„EEG-Reform“

Durchbruch oder Sackgasse in der Ökostrompolitik?

Günter Specht

Vortrag
LIONS Club Dresden-Semper
05. Mai 2014

Den Herren Rolf Schuster und Eberhard Wagner danke ich freundlichst für zwei Grafiken.

Gliederung

1. Zentrale Regelungen im EEG und ihre Begründung
2. Reformbedarf
3. Grundzüge der „EEG-Reform“ der Regierung
4. Kritische Analyse der „Reform“
   4.1 Kritische Analyse der Leitideen der Reform
   4.2 Kritische Analyse geplanter Einzelregelungen
5. Instrumente innovationsfördernder und effizienter Ökostrompolitik
   5.1 Emissionsbesteuerung
   5.2 Emissionszertifikate
   5.3 Quotenvorgaben für grüne Energien
   5.4 VSN-Modell = Versorgungssicherheitsnachweis-Modell (BDEW)
6. Fazit

1. Zentrale Regelungen im EEG und ihre Begründung

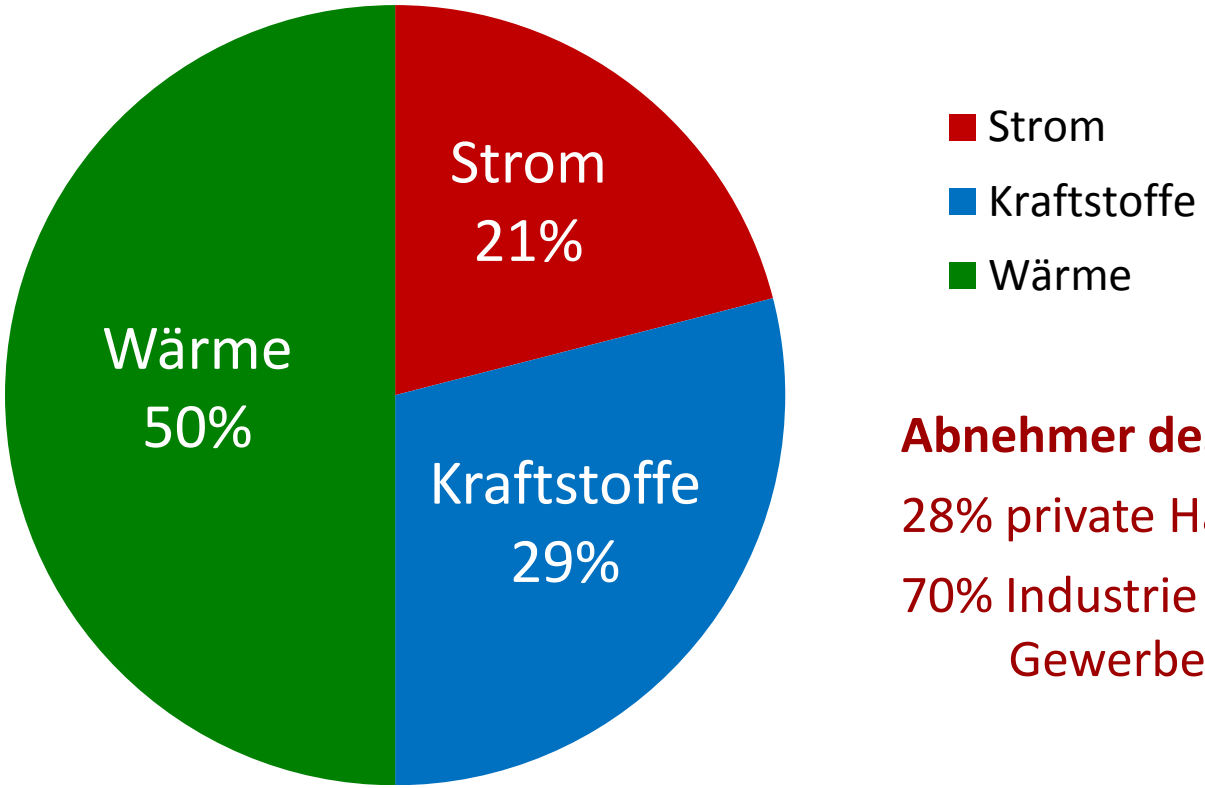
EEG = Erneuerbare Energien Gesetz:

- **Garantie der Einspeisevergütung aus Erneuerbaren Energien für 20 Jahre**
- Diskriminierungsfreie Übernahme von Ökostrom ins Stromnetz
- Lokale Versorger müssen Ökostromanlagen in das Netz integrieren.
- Anrecht der Selbstversorger auf Netzanbindung ohne Kosten
- Konventionelle Stromerzeuger und Netzbetreiber müssen die Versorgungssicherheit garantieren.

