reinen Punkt-zu-Punkt-Verbindungen erreicht. Soll langfristig ein europäisches vermaschtes Höchstspannungs-Gleichstromnetz entstehen, so bleibt die Übertragungsleistung vorläufig auf 2,2 GW beschränkt. Mit Kabeln lassen sich in Höchstspannungs-Gleichstromtechnik zurzeit maximal 1,6 GW bei 500kV übertragen.

Aus Obenstehendem folgt: selbst wenn sich die übertragbare Leistung mittels Freileitung und Kabel bis 2050 verdoppeln ließe, müssten, je nach verwendeter Technik, 7 bzw. 19 neue Hochspannung-Freileitungstrassen oder alternativ 26 Kabel über die Pyrenäen geführt werden. Freileitungstrassen in der genannten Anzahl sind aus heutiger Sicht kaum vorstellbar, angesichts des Widerstandes der Bevölkerung, der sich jahrelang gegen eine einzelne Neubauleitung zwischen Frankreich und Katalonien gerichtet hat. Alternativ könnten die 26 Kabel (bei erheblich höheren Kosten) aber von Nordafrika durch das Mittelmeer nach Spanien, Frankreich und Italien gelegt werden.

Viel wichtiger als die Billigung von Freileitungstrassen für den Stromimport aus Nordafrika durch lokale Bevölkerungsgruppen ist der politische Aspekt des Stromimports. D.h. können und wollen die Südeuropäer und Nordafrikaner die Rolle des Stromlieferanten überhaupt übernehmen? Vor allem die Zuverlässigkeit der Stromerzeugung in Nordafrika steht und fällt mit der politischen Stabilität dieser Region. Die Ereignisse der vergangenen drei Jahre zeigen, dass in Nordafrika auch in Zukunft mit politischen Überraschungen gerechnet werden muss.

5.7 Batterien als Langzeitspeicher

Der größte Batteriespeicher weltweit ist das Battery Energy Storage System (BESS) für das Inselnetz von Golden Valley, Fairbanks, Alaska (ca. 90.000 Einwohner). BESS kann beim Ausfall der Hauptstromversorgung 15 Minuten lang 27 MW Leistung liefern bis die Reservestromversorgung den Stromverbrauch bedient¹¹⁾. Die Speicherkapazität beträgt also 6,75 MWh. Die spezifischen Kosten der Gesamtanlage betragen 4,5 Millionen Euro/MWh zum Geldwert von 2003. BESS nahm im Jahre 2003 seinen Betrieb auf.

Wollte eine Kleinstadt wie Rotenburg an der Fulda in Nordhessen¹²⁾ ihren Energiebedarf zu 100% mittels WEA und PVA decken, ohne Energie aus dem Verbundnetz in Anspruch zu nehmen, so benötigte sie eine Batteriespeicheranlage mit der 53-mal größeren Speicherkapazität, um während einer 6-tägigen wind- und sonnenarmen Periode ihre Privathaushalte versorgen zu können. Also ohne industrielle, gewerbliche und kommunale Stromverbraucher. Ausgehend von den spezifischen Kosten von BESS wäre zur Finanzierung des 6-Tage-Batteriespeichers eine städtische Investition von 250.000 Euro per Privathaushalt und zur Finanzierung des 4 Wochen-Speichers 1,2 Millionen Euro per Privathaushalt erforderlich. Selbst wenn die spezifischen Kosten des Rotenburger Batterie-Großspeichers nur ein Fünftel der spezifischen Kosten von BESS betrügen, wären sie den Rotenburger Bürgern nicht zuzumuten.

Müsste der gesamte deutsche Bedarf elektrischer Energie im Jahre 2050 während 6 wind- und sonnenarmer Tage durch Batteriespeicher bedient werden, so betrüge die dafür erforderliche Speicherenergie 4,3 TWh und würde eine Reihe von Batteriespeichern erfordern, deren Gesamtspeicherkapazität 640.000-mal größer sein müsste als BESS. Sollen 4 Wochen überbrückt werden, so wäre die 3.000.000-fache Speicherkapazität vonnöten. Mit anderen Worten, Batteriespeicher sind wegen ihrer astronomisch hohen Kosten und relativ kurzen Lebensdauer als Langzeitspeicher unattraktiv.

¹¹⁾ Die in 4 Strängen geschalteten 13.760 offenen Ni-Cd Hochleistungszellen der Firma Saft vom Typ SBH 920 liefern 5,2 kV Spannung und für 15 Minuten 27 MW Leistung. Die Lebensdauer der Zellen beträgt 20 – 25 Jahre bei 100 Vollzyklen und 500 Teilzyklen. Die Zellen sind in einem Gebäude mit 3120 m² Grundfläche installiert. Zu der Anlage gehören Gleichstrom-Wechselstrom-Wandler deren Ausgangsspannungen durch 3-Phasentransformatoren auf 138 kV hochtransformiert werden. Die Gesamtkosten der Anlage betragen 35 Millionen US-Dollar (2003). Das entspricht 30,45 Millionen Euro zum Wechselkurs von Mitte 2003.

¹²⁾ Ca. 13.500 Einwohner, ca. 6400 Privathaushalte, Annahme: gemittelter Jahresverbrauch pro Haushalt = 3400 kWh

Gegen die oft gepriesene Nutzung von Elektroautos als Speicher sprechen, neben deren insgesamt geringen Speicherkapazität, auch rein praktische Gründe. Autobesitzer müssten aufs Autofahren verzichten wenn Windräder und PV-Anlagen zuwenig oder zuviel Strom produzieren, da dann die Akkus ihrer Autos zum Stützen der Stromversorgung oder zur Aufnahme überschüssiger Energie aus WEA und PVA gebraucht würden. Ein absurder Gedanke!

5.8 Langzeitspeicherung mit Strom-zu-Gas-zu-Strom Wandlung

Befürworter der Vollversorgung durch EE werben mit der Idee, die Energieüberschüsse aus PVA und WEA mittels des sog. Sabatier-Prozesses in synthetisches Methan umzusetzen, dieses zu speichern und in Perioden mit wenig Wind und/oder Sonne wieder in Strom umzuwandeln. Das Prinzip ist in der Literatur unter der Bezeichnung Strom-zu-Gas-zu-Strom bekannt und beinhaltet fünf Prozessschritte:

1. Kohlendioxidherzeugung
2. Elektrolyse (Erzeugung von Wasserstoff)
3. Methanisierung (Erzeugung von synthetischem Methan aus Wasserstoff und Kohlendioxid)
4. Kompression und Speicherung
5. Wiederverstromung in gasgefeuerten Kraftwerken

Abhängig von den Standortbedingungen der Elektrolyse- und Methanisierungsanlage wird das zur Methanisierung notwendige Kohlendioxid entweder von kohlendioxidherzeugenden Großbetrieben übernommen oder in einem separaten Prozessschritt gewonnen. Bei der Elektrolyse fällt Sauerstoff als Nebenprodukt an, das im weiteren Prozessablauf aber nicht verwendet werden kann.

Das Prinzip Strom-zu-Gas-zu-Strom ist auf den ersten Blick attraktiv, doch gibt es bisher weder Elektrolyseure noch Anlagen zur Methanherstellung, die die nötige hohe Kapazität besitzen und gleichzeitig im Wechselstrombetrieb arbeiten können. Jeder der genannten fünf Prozessschritte ist durch einen separaten Wirkungsgrad gekennzeichnet, wobei vor allem die Wirkungsgrade des zweiten und dritten Schrittes unsicher sind, da großtechnische Erfahrungen mit den Systemkomponenten Elektrolyse und Methanisierung fehlen.

Zur Überbrückung von vier wind- und sonnenarmen Wochen sind 20 TWh elektrischer Energie erforderlich. Bei einem Brennwert von 10 kWh/m³(V_n) müssten zwischen 4,5 Milliarden und 5,6 Milliarden m³(V_n) synthetisches Methan in Langzeitspeichern gespeichert werden, je nach Wirkungsgrad der Kraftwerke zur Wiederverstromung.

Sind die nötigen Speichermöglichkeiten vorhanden? Die bestehenden Erdgasspeicher dienen:

- als Puffer für tageszeitliche und temperaturabhängige Verbrauchsschwankungen bei einem relativ unflexiblen internationalen Gasmengenangebot,
- als Puffer zur Ausnutzung schwankender Import-Gaspreise
- als strategische Reserve im Falle von Importunterbrechungen.

Ende 2008 waren in Deutschland Erdgasspeicher mit insgesamt 30,1 Milliarden m³(V_n) im Betrieb, im Bau oder in der Planung. Da im „Szenario 2013“ der Methangasverbrauch bis 2050 auf weniger als die Hälfte des Verbrauchs im Jahre 2012 absinkt, scheint die Doppelnutzung der bereits bestehenden deutschen Erdgasspeicher möglich zu sein.

Neben den Speichermöglichkeiten müssen auch die Eigenarten des deutschen Gasnetzes berücksichtigt werden. Es setzt sich aus mehreren historisch gewachsenen Teilnetzen zusammen, die Ihrerseits aus mehreren Netzebenen bestehen. Der Gasdruck in Richtung zum Verbraucher nimmt von Ebenen zu Ebene ab. Ohne Umbau lassen die Netze keine Umkehrung der Strömungsrichtung zwischen den Ebenen zu. Großspeicher können deshalb nicht ohne weiteres durch dezentrale Klein-Methanherzeugungsanlagen beschickt werden. Ohnehin sind Großanlagen zur Methansynthese wegen des besseren Wirkungsgrades den Kleinerzeugern vorzuziehen. Idealerweise sollten Gaserzeugungsanlagen folgenden Standortbedingungen erfüllen:

- nahe bei Wind- und PV-Parks
- nahe beim Gastransportnetz (Hochdrucknetz)
- nahe bei Großspeichern für Gas
- nahe bei Industrien oder EE, die CO₂ erzeugen
- nahe bei Abnehmern für die Nebenprodukte Sauerstoff und Wärme.

Die beiden letzten Voraussetzungen vergrößern den Gesamtwirkungsgrad der Anlagen. Alle Bedingungen gleichzeitig können aber wahrscheinlich nur in den seltensten Fällen erfüllt werden.

Die Anwendung des Strom-zu-Gas-zu-Strom Prinzips in großem Umfang erscheint insbesondere aus Kostengründen zweifelhaft, da drei parallel arbeitende nationale Kraftwerkparks notwendig wären, nämlich:

- WEA und PVA zur Stromerzeugung,
- Wandelkraftwerke zur Methansynthese,
- gasgefeuerte Kraftwerke zum Verstromen des synthetischen Methangases.

Für die Strom-zu-Gas-zu-Strom-Wandlung ging Sterner (Fraunhofer IWES) 2010 von 1000 - 3000 Euro Investitionskosten pro kW EE-Stromaufnahme aus. Bezieht man diese Investitionskosten auf die elektrische Ausgangsleistung der Strom-zu-Gas-zu-Strom-Wandlung, so ergeben sich 3000 bis 20.000 Euro pro kW¹³⁾ Ausgangsleistung! Im Gegensatz dazu erfordert ein Gasturbinenkraftwerk (d.h. Lösung 1 zu Beginn von Abschnitt 5) lediglich Investitionskosten zwischen 400 und 600 Euro pro kW Ausgangsleistung. Vor dem Hintergrund dieser Zahlen fällt es schwer, an den Erfolg der Strom-zu-Gas-zu-Strom-Wandlung unter marktwirtschaftlichen Bedingungen zu glauben.

6. Ziele der deutschen Energiewende

6.1 Energieeffizienz

Energiesparen ist nur dann ein rationales Ziel, wenn die Kosten der Energieeinsparung geringer sind als die in Geld ausgedrückten Vorteile der Einsparung. D.h. das Energiesparen als solches ist kein rationales Ziel wenn es das Ergebnis eines Bauchgefühls anstatt einer Kosten-/Nutzenbilanz ist. Tatsächlich betrachtet die Politik Energieeinsparung als ein Ziel „an sich“, wie sich z.B. an der Effizienzrichtlinie der EU ablesen lässt. Sparmassnahmen, wie das Verbot von Glühlampen, sind in der Politik sehr beliebt. Sie haben zwar nur einen vernachlässigbaren Effekt auf den Stromverbrauch, bieten aber eine vollkommen risikolose Gelegenheit, energisches politisches Handeln zu demonstrieren. Eine Abwägung von Kosten und Erträgen findet nicht statt. Es wird gespart, koste es was es wolle.

Kommen internationale Klimaschutzmassnahmen zustande und sind sie erfolgreich, dann braucht man sich um die Energieeffizienz keinen Sorgen zu machen. Die Schutzmassnahmen bestehen dann ja im reduzierten Verbrauch fossiler Primärenergieträger, was automatisch auch Effizienzverbesserungen erzwingt.

6.2 Schonung von Primärenergieträgern

Die Reichweiten der Öl-, Uran-, Erdgas- und Kohlereserven sowie der Öl-, Uran-, Erdgas- und Kohleresourcen sind zwar endlich, aber erfordern keine kurzfristige weltweite und ganz sicher keine isolierte deutsche Umstellung der Stromerzeugung auf Biegen und Brechen. Tabelle 2 enthält die Schätzung der „Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe“ mit Bezug auf die Reichweiten der genannten Primärenergieträger (Stand 2013).

Selbst bei einer Verdreifachung der Fördermenge des Jahres 2013 werden in der zweiten Hälfte dieses Jahrhunderts lediglich die Primärenergieträger Erdöl und Uran zu Ende gehen. Erdöl spielt aber in der deutschen Stromerzeugung schon jetzt so gut wie keine Rolle und Uran wird voraussichtlich ab 2022 in Deutschland nicht mehr gebraucht. Die 37 + 220 = 257-jährige statische Reichweite von Uran gilt übrigens nur für die konventionelle Gewinnung. Nicht-konventionelle Methoden bieten erheblich größere Reichweiten.

Auch auf dem Gebiet des Primärenergieverbrauchs gilt: Durch erfolgreiche internationale Klimaschutzmaßnahmen ist die Schonung der Primärenergievorräte automatisch gewährleistet, denn die Schutzmaßnahmen bestehen im dramatisch reduzierten Verbrauch fossiler Primärenergieträger. D.h. Schonung der Primärenergievorräte ist als separates Klimaschutzziel überflüssig.

¹³⁾ Unter Berücksichtigung eines Gesamtwirkungsgrades zwischen $\eta_{ges} = 0,15$ und $\eta_{ges} = 0,36$.

Tabelle 2 : Statische Reichweiten von Primärenergien – Stand 2013

Statische Reichweiten von Primärenergien 2013		
Primärenergieträger	Reserven [Jahre]	Resourcen [Jahre]
Erdöl (konv. & nicht-konv.)	52	105
Uran	37	220
Erdgas (konv. & nicht-konv.)	58	248
Steinkohle	114	2550
Braunkohle	298	4500

Konv. & nicht-konv.: konventionelle & nicht-konventionelle Abbau- und Gewinnungsmethoden

Reserven: zu heutigen Preisen und mit heutiger Technik wirtschaftlich gewinnbare Mengen eines Primärenergieträgers.

Resourcen: nachgewiesene, aber derzeit technisch und/oder wirtschaftlich nicht gewinnbare sowie nicht nachgewiesene, aber geologisch mögliche, künftig gewinnbare Mengen eines Primärenergieträgers.

Statische Reichweiten: Reserven bzw. Resourcen in Tonnen geteilt durch die letzte Jahresförderung in Tonnen/Jahr. D.h. Reichweite in Jahren bei konstant bleibender Jahresförderung.

6.3 Import von Primärenergieträgern – Abhängigkeit vom Ausland

BUND, NABU und Vertreter aller Parteien im Bundestag feiern die deutschen Energiewende als ein sicheres Mittel, um die Abhängigkeit Deutschlands von Einfuhren fossiler Energieträger zu beenden. Zum einen fürchten sie politische Erpressungen durch Russland zum anderen beklagen sie die Ausgaben von jährlich 80 Milliarden Euro für den Import fossiler Energieträger.

Kosten: Im Jahre 2012 wurden zur Stromerzeugung lediglich:

- für 2,6 Milliarden Euro Steinkohle und
- für 3,3 Milliarden Euro Erdgas (ca. 14% der gesamten importierten Gasmenge)

eingeführt. Die Kosten von Öl und von Kernbrennstoffen zur Stromerzeugung fallen demgegenüber nicht ins Gewicht. Aus den Importkosten für Primärenergieträger zur Stromerzeugung lässt sich also keine Notwendigkeit für den überstürzten Umbau der Stromerzeugung ableiten.

Politische Erpressbarkeit: Ein Lieferboykott durch einen Großteil der Öl- und Gasförderländer ist unwahrscheinlich, da kein funktionierendes Öl- bzw. Gaskartell existiert. Kurze Lieferunterbrechungen der Öleinfuhr lassen sich mit Hilfe der deutschen strategischen 90-Tage Ölreserve überbrücken. Dasselbe gilt eingeschränkt auch für Erdgas. Eine ständige 60-Tage Reserve wird angestrebt, deren Verwirklichung liegt aber nicht in den Händen staatlicher Organe, so dass im Krisenfall die aktuelle Gasreserve geringer sein kann.