Begründung:

- Beitrag zum Klimaschutz, Senkung von Treibhausgasen
- Ausstieg aus der Atomenergie bis 2022
- Minderung der Abhängigkeit von fossilen Ressourcen

Aufteilung des Endenergieverbrauchs von 2.516 TWh in Deutschland (2010)



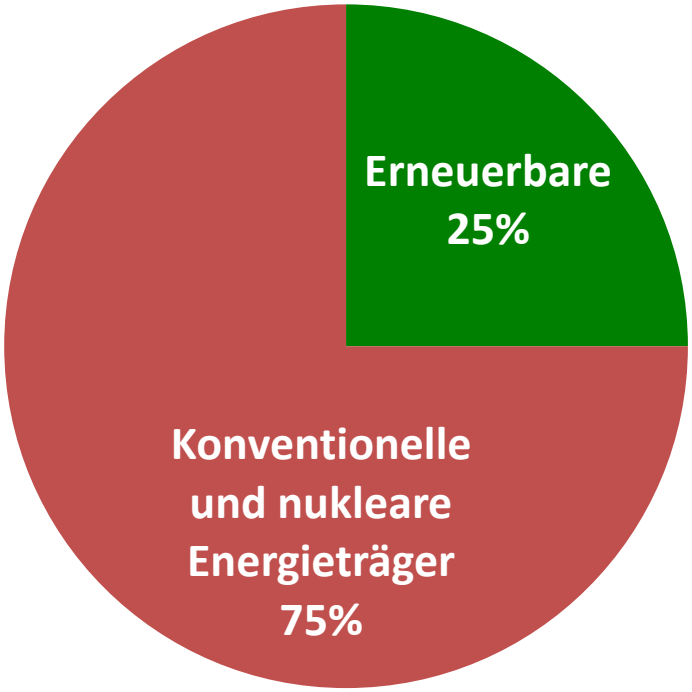
Abnehmer des Stroms:

28% private Haushalte;

70% Industrie + sonstiges Gewerbe.

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen Stand 07/2011

Anteil Erneuerbarer Energien am Stromverbrauch 2013: 25%



Anteile an den Erneuerbaren:

- 32% Windkraft
- 28% Biomasse
- 20% Photovoltaik
- 16% Wasserkraft
- 4% Biogene Abfälle

Brutto-Inlandsstromverbrauch 2013 in Deutschland: 596 Mrd. kWh (vorläufig)