Die deutschen Öl- und Erdgaseinfuhren kommen zu 35% bzw. 38% aus Russland (Stand 2013). Dieser relativ hohe Prozentsatz erscheint riskant, doch Russland ist selbst außerordentlich abhängig von den Einkünften aus dem Öl- und Gasexport, da seine wirtschaftliche Entwicklung daran gekoppelt ist. Sollte es trotzdem zu langen, politisch motivierten Lieferunterbrechungen kommen, können die russischen Öllieferungen kurzfristig von anderen Lieferländern übernommen werden.

Fallen dagegen die russischen Gasimporte weg, so gestaltet sich die Sachlage komplizierter. Deutschland und eine Reihe von EU-Staaten müssten das Importdefizit mit Hilfe von gesteigerter Gaseinfuhr aus Norwegen, den Niederlanden und mittels Flüssiggaseinfuhr z.B. aus Algerien und Qatar schließen - die USA sind vorläufig nicht am Gasexport interessiert.

Der gesamte deutsche Erdgas-Jahresbedarf (Haushalte, Industrie, Kraft- und Heizwerke) liegt bei ca. 100 Milliarden m³(V_n). Die gesicherte Flüssiggas-Einfuhr nach Deutschland beträgt dagegen nur 3 Milliarden m³(V_n). Sie wird über die Flüssiggas-Anlandestelle „Gas Access To Europe“ (GATE) in Rotterdam/Niederlande abgewickelt¹⁴⁾. Die genannte gesicherte Einfuhrmenge lässt sich kurzfristig nicht erheblich steigern, da die

¹⁴⁾ Die Flüssiggas-Anlandestelle GATE in Rotterdam wurde im September 2011 in Betrieb genommen. Sie besteht aus: 2 Piers, 3 Lagertanks und 1 Wiedervergasungsanlage; Bauzeit: 3 Jahre; Geschätzte Kosten: 500 Millionen Euro; Kapazität pro Jahr: 12 Milliarden m³(V_n); E.ON Ruhrgas kann vertraglich 3 Milliarden m³(V_n) dieser Jahreskapazität nutzen.

verfügbaren Kapazitäten an der Liefer- und an der Empfängerseite begrenzt oder überhaupt noch nicht vorhanden sind, d.h. die:

- Gasverflüssigungsanlagen in den Förderländern,
- Transportkapazität (Spezialschiffe),
- Gasanlandestellen mit Wiedervergasungs- und Konditionierungsanlagen in Deutschland.

Ein großzügiges Ausbauprogramm, das den Flüssiggasimport auf wesentlich mehr als 50% des deutschen Bedarfs steigert, wird vermutlich einen Zeitraum von 10 - 15 Jahren erfordern. Kurzfristig wird sich die Abhängigkeit Deutschlands vom russischen Erdgas also nicht verringern lassen – weder durch Flüssiggasimporte noch durch den Ausbau der EE.

Der Weg zu einem nationalen Stromversorgungssystem mit sehr hohem EE-Anteil, wird Deutschlands Stromversorgung zwar zunehmend unabhängiger vom Import von Primärenergieträgern zu machen, aber auch zunehmend abhängiger von Stromimporten aus Ländern außerhalb der EU. Kein Szenario kommt ohne massive Stromimporte aus südeuropäischen und nordafrikanischen Ländern aus (siehe auch Abschnitt 5.6). Falls diese Länder jedoch ihre nationalen Stromversorgungssysteme nicht für (bedarfsgerechte) Stromlieferungen nach Deutschland einrichten wollen oder können, wird mit zunehmendem Ausbau der deutschen EE ein konventioneller Schattenkraftwerkpark erforderlich. Er kann nur aus Gasturbinenkraftwerken bestehen, denn:

- er muss emissionsarm sein
- er muss eine hohe Flexibilität gewährleisten (Kurze Anfahr- und Rückfahrzeiten, hohe Änderungsgeschwindigkeit der Kraftwerksleistung).

Nachdem Kern- und Kohlekraftwerke außer Betrieb gestellt worden sind, wird also die deutsche Stromerzeugung von Gasimporten eher abhängiger als unabhängiger werden, da dann keine alternativen Kraftwerke (Kohle und Kernkraft) mehr zur Verfügung stehen.

D.h. EE können die deutsche Stromversorgung nicht von Energieimporten befreien. Die Energieautarkie Deutschlands ist eine Utopie.

6.4 Vermeidungsstrategie – Anpassungsstrategie

Der einzige einleuchtende Nutzen der deutschen Energiewende ist also der Klimaschutz. Es drängt sich in diesem Zusammenhang aber die Frage auf, welchen Effekt ein deutscher Alleingang auf das Weltklima hat. Der direkte Klimaschutzeffekt der deutschen Energiewende ist nihil (weniger als 2% Anteil am weltweiten Treibhausgasausstoß) und selbst der Klimaschutzeffekt einer radikalen Energiewende der gesamten EU wäre vernachlässigbar klein (ca. 10% des weltweiten Treibhausgasausstoßes). Der Alleingang Deutschlands bzw. der EU hat also nur dann Sinn, wenn er, als indirekten Effekt, die Bildung einer effektiven Koalition der Klimaschützer fördern würde.

Bisher ist aber nichts davon zu spüren, denn einerseits erlangen alle Länder auf lange Sicht Vorteile wenn sie einen Klimaschutzbeitrag erbringen aber andererseits ist es für jedes einzelne Land noch vorteilhafter keinen Beitrag zu leisten und eine Trittbrettfahrerposition einzunehmen. Diese Haltung wird unterstützt durch die Tatsache, dass sich die nachteiligen Folgen von Klimaänderungen erst nach Jahrzehnten manifestieren, während für viele Länder hohes Bevölkerungswachstum, Hunger, Armut, Krankheit und eine unterentwickelte nationale Wirtschaft viel dringendere Gegenwartsprobleme repräsentieren.

Die umfassende, weltweite Klimaschutzkoalition kommt also nicht zustande oder bleibt klein und ineffektiv oder kann nur mittels massiver Finanztransfers neue Mitglieder gewinnen. Klimaschutz-Vorleistungen einzelner Länder verringern lediglich das Bedrohungspotential für Klimaschutzverweigerer für den Fall, dass keine Klimaschutzkoalition zustande kommt. Das hat zur Folge, dass sich die Verhandlungsposition der „Vorleister“ verschlechtert und diese genötigt sind, höhere Vermeidungsanstrengungen zu erbringen als sie ohne ihre Vorleistungen hätten erbringen müssen.

Diese Tendenz war Ende November 2013 auf der Weltklimakonferenz in Warschau deutlich zu erkennen, als vor allem Schwellenländer finanzielle Transferleistungen verlangten und ihre Treibhausgasemissionen nicht drosseln wollten. Beides wurde mit der „historischen Verantwortung“ der Industriestaaten begründet. Das war zu erwarten. Deutschland und die EU haben in der Vergangenheit einseitige Vorleistungen versprochen und teilweise umgesetzt. Damit haben sie den wichtigsten Trumpf aus der Hand gegeben, nämlich den eigenen Klimaschutzbeitrag. Das geschah ohne Gegenleistung, in der Erwartung, dass Großzügigkeit belohnt wird. Realistische Umweltpolitik sieht anders aus!

Die deutschen CO₂-Vermeidungsmaßnahmen werden die Stromkunden sehr viel Geld kosten, klimatologisch aber nicht das geringste bewirken und lediglich eine übermäßig aufgeblähte Grünstrom-Industrie künstlich am

Leben erhalten. Es ist deshalb für die Bundespolitik höchste Zeit, sich von ihrer irrationalen Vorreiterrolle im Klimaschutz zu verabschieden und ihre heutige Vermeidungsstrategie, gegen eine Anpassungsstrategie zu vertauschen. D.h. bis auf Weiteres den Zubau von Biomasseanlagen, Windenergie- und PV-Anlagen zu stoppen oder drastisch zu beschränken und sich im Küsten-, Hochwasser- und Gebäudeschutz sowie in der Land- und Forstwirtschaft auf einen möglichen Klimawandel vorzubereiten.

„Und was sollen wir dann den Bengalen sagen....?“ (J. Flasbarth als er noch Präsident des Umweltbundesamtes war).

Als potentielles Opfer eines bis zum Ende des Jahrhunderts steigenden Seespiegels wird von den Grünen gerne Bangladesch angeführt, mit der Begründung, dass der steigende Seespiegel die bengalischen Küstengebiete unbewohnbar machen und die Küstenbevölkerung ins Binnenland verdrängen wird.

Jeder, der diese Voraussage teilt, sollte zu der Erkenntnis kommen, dass die vorhandenen See- und Flusseiche verstärkt und der Bau noch nicht vorhandener Deiche in Angriff genommen werden muss. Dieser Einsicht wird sich auch keine bengalische Regierung entziehen können, denn abzuwarten, bis sich irgendwann in der Zukunft eine effektive Klimaschutz-Koalition gebildet hat, wäre höchst riskant. Aufwendige Sperrwerke in Flussmündungen wie jene, die die Niederlande errichtet haben, sind nicht unbedingt notwendig. Flusseiche erfüllen denselben Zweck und erfordern wesentlich weniger Spezialkenntnisse. D.h. die Strategie der Anpassung an Klimaänderungen ist eine mittelfristige Alternativen zur Energiewende.

Im Zusammenhang mit Bangladesch übersehen die Grünen übrigens geflissentlich, dass der Bevölkerungszuwachs (Schätzungen liegen zwischen 1,2% und 2,2% pro Jahr) ein viel größeres Problem für das Land darstellt als der steigende Seespiegel. Innerhalb der nächsten 32 bis 58 Jahre, je nach angenommener Wachstumsrate, wird sich die Zahl der Einwohner in Bangladesch verdoppeln. Die mittlere Einwohnerdichte wird von jetzt ca. 1100 Einw./km² auf ca. 2200 Einw./km² steigen. Nur durch wachsenden Wohlstand lässt sich der Bevölkerungszuwachs wesentlich verringern. Die notwendige Voraussetzung dafür ist eine wachsende Wirtschaft. Eine der wesentlichen Bedingungen für schnelles Wirtschaftswachstum ist aber die Verfügbarkeit billiger Energiequellen - der Nachdruck liegt dabei auf „billig“. Das schließt ähnlich kostspielige Experimente mit Wind- und Sonnenenergie, wie sie in Deutschland praktiziert werden, von vornherein aus und erzwingt Braunkohle-Stromimporte aus Indien.

7. Treibhausgasfreie Alternative zu klassischen Kraftwerken und Kernkraftwerken

Zu einer der Merkwürdigkeiten der deutschen Energiewende gehört die Tatsache, dass die Bundesregierung Forschungsprojekte zu Kernfusionsreaktoren zwar finanziell unterstützt aber sie als langfristigen Ersatz für Kern(spaltungs)reaktoren, Kohle- und Gaskraftwerke auszuschließen scheint. Vielleicht finden deshalb das internationale Forschungsprojekt ITER in Cadarache/Frankreich und das (weniger ambitionöse) nationale Projekt Wendelstein X-7 in Greifswald relativ wenig Aufmerksamkeit in der Öffentlichkeit. Die von der deutschen Bevölkerung gefühlten Defizite der Kernspaltung, nämlich:

- der begrenzte Brennstoffvorrat
- das Risiko von weitreichenden Personen- und Umweltschäden bei schweren Unfällen
- die hochradioaktiven, langlebigen Abfälle

werden bei der Kernfusion vermieden. Kernfusionskraftwerke haben gegenüber allen EE den Vorteil der hohen Energiedichte, wodurch sie nicht nur im übertragenen Sinne sondern auch buchstäblich, an die Stelle der heutigen nuklearen und fossilen Kraftwerke treten zu können.

Sechs Nationen und die EU-Mitgliedstaaten tragen die Kosten von ITER. Der Betriebsbeginn wird Ende 2022 erwartet. Wie so oft bei großen internationalen Projekten, an denen viele gleichberechtigte Partner teilnehmen, treiben auch hier nationale Rivalitäten, Kompetenzstreitigkeiten und Einzelinteressen die Kosten in die Höhe und die Bauzeit in die Länge. Die voraussichtlichen Gesamtkosten von ITER wurden mehrfach nach oben korrigiert und stehen, gemäß Presseberichten, im Moment auf 16 Milliarden Euro. Der direkte Anteil Europas beträgt ca. 6,6 Milliarden Euro, der Anteil Deutschlands ca. 1,3 Milliarden Euro. Die Grünen und die Linke betrachten den Beitrag Deutschlands zu ITER als Geldverschwendung und fordern die Bundesregierung auf, aus dem Projekt auszusteigen. Sie übersehen, dass nur mit Großversuchsanlagen wie ITER und Wendelstein X-7 gezeigt werden kann, ob Energiegewinnung durch Kernfusion mit den heutigen technischen Mitteln und zu tragbaren Kosten überhaupt möglich ist und welche Risiken und Umweltbelastungen dabei auftreten. Falls die

Versuchsphase erfolgreich abgeschlossen werden kann, besteht der nächste Schritt im Bau und Betrieb von mindestens einem Demonstrations-Kraftwerk. Der Weg zu kommerziellen Kernfusion-Kraftwerken ist also noch lang und steinig. Er reicht voraussichtlich bis weit in die zweite Hälfte dieses Jahrhunderts.

Obwohl die Bundesregierung und die EU beteuern, die Treibhausgasemission mit allen Mitteln verringern zu wollen, sind die deutschen Forschungsgelder für die ITER-Kernfusionforschung seit 1991 inflationskorrigiert nicht gestiegen. Angesichts von 20,4 Milliarden Euro EEG-Umlage auf Privathaushalte, Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen im Jahre 2013 für Strom, der an der Börse nur 2,1 Milliarden Euro wert war, nimmt sich der 1,3 Milliarden-Beitrag Deutschlands zur Kernfusion-Grundlagenforschung wie ein schlechter Scherz aus. Wohlgermerkt, die 1,3 Milliarden repräsentieren nicht den jährlichen sondern den totalen Beitrag Deutschlands zum ITER-Projekt.

Die politischen, gesellschaftlichen, wirtschaftlichen und klimatologischen Entwicklungen bis 2050 können nur sehr schemenhaft vorausgesagt werden – das gilt in noch viel stärkerem Maße für die Periode von 2050 bis zur Jahrhundertwende. Die heutigen Vorbehalte in der Bevölkerung gegen alles, was nur im Entferntesten mit Kernkraft zu tun hat, können sich in solch langen Zeiträumen durchaus wandeln. Zwar ist der Verstand gegen Gefühle in der Regel machtlos. Trotzdem ist der Versuch, in Sachen Kernfusion kühlen Kopf zu bewahren, keine strafbare Handlung. Diese und die kommenden Bundesregierungen wären deshalb gut beraten, nicht nur Geld in die Grundlagen- und die angewandte Forschung zur fossilen und regenerativen Energieerzeugung zu investieren, sondern die Forschung mit Bezug auf Fusionsreaktoren wesentlich intensiver zu fördern als bisher. Eine gezielte Förderung im Forschungs- und Entwicklungsbereich lässt sich ökonomisch begründen - im Gegensatz zur staatlichen Förderung der EE über Zwangsabgaben.

8. Rettet die Energiewende den Ruf Deutschlands als Industrienation?

Nach der Mitte 2013 in einer überregionalen Tageszeitung geäußerten Auffassung der grünen Politiker Özdemir und Krischer, führen in Deutschland große Infrastrukturprojekte, wie Stuttgart 21 und der Berliner Flughafen, regelmäßig zu einem Debakel und beschädigen den Ruf unseres Landes als Industrienation. Deshalb muss nach Ansicht der beiden Herren das Vertrauen des Auslandes nicht mit der erfolgreichen Abwicklung eines bescheideneren Infrastrukturprojektes zurückgewonnen werden, sondern mit der Energiewende - einem Projekt das bzgl. Komplexität und Umfang mindestens zwei Nummern größer ist als alles bisher in Deutschland dagewesene.

Die Naivität der beiden Herren ist erstaunlich. Die deutsche Energiewende ist kein rationales Instrument internationaler Klima- oder nationaler Energiepolitik, sondern ein Produkt von Wahlkampfreflexen und politischer Opportunität der CDU/CSU. Sie wurde begonnen, ohne die elementarsten Voraussetzungen für ein Vorhaben dieser Größenordnung zu schaffen. Es gab - und gibt auch nach den Bundestagswahlen 2013 - keinen Projektverantwortlichen, keinen umfassenden sachlich-zeitlichen Projektablaufplan, keine Engpassanalyse, keine Kostenanalyse und schon gar keine Kosten/Nutzen-Analyse, keine Koordination der Maßnahmen in den deutschen Gebietskörperschaften und keine Koordination der zwischenstaatlichen Maßnahmen innerhalb der EU. Alles wesentliche Voraussetzungen, ohne deren Erfüllung auch kleinere Infrastrukturprojekte zum Scheitern verurteilt wären. Mit anderen Worten: Zur Verbesserung der Reputation Deutschlands auf dem Gebiet der Infrastrukturprojekte ist kein Projekt ungeeigneter als die deutsche Energiewende!

Im August 2013 meinte der damalige Umweltminister Altmaier in seiner Wahlkampfreden in Oberelsbach (Kreis Rhön-Grabfeld): „In der Welt schaut man auf uns, wie wir das machen.“ Es ist nicht überliefert, ob Altmaiers einfältig-plumper Appell an den Nationalstolz der Oberelsbacher dieselben merkbar beeindruckte. Sie wären aber sicher in ganz anderer Hinsicht beeindruckt gewesen, hätte Altmaier auch noch erwähnt, dass die Welt mit zunehmender Befremdung auf Deutschland schaut, wo der Dilettantismus zum Ideal erhoben wurde und sich die Parteienbürokratie durch ökonomisches und technisches Analphabetentum auszeichnet.