Datenquelle: BDEW, AG Energiebilanzen, Stand: 12/2013

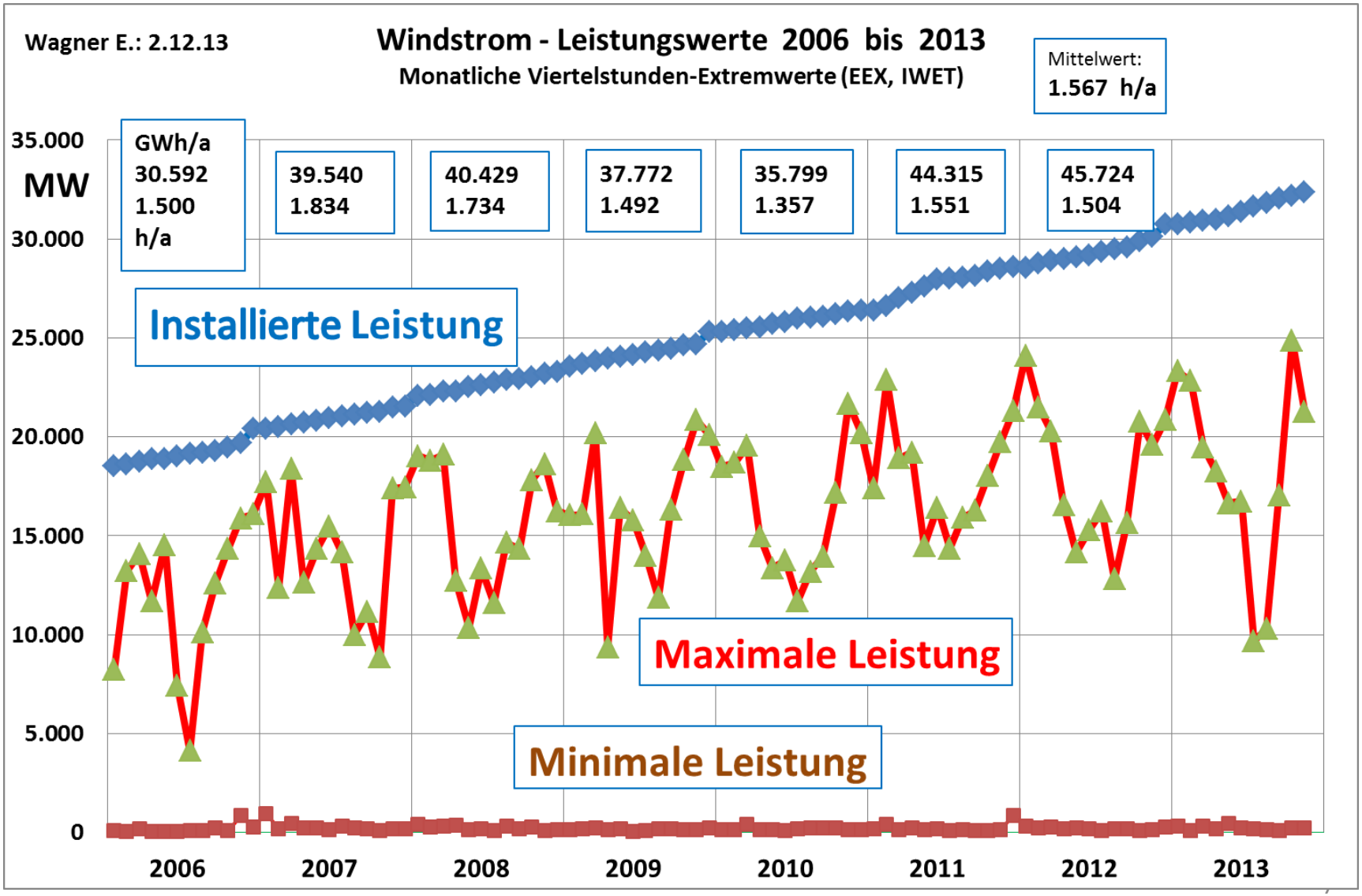
2. Reformbedarf

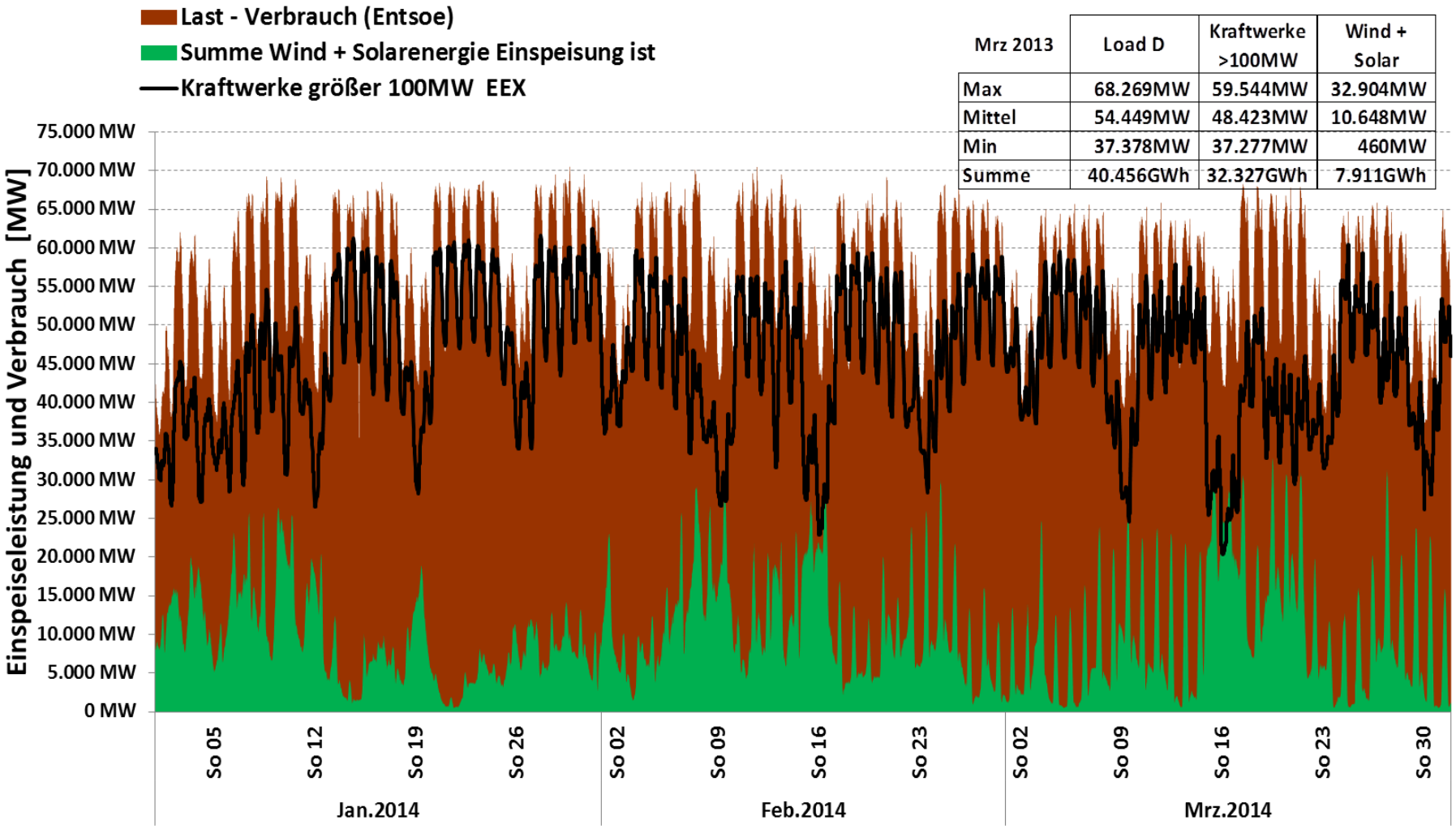
2.1 Mangelhafte ökologische Resultate

- **Keine Senkung des CO_2-Ausstoßes durch das EEG in Deutschland! [1)]**
- Strom aus Wind und Sonne sind nur **für ein Viertel der 8760 Jahresstunden verfügbar.**
- Wind- und Sonnenstrom schwanken stark und sind unsicher.
- **Die minimalen monatlichen Viertelstundenwerte für Wind- und Sonnenstrom liegen unabhängig von Zahl und Größe der Anlagen bei etwa 0,4 % der Nennleistung.**
- F**ossile Kraftwerke** müssen wenig effizient **im Stand-By-Modus** betrieben und mit relativ höheren CO_2-Emissionen betrieben werden.
- Die großflächige Abholzung von Wald auf den Höhen und die Wiederaufforstung in Tälern sind ökologisch eine Katastrophe.
- Die Verstromung von Biogas ist begrenzt, ökonomisch und ökologisch nicht nachhaltig.

1) AG Energiebilanzen, Pressedienst, Nr. 8, 2013; Vgl. FAZ, Kosten …, Justus Haucap, 17.07.13, Nr. 163, S. 10. Professor Dr. Haucap, geb. 1969 ist seit Direktor des Instituts für Wettbewerbsökonomie(DICE) an der Universität Düsseldorf. Von Juli 2008 bis Juli 2012 war er auch Vorsitzender der Monopolkommission.

Anmerkung: Das Jahr hat 8760 Stunden!