Das britische Tagesblatt The Daily Telegraph titelte schon Ende 2012: ***Germany's wind power chaos should be a warning to the UK*** (Das deutsche Windenergiechaos sollte eine Warnung für Großbritannien sein). Vor drei Jahren versprach die Bundesregierung, die EEG-Umlage werde die Schwelle von 3,5 Eurocent pro kWh nicht überschreiten. Nach der Bundestagswahl 2013 präsentiert sich die Umlage jedoch als beinahe doppelt so hoch wie 2011 versprochen.

9. Beschäftigungsaspekte

Zum Standard-Phrasenschatz aller Parteien im Bundestag gehört die Ansicht, dass die deutsche Energiewende eine große wirtschaftliche Chance für Deutschland sei, mit der bis 2025 ca. 1 Million neuer Arbeitsplätze geschaffen würden. Schon 2012 warb der Zentralverband des deutschen Handwerks für seine Mitgliedsunternehmen mit der Jubelmeldung: „*Das Handwerk – offizieller Ausrüster der Energiewende. Jeden Tag arbeiten rund 450.000 Handwerksbetriebe mit 1,5 Millionen Mitarbeitern in 30 Gewerken am Erfolg der Energiewende*“. Dieses sehr überschwängliche Bekenntnis zur Energiewende als Arbeitsbeschaffungsmaßnahme macht allerdings auch ein Problem deutlich, das die Beschäftigungsstatistiken betrifft. Die 1,5 Millionen Handwerker - falls es jemals so viele waren - haben mit Sicherheit nicht das ganze Arbeitsjahr mit Dämmmaterial, Wärmepumpen, PVA, Kraft-Wärme-Kopplung und viel Begeisterung am Erfolg der Energiewende gewerkelt, sondern werden den übergroßen Teil ihrer Arbeitszeit mit sehr viel profaneren, althergebrachten Tätigkeiten verbracht haben.

Die zuverlässige Beantwortung der Frage, wie viele Arbeitsplätze in Rahmen der Energiewende geschaffen wurden, benötigt Methoden der Arbeitsmarktforschung, die ihrerseits eine genaue Definition des Begriffs „Energiewende-Arbeitsplätze“ erfordern sowie hohe Anforderungen an die Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit von detaillierten Arbeitsmarktdaten stellen. Nach Auffassung deutscher Arbeitsmarktökonomien erfüllt die Erhebung von Beschäftigungsdaten zu diesem Sektor nicht die nötigen Anforderungen. Die wenigen durchgeführten Untersuchungen beruhen auf Unternehmensbefragungen und makroökonomischen Modellierungen. Sie wurden vom Umweltministerium (BMU) und vom Umweltbundesamt (UBA) in Auftrag gegeben. Mit Bezug auf EE hatte das BMU 2008 eine Arbeitsmarktuntersuchung beauftragt, die eine Befragung von ca. 1200 Betrieben in der inländischen EE-Branche für das Berichtsjahr 2007 enthielt. Die Ergebnisse wurden mit Hilfe älterer makroökonomischer Daten für die Folgejahre extrapoliert, entsprechend des vom BMU erwarteten Ausbaus der EE. D.h. in den Folgejahren verzichtete das BMU auf weitere Umfragen. Die Zahl der Arbeitnehmer in den drei beschäftigungsstärksten Bereichen, nämlich Windkraft, Photovoltaik und Biomasse, schätzt das BMU für 2012 auf 118.000, 100.500 und 129.000 Personen. Gemessen an der Zahl der sozialversicherungspflichtigen Beschäftigten Deutschlands ist der gesamte Anteil der drei genannten EE-Bereiche verschwindend gering – d.h. zusammen nur 1,15% im Jahre 2012. Diese ernüchternde Bilanz wird nicht besser, wenn man Wasserkraft, Geothermie und staatlich subventionierte EE-Forschung und Verwaltung mit einbezieht.

Nur der kleinste Teil der 118.000 Beschäftigten in der Solarbranche besteht aus Arbeitsplätzen in der Solarmodulherstellung. Der überwiegende Teil setzt sich aus Handwerkern, Zulieferern, Großhändlern, Projektierern und weiteren Dienstleistern zusammen, wobei die Annahme gerechtfertigt ist, dass diese nur einen Bruchteil ihrer Jahresarbeitszeit auf Photovoltaikprojekte verwenden. Analoges gilt für Windkraft und Biomasse. Die Gesamtzahl der Vollzeitarbeitsplätze in den Bereichen Windkraft, Photovoltaik und Biomasse ist deshalb sehr wahrscheinlich erheblich kleiner als die 347.500, die das BMU 2012 schätzt.

Die ebenfalls vom BMU beauftragte Studie „Umwelttechnologie-Atlas“ behandelt ein Umwelttechnik-Gebiet, das weit über die EE hinausgeht und u.a. auch Speicherung, Mobilität, Kreislaufwirtschaft und Abwasserwirtschaft enthält. Die Studie macht zwar optimistische Voraussagen zur Beschäftigungsentwicklung (2,4 Millionen Beschäftigte im Jahre 2025), sie gewährt jedoch keinerlei Einblicke in die Details der Datenerhebung und die den Voraussagen zugrunde gelegten Modellannahmen und politisch-wirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Ein erheblicher Teil des in der Studie vorausgesagten Stellenzuwachses soll durch die EE erzeugt werden. Nach Angaben des BMU sind aber 60 – 70% der Arbeitsplätze im Bereich EE von der direkten Förderung durch das EEG abhängig. Zwar wird die EEG-Vergütung mit 20-jähriger Laufzeit von allen Parteien als eine hochheilige Sache betrachtet und jede rückwirkende Kürzung als eine Heiligenschändung, doch sind Kehrtwendungen auf der politischen Bühne Deutschlands nicht ungewöhnlich. Bedenkt man, dass die bisherige Förderpolitik immer noch einer energischen Korrektur bedarf, um den Wildwuchs von WEA und PVA und die damit zusammenhängende galoppierende Strompreiserhöhung zu stoppen, so erscheint jede Voraussage mit Bezug auf die Zahl neuer Arbeitsplätze im EE-Sektor mit einer hohen Unsicherheit behaftet und ist deshalb mit der größten Vorsicht zu betrachten.

Der deutsche Arbeitsmarkt war in den vergangenen Jahren durch einen Mangel an technischen Fachkräften gekennzeichnet. Ein Zustand, der bis in die Gegenwart anhält. In der Diskussion um neue Arbeitsplätze im Bereich der EE wird gerne übersehen, dass der Ausbau der EE leicht zu Entzugserscheinungen in anderen wichtigen Branchen führen kann, nämlich dann wenn technische Fachkräfte zu EE-Branchen hinüberwechseln. Einen günstigen Einfluss auf den Arbeitsmarkt kann die Energiewende nur ausüben, wenn der Netto-Beschäftigungseffekt positiv ausfällt, d.h. wenn der Stellenabbau als Folge des Ausbaus der EE durch den Stellenzuwachs im EE-Sektor stark überkompensiert wird.

Die Politik bringt die deutsche Förderung von EE gerne mit dem Gedanken der „Leitmärkte“ in Verbindung. Darunter versteht man einheimische Märkte, von denen herausragende technologische Innovationen ausgehen, die sich weltweit durchsetzen und deshalb für einheimische Betriebe Exportmöglichkeiten darstellen. Der Erfolg des Leitmarktkonzeptes ist jedoch an eine Reihe von Bedingungen geknüpft. U.a. muss die Leitmarkt-Technologie hoch spezialisiert sein, damit im Ausland keine Nachahmereffekte auftreten, die die Wettbewerbsvorteile aufzehren. Die deutsche Produktion von Solarzellen ist ein Musterbeispiel für ein Leitmarktkonzept, dem die notwendigen Voraussetzungen zum Erfolg fehlten. Die völlig überhöhten und gleichzeitig garantierten Einspeisevergütungen für PVA haben die Innovationsbemühungen der deutschen Solarzellenhersteller schnell erlahmen lassen. Bereits im Jahre 2010 kamen 49% aller in Deutschland installierten Solarmodule aus dem Ausland, während der Weltmarktanteil deutscher Unternehmen bei nur 15% lag – mit sinkender Tendenz. Der Bundesverband Solarwirtschaft erwartet für 2020 nur noch einen Weltmarktanteil von 8 - 10% wegen des erwarteten Markteintritts von indischen und indonesischen Modulherstellern. Das spiegelt sich auch in der Beschäftigtenzahl wieder. Gemäß den Daten des Statistischen Bundesamtes fiel die Zahl der Arbeitnehmer in der deutschen Solarzellenherstellung innerhalb von zwei Jahren, d.h. von Anfang 2012 bis Ende 2013, von 10.200 auf 4.800 Arbeitsplätze.

Obwohl der deutsche „Leitmarkt Photovoltaik“ sich also als Illusion entpuppt hat, werden die deutschen Stromkunden weiterhin mit einer hohen EEG-Umlage für PVA belastet. Im Jahre 2012 betrug der PVA-Anteil an der gesamten EEG-Umlage 9,08 Milliarden Euro¹⁵⁾. Mit diesem Betrag, vermindert um Zinsen und Rendite der PVA-Besitzer, wurden die geschätzten 125.000 inländischen sowie eine unbekannte Anzahl ausländischer Arbeitsplätze in der Photovoltaikbranche bezuschusst. Von Befürwortern des EEG wird in diesem Zusammenhang gerne auf die noch höheren staatlichen Subventionen für den deutschen Steinkohlebergbau verwiesen, sie müssen sich aber die Frage gefallen lassen, ob es ökonomisch sinnvoll ist, die Fehler der Vergangenheit zu wiederholen.

Wie sieht die Situation auf dem deutschen „Leitmarkt Windenergie“ aus? Im Gegensatz zur Photovoltaik kann sich Deutschland mit WEA und WEA-Komponenten besser auf dem Exportmarkt behaupten. Aus den Exporten der deutschen WEA-Industrie lässt sich jedoch kein deutscher Wettbewerbsvorteil ableiten, da Deutschland gleichzeitig zu den größten Importeuren von WEA und WEA-Komponenten zählt. Italienische, spanische und vor allem dänische Firmen gelingt es erheblich besser in Auslandsmärkten Fuß zu fassen als umgekehrt ausländische Firmen in Italien, Spanien oder Dänemark. Im Gegensatz dazu haben es ausländische Konkurrenten nicht schwerer, auf den deutschen WEA-Binnenmarkt vorzudringen als deutsche Firmen auf WEA-Auslandsmärkte. Mit anderen Worten: auch der Leitmarkt Windenergie erfüllt nicht, was sich die Bundesregierung davon versprochen hat.

Es drängt sich der Verdacht auf, dass das BMU bestehenden inländischen Märkten das modische Leitmarkt-Mäntelchen umgehängt hat, ohne zu prüfen ob diese Märkte überhaupt die nötigen Voraussetzungen erfüllen.

10. Zusammenfassung

Wollte man, um einem drohenden Mangel an Vitamin-C zu begegnen, 11% der globalen Papayazucht und 32% des Welt-Orangenanbaus nach Deutschland verlegen – was technisch durchaus machbar wäre – so würde niemand darin eine sinnvolle ökonomische Maßnahme sehen. Dagegen wird die Tatsache, dass bereits Ende 2012 32% der weltweit installierten PVA und 11% der weltweit installierten WEA in Deutschland standen, als eine große Errungenschaft gefeiert. Und das in einem Land, in dem PVA wegen der geringen Anzahl von Sonnenstunden pro MW Nennleistung im Mittel nur 850 MWh elektrische Energie im Jahr und WEA wegen bescheidener Windverhältnissen pro MW Nennleistung jährlich im Mittel nur 1500 MWh liefern. Durch die schlecht durchdachte Förderpolitik der Regierungen Schröder und Merkel ist die Grünstromerzeugung zum Selbstzweck geworden, getrieben von der Geldnot der Kommunen und dem Gewinnstreben privater Investoren, Grund- und Waldbesitzer.

Während also jedes Jahr immer neue Rekordwerte für die installierten Nennleistungen der deutschen WEA und PVA publiziert werden, herrschen in weiten Teilen der Bevölkerung noch immer schwerwiegende Fehlein-

¹⁵⁾ EEG-Umlage 2012 auf alle Letztverbraucher (ohne stromintensive Industrie): 16,157 Milliarden Euro. Davon waren 56,2%, also 9,08 Milliarden Euro, durch PVA verursacht worden.

schätzungen zum Potenzial dieser Erzeugungsanlagen vor. Das gilt leider ganz besonders für die sog. energiepolitischen Sprecher der Parteien im Bundestag und in den Länderparlamenten. Sie vertreten die politische Linie ihrer Parteien mit mehr Prinzipientreue als es der deutschen Demokratie lieb sein kann, verfügen aber nur über bestürzend geringe technisch/physikalische Kenntnisse. Nicht anders sieht es mit der Sachkunde der Mitglieder der hessischen Regionalversammlungen aus - wie jede öffentliche Sitzung aufs Neue beweist.

Möglichkeiten zur Langzeitspeicherung von elektrischer Energie in einer Größenordnung, die konventionelle Kraftwerke verzichtbar macht, sind zwar im Prinzip bekannt, verbieten sich aber wegen der exorbitanten Kosten für deren Bau, Betrieb und Unterhalt. D.h. die 100%-ig regenerative Stromversorgung Deutschlands, die den gesamten klassischen Kraftwerkpark überflüssig macht und zugleich treibhausgasfrei ist, bleibt ein Wunschtraum.

Stattdessen wird der Betrieb eines Schattenkraftwerksparks mit klassischen Kraftwerken zur unausweichlichen Notwendigkeit. Bei weiter steigenden Anteilen von WEA und PVA an der Stromerzeugung müssen zum zuverlässigen Ausgleich der immer stärker schwankenden Einspeisungen aus WEA und PVA zunehmend Gasturbinenkraftwerke bereitgestellt werden. Bei einer hohen Eigenversorgung durch EE werden also die vorhandenen Kohlekraftwerke durch gasgespeiste Kraftwerke ersetzt, wodurch die Abhängigkeit der deutschen Stromversorgung von Gasimporten paradoxerweise nicht ab- sondern zunimmt.

Betrachtet man die Entwicklungen im Bereich des deutschen Klimaschutzes, so muss man feststellen:

- dass die deutsche Energiepolitik der letzten anderthalb Jahrzehnte durch zunehmende planwirtschaftliche Eingriffe in Form von Mengenzielen für Technologien, durch Technikverbote und Techniknutzungsgebote und eine Vielzahl schlecht aufeinander abgestimmten klimapolitischer Instrumente eine stark dirigistische Ausrichtung bekommen hat. Die Politik setzt auf stets detailliertere staatliche Lenkung anstatt es den Marktakteuren zu überlassen, wie sie die Klimaziele erreichen können;
- dass in der Anwendungspraxis fiskalische und verteilungsorientierte Ziele die klimapolitischen Lenkungsabsichten dominieren;
- dass die Länderregierungen entweder nicht willens oder schlichtweg unfähig sind, Kosteneffizienzziele mit Bezug auf ihre partikulären Energiewenden festzulegen;
- dass die deutsche Energiewende als Paradebeispiel für eine höchst dilettantisch-verschwenderische Energie- und Umweltpolitik dient;
- dass die Ankündigung positiver Beschäftigungseffekte auf sehr schwachen ökonomischen Füßen steht.

Die deutsche Energiewende hat das Ende der Stromerzeugung durch Kernkraftwerke bei gleichzeitiger Minderung des CO₂-Ausstoßes zum Ziel. Wie das erreicht wird, sollte der Staat dem Markt überlassen. Wohin staatliche Lenkung führt, die großen Lobbyinteressen ausgesetzt ist und immer detailversessener wird, erlebt das Land gerade. Leider besitzen die Bundesregierung und die Landesregierungen solide Mehrheiten für ihre unsolide Energiepolitik. Sie werden deshalb ausgiebig erproben, wie viele neue energiepolitische Regeln sie beschließen können, bis die wirtschaftliche Entwicklung Deutschlands sichtbar Schaden nimmt oder die Privathaushalte die jährlich wachsende EEG-Umlage nicht mehr hinnehmen wollen. Das Experiment ist gefährlich und dumm zugleich, weil es jenseits ideologischer Interessen und parteipolitischer Kalküle keine überzeugende Begründung dafür gibt.

Die chaotische, ideologisierte und profitgetriebene deutsche Energiewende ist weder alternativlos noch ist sie unumkehrbar noch ist sie ein Vorbild für andere Nationen. Was wäre also im Bereich der nationalen Stromerzeugung zu tun?

1. **Kurzfristig:** Der heutige, völlig planlose und unkoordinierte Ausbau der EE in Deutschland muss beendet werden. Für Neuanlagen ist das Einspeiseprivileg zu streichen und das EEG ist so umzugestalten, dass Einspeisungen erst dann vergütet werden, wenn sie grundlastfähig sind. Das sollte einhergehen mit einer massiven Erhöhung der Finanzmittel für nationale Grundlagen- und angewandte Forschung zur Energieeffizienz, Energiespeicherung und Energieerzeugung - einschließlich Kernfusion.

2. **Mittelfristig bis langfristig:** Falls sich keine effektive internationale Klimaschutzkoalition abzeichnet, ist von der nationalen Vermeidungsstrategie zur nationalen Anpassungsstrategie überzugehen, d.h. Anpassung von Küstenschutz, Hochwasserschutz, Anpassung von Land- und Forstwirtschaft, Wasserversorgung und Gebäudeschutz an sich verändernde Klimabedingungen. Bestehende Kernkraftwerke sind so lange wie möglich in Betrieb zu halten. Sofern markt- und energiewirtschaftlich gerechtfertigt, können die EE, national und international abgestimmt, evt. weiter ausgebaut werden.
3. **Langfristig:** Übergang von fossilen Kraftwerken zu Kernfusionskraftwerken, falls sich die Kernfusion technisch/ökonomisch als eine Option erweist.

19. Mai 2014



11. Quellen

- Figuren 1 – 8: Rolf Schuster
- „Lastganglinien als Erfolgskontrolle der Energiewende mit Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen“, K. Linnenfelder, 2013
- „Szenario 2013“ – eine Weiterentwicklung des Leitszenarios 2011 (Eckdaten und Kurzbeschreibung)
- „Roadmap 2050 – Technical Analysis“, European Climate Foundation (ECF)
- „Die Speicherung überschüssigen EE-Stroms durch synthetisches Methan“, V. von Schnurbein, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 62, Jg. 2012
- „Statistische Kenngrößen der eingespeisten Leistung von Windkraftanlagen“, D. Ahlborn, 1.5.2014
- „Kein Klimaschutz durch Power-to-Gas-Technologie“, Windkraft-Journal, 26.3.2014
- „Atomausstieg und Energiewende: Wie sinnvoll ist der deutsche Alleingang?“, J. Weimann, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 62, Jg. 2012
- „Steigerung der Energieeffizienz: Problem oder Lösung?“, R. Madlener & B. Alcott, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 57, Jg. 2007
- „Bedeutung der internationalen Wasserkraft-Speicherung für die Energiewende“, prognos AG, 2012
- „Die Kosten von Klimaschutz“, C. Böhringer, Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung, ZEW discussion paper 99-20
- „Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien“, G. Erdmann, Fachgebiet Energiesysteme, Technische Universität Berlin, 2011
- „Die grundsätzliche wirtschaftstheoretische Kritik am EEG greift zu kurz“, M. Fishedick & S. Samadi, Solarzeitalter, 2010
- „Untertage-Gasspeicherung in Deutschland“, R. Sedlacek, Erdöl Erdgas Kohle 125, Jg. 2009
- „Power to Gas: Untersuchungen im Rahmen der DVGW-Innovationsoffensive zur Energiespeicherung“, M. Sterner u.a., energie | wasser-praxis, 4/2011
- „Entwicklung der Windenergie in Deutschland - Kurzstudie“, Agora Energiewende, 2013
- „Energiestudie 2013“, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
- Cold Storage – Battery storage system for Golden Valley Electric Association
- „Potenzial der Windenergienutzung an Land – Langfassung“, Bundesverband Windenergie, 2013
- „Green Jobs – Erlebt Deutschland sein grünes Beschäftigungswunder?“, N. Pestel, IZA Standpunkte Nr. 58, August 2013
- Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMU)
- Statistisches Bundesamt
- BDEW-Mitteilungen
- „Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2013)“, BDEW, 31.1.2013
- DIW Wochenberichte
- Daten der Übertragungsnetzbetreiber
- Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart
- Presseberichte

12. Erläuterung der wichtigsten Stichwörter und Maßeinheiten

Elektrische Energie

Ohne näher auf den physikalischen Energiebegriff einzugehen, soll hier nur festgestellt werden, dass elektrische Energie durch Umwandlung thermischer, chemischer oder mechanischer Primärenergie erzeugt wird. Dabei werden Verfahren angewendet, die unterschiedliche Wirkungsgrade aufweisen. Industriegesellschaften sind in besonderem Maße auf elektrische Energie angewiesen. Auch das was gewöhnlich als Verbrauch elektrischer Energie umschrieben wird, ist lediglich eine Umwandlung in andere Energieformen z.B. mechanische Arbeit, Wärme, Licht, Schallwellen. Elektrische Energie kann nur über einer Zeitspanne gemessen werden, z.B. über eine Sekunde, eine Stunde, einen Monat oder ein Jahr.

Die Basiseinheit der elektrischen Energie ist die Wattsekunde (Ws). In der Energietechnik hat man es mit großen Mengen elektrischer Energie zu tun, weshalb hier die Einheiten Kilowattstunden (kWh), Megawattstunden (MWh), Gigawattstunden (GWh) und Terawattstunden (TWh) gebräuchlich sind. Es gilt:

$$1 \text{ Wh} = 3600 \text{ Ws}$$

$$1 \text{ kWh} = 1000 \text{ Wh}$$

$$1 \text{ MWh} = 1000 \text{ kWh}$$

$$1 \text{ GWh} = 1000 \text{ MWh} = 1.000.000 \text{ kWh}$$

$$1 \text{ TWh} = 1000 \text{ GWh} = 1.000.000 \text{ MWh} = 1.000.000.000 \text{ kWh}$$

Elektrische Leistung

Elektrische Leistung ist elektrische Energie pro Zeiteinheit. Die elektrische Leistung gibt also an wie schnell sich die erzeugte elektrische Energie verändert. Sie ist ein Maß für die Intensität des Energiestroms. Ist die von einem Generator erzeugte Leistung konstant, so steigt die vom Generator abgegebene Energie linear an. Ist dabei die Generatorleistung klein, dann verläuft der Energieanstieg langsam, ist die Generatorleistung groß, dann verläuft der Anstieg schnell. Elektrische Leistung kann zu jedem beliebigen Zeitpunkt gemessen werden.

Die Basiseinheit der elektrische Leistung ist Watt (W). In der Energietechnik werden jedoch die größeren Einheiten Kilowatt (kW), Megawatt (MW), Gigawatt (GW) und Terawatt (TW) verwendet. Es gilt:

$$1 \text{ kW} = 1000 \text{ W}$$

$$1 \text{ MW} = 1000 \text{ kW}$$

$$1 \text{ GW} = 1000 \text{ MW} = 1.000.000 \text{ kW}$$

$$1 \text{ TW} = 1000 \text{ GW} = 1.000.000 \text{ MW} = 1.000.000.000 \text{ kW}$$

Ganglinie, Leistungsganglinie, Stundenganglinie

Eine Ganglinie ist die graphische Darstellung von Messwerten in ihrer zeitlichen Reihenfolge. Dabei befindet sich die Zeit stets auf der horizontalen Achse, der Messwert auf der vertikalen Achse des Koordinatensystems. Im Rahmen dieses Memorandums stellen Leistungsganglinien den Verlauf der Einspeiseleistung von WEA und PVA dar. Der Begriff Stundenganglinie gibt an, dass die der Ganglinie zugrundeliegenden Messungen im Abstand von einer Stunde vorgenommen wurden.

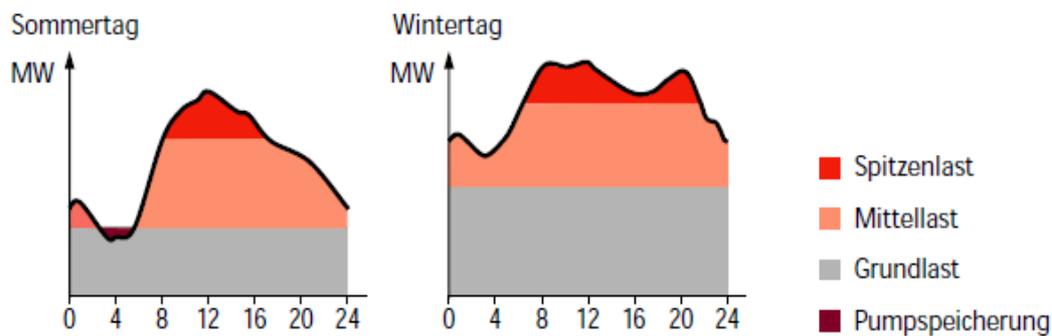
Grundlast, grundlastfähig

Energieversorger teilen den Strombedarf (Verbrauch, Last) in drei Kategorien ein.

- Grundlast (langsam veränderlich im Wochenverlauf)
- Mittellast (langsam veränderlich im Tagesverlauf)
- Spitzenlast (schnell veränderlich im Tagesverlauf).

Die Grundlast erreicht im Winter ca. 50% der Tages-Spitzenlast (siehe Figur 9). Je nach Kraftwerktyp bedienen Kraftwerke ein oder zwei der genannten Lastkategorien. Im heutigen Stromversorgungssystem bilden Kern-, Braunkohle- und Laufwasserkraftwerke die Gruppe der Grundlastkraftwerke. Abgesehen von Stillständen durch Reparatur- und Wartungsarbeiten speisen Grundlastkraftwerke ohne Unterbrechung elektrische Leistung ins Netz ein. Diese Kraftwerke sind regelfähig, d. h. sie können die Leistung erhöhen oder reduzieren. Sind einzelne Grundlastkraftwerke in Reparatur oder erfahren sie Wartungsarbeiten, so übernehmen Reservekraftwerke ihre Aufgabe. Das garantiert eine vollkommen unterbrechungsfreie Bedienung der Grundlast. Anlagen auf der Basis von EE, mit denselben Eigenschaften werden als „grundlastfähig“ bezeichnet.

Figur 9: Stark vereinfachte Ganglinie des Stromverbrauchs eines Sommer- und eines Wintertages



- Typische Merkmale:
- Morgenspitze: 08:00 Uhr
 - Mittagsspitze: 12:30 Uhr
 - Abendspitze: 20:00 Uhr

Je nach Kraftwerktyp bedienen Kraftwerke ein oder zwei der genannten Lastkategorien. Im heutigen Stromversorgungssystem bilden Kern-, Braunkohle- und Laufwasserkraftwerke die Gruppe der Grundlastkraftwerke. Abgesehen von Stillständen durch Reparatur- und Wartungsarbeiten speisen Grundlastkraftwerke ohne Unterbrechung elektrische Leistung ins Netz ein. Diese Kraftwerke sind regelfähig, d. h. sie können die Leistung erhöhen oder reduzieren. Sind einzelne Grundlastkraftwerke in Reparatur oder erfahren sie Wartungsarbeiten, so übernehmen Reservekraftwerke ihre Aufgabe. Das garantiert eine vollkommen unterbrechungsfreie Bedienung der Grundlast. Anlagen auf der Basis von EE, mit denselben Eigenschaften werden als „grundlastfähig“ bezeichnet.

Laufwasserkraftwerk

Wasserkraftwerk, bei dem der Zufluss oberhalb des zugehörigen Stauwehrs und der Abfluss unterhalb des Kraftwerks stets gleich sind, also kein Aufspeichern von Wasser zur Nutzung bei Verbrauchs- und Zuflussschwankungen erfolgt. Andere Namen sind Laufkraftwerk oder auch Flusskraftwerk.

Nennleistung

Als Nennleistung einer Stromerzeugungsanlage wird die höchste Leistung definiert, die dauerhaft zur Verfügung gestellt werden kann ohne dass die Anlage Schaden nimmt. Sie ist identisch mit der sog. Dauerleistung.

PVA werden gewöhnlich durch den Begriff Spitzenleistung charakterisiert. Er bezeichnet die Ausgangsleistung unter normierten Laborbedingungen (Strahlungsleistung, Einfallswinkel, Temperatur, Lichtspektrum). Um im Zusammenhang mit PVA und WEA nicht ständig zwischen Spitzen- und Nennleistung unterscheiden zu müssen, wird in diesem Memorandum anstelle der PVA-Spitzenleistung ebenfalls der Begriff Nennleistung verwendet.

Makroökonomik, Mikroökonomik

Die Makroökonomik versucht gesamtwirtschaftliche Erscheinungen zu erklären, z.B. Sozialprodukt, Volkseinkommen, Beschäftigung, Arbeitslosigkeit, gesamtwirtschaftliches Preisniveau und Inflationsrate. Daneben widmet sie sich wirtschaftspolitischen Fragen wie z.B. dem Erreichen und Erhalten von Vollbeschäftigung, Preisstabilität und Wirtschaftswachstum. Im Gegensatz dazu untersucht die Mikroökonomik das Verhalten der Einzelperson und das Zusammenwirken des Verhaltens von Einzelpersonen auf einzelnen Märkten. Die Mikroökonomik betrachtet immer nur Märkte für einzelne Güter.

Norm-Kubikmeter $m^3(V_n)$

Der Normkubikmeter V_n oder Normalkubikmeter ist eine in der Verfahrenstechnik und in der Gastechnik verwendete Maßeinheit für eine Gasmenge. Sie beschreibt diejenige Gasmenge, die unter festgelegten Bedingungen (Temperatur, Druck, Luftfeuchtigkeit) ein Gasvolumen von einem Kubikmeter einnehmen würde.

Primärenergie, Sekundärenergie, Endenergie, Nutzenergie

Zur Deckung seines Energiebedarfs ist der Mensch auf die in der Natur vorkommenden Energiequellen angewiesen. Diese werden entweder in ihrer ursprünglichen Form (Primärenergie) oder nach Umwandlung (Sekundärenergie) eingesetzt. Zur Primärenergie gehören die natürlichen Kohle-, Erdöl- und Erdgasvorkommen, Uran, Wasserkraft, Sonnenstrahlung, Windkraft, Erdwärme, Gezeitenenergie und Biomasse. Der

Umwandlungsprozess von Primär- in Sekundärenergie (mittels Verbrennung, Kernspaltung, Raffinieren u.s.w.) geht immer mit Verlusten einher.

Elektrische Energie ist eine Sekundärenergie, da sie aus der Umwandlung von Primärenergien oder aus anderen Sekundärenergien (z.B. Heizöl) gewonnen wird. Zu den Sekundärenergien zählen auch Kohlebriketts, Kraftstoffe, Biogase, Fernwärme und Erdgas in aufbereiteter Form.

Die nach eventuellen weiteren Umwandlungs- oder Übertragungsverlusten beim Verbraucher ankommende Energie bezeichnet man als Endenergie. Die Nutzenergie ist schließlich diejenige Energie, die dem Endverbraucher durch direkte Anwendung oder nach Umwandlung aus Endenergie für die gewünschte Energiedienstleistung zur Verfügung steht. Zur Nutzenergie gehören Wärme, Kälte, Licht, mechanische Arbeit oder Schallwellen. In der Regel ist die Nutzenergiemenge kleiner als die Endenergiemenge, da die Energieumwandlung aus Endenergie verlustbehaftet ist.

Volllaststunden und Nutzungsgrad

Mit Volllaststunden T_{VLS} (genauer: Jahresvolllaststunden) wird bei einem Kraftwerk der Quotient aus der Jahresenergieproduktion und der Nennleistung P_{Nenn} bezeichnet:

T_{VLS} = Jahresproduktion elektrischer Energie geteilt durch die elektrische Nennleistung

Das Ergebnis ist ein rechnerischer Wert. Er gibt an, wie hoch die Ausnutzung der Anlage ist, d.h. wie viele Stunden die Anlage gelaufen wäre, um die Jahresenergieproduktion zu erreichen, wenn sie

- *ausschließlich* mit ihrer Nennleistung gelaufen wäre und
- den Rest der Zeit stillgestanden hätte.

Die Volllaststunden dürfen nicht mit den **Betriebsstunden** verwechselt werden. Diese geben an, wie viele Stunden im Jahr das Kraftwerk überhaupt gelaufen ist, gleichgültig ob im Volllast-, Teillast- oder Leerlaufbetrieb. Der Quotient aus den Volllaststunden eines Kraftwerkes und den Stunden eines Jahres wird **Nutzungsgrad** (genauer: **äquivalenter Ausnutzungsgrad**) genannt mit dem Formelzeichen η_N . Das heißt:

$$\eta_N = T_{VLS} / 8760$$

Der (ideale) Nutzungsgrad $\eta_N = 1$ bedeutet, dass das Kraftwerk während eines ganzen Jahres seine Nennleistung geliefert hat. Der Nutzungsgrad kann auch in Prozent ausgedrückt werden, durch den Zahlenwert von η_N mit 100 zu multiplizieren.

Wirkungsgrad

Bei einem Kraftwerk soll die zugeführte Energie (z.B. chemische Energie der Kohle) in elektrische Energie umgewandelt werden. Das Kraftwerk ist besonders effizient, wenn es von der zugeführten Energie ΔE_{zu} möglichst viel in elektrische Energie ΔE_{elektr} umwandelt. Zur Beschreibung der Effizienz des Kraftwerks führt man den Begriff des Wirkungsgrades η ein. Er ist der Quotient aus elektrischer Energie ΔE_{elektr} und zugeführter Energie ΔE_{zu} . Da für die Energie E und die Leistung P der Zusammenhang $\Delta E = P \cdot \Delta t$ gilt, kann man den Wirkungsgrad auch als Verhältnis der entsprechenden Leistungen schreiben:

$$\eta = \Delta E_{elektr} / \Delta E_{zu} = (P_{elektr} \cdot \Delta t) / (P_{zu} \cdot \Delta t) \quad \text{oder}$$
$$\eta = P_{elektr} / P_{zu}$$