Mrz 2013	Load D	Kraftwerke >100MW	Wind + Solar
Max	68.269MW	59.544MW	32.904MW
Mittel	54.449MW	48.423MW	10.648MW
Min	37.378MW	37.277MW	460MW
Summe	40.456GWh	32.327GWh	7.911GWh

Datenquelle: EEX-Leipzig / Entsoe.net

Auflösung: Viertelstundenwerte

Darstellung: Rolf Schuster

2.2 Unbefriedigende ökonomische Resultate

- Die EEG-Auszahlungen an Betreiber betragen 2014 brutto **21,949 Mrd. €.**
- Nach Abzug des Werts des Stroms zum Börsenpreis verbleiben Kosten der Förderung der Ökostromerzeugung von ≈ **19,7 Mrd. €.** [1)]
- Die Strompreisumlage 2014 beträgt **6,24 Cent je kWh**;
  d.h. für den Drei-Personen-Haushalt ca. € 230 pro Jahr. (20 Euro im Monat!)
- **Pro Einwohner** Deutschlands beträgt die Umlage **244,- € pro Jahr in 2014.**
- **Börsenpreis für Strom** ist wegen des EEG an der EEX 2013 auf Ø **3,78 Cent je kWh** gesunken.
- EEX Preis für Zertifikate am 13.02.2014 um 09:45 Uhr **6,23 Cent je Tonne CO_2**
- Ungesteuerter Stromexport und -import mit Vor- und Nachteilen für alle Länder

1) Vgl. http://klauseberhardwagner.wordpress.com/2014/01/20/verstehen-sie-das-eeg-und-die-strompreise/

Folgen der Preisentwicklungen bei Strom und Zertifikaten wegen der EEG-Vergütungen:

- Fossile Reservekraftwerke können nicht mehr rentabel betrieben werden.
- In geeignete fossile Kraftwerke mit höherem Wirkungsgrad wird nicht investiert.
- Relativ kostengünstige Braunkohlenkraftwerke werden als Reserve bevorzugt.
- CO_2-günstige, aber relativ teure Gaskraftwerke werden wegen Verlusten abgeschaltet.
- Pumpspeicherwerke sind nicht mehr rentabel zu betreiben.
- Unternehmen versuchen den Kosten des EEG zu entgehen durch:

  - Bau eigener Kraftwerke
  - Ausweichen ins Ausland, schleichender Abbau von Arbeitsplätzen

- Die Mehrkosten des EEG fehlen an anderer Stelle als Kaufkraft und führen dort zum Abbau von mehr Arbeitsplätzen als durch das EEG geschaffen werden.
- EEG-geförderte Arbeitsplätze in der Stromerzeugung werden wegen mangelnder Wettbewerbsfähigkeit wieder abgebaut.

2.3 Fragwürdige soziale Resultate

- Wer Dächer, Grundstücke, Geld oder Kreditwürdigkeit besitzt, der erhält 20 Jahre oft risikolose EEG-Vergütungen, Pachteinahmen oder Dividenden, die bei Investitionen gleicher Risikoklasse bisher nicht annähernd möglich waren.
- Garantiezusagen für die Einspeisung erfordern in den nächsten 20 Jahren weitere Zahlungen von derzeit minimal 100 Mrd. Euro (eigene Schätzung).
- Folgewirkungen sind steigende Preise für landwirtschaftlicher Grundstücke, Futter- und Nahrungsmittel, Netzkosten, Speicherkosten, usw. …
- Bei den traditionellen Energieversorgungsunternehmen wird Kapital vernichtet.
- Rücklagen und Rückstellungen z.B. für den Rückbau von Kernkraftwerken und die Endlagerung werden aufgezehrt.
- Auch dies müssen Stromverbraucher oder Steuerzahler bezahlen.
- **Das EEG bewirkt eine Umverteilung u.a. von unten nach oben in Reinform.**

2.4 Bedenkliche technische Resultate

- Reservekraftwerke müssen für nahezu den gesamten Strombedarf in einem ineffizienten Stand-By-Betrieb laufen.
- Schon Stromausfälle von Sekunden richten in der Industrie Schäden an. [1)]
- Die Zahl der Eingriffe der Netzbetreiber hat sich etwa verzehnfacht. [2)]
- Die Gefahr von „Brown-outs“, die Abschaltung großer Industriestromkunden, wächst. [2)]
- Gefahr von Stromausfällen vor allem im Süden nimmt ab 2018 bis 2022 zu.
- Zunehmender Speicherbedarf kann in den nächsten 15 Jahren nicht gedeckt werden.
- Ein Smart Grid und der erforderliche Netzausbau sind in den nächsten 10 Jahren nicht realisierbar.
- Aus technischen Gründen läuft das EEG in absehbarer Zeit eine Sackgasse.

1) Verband der industriellen Energie- und Kraftwerkswirtschaft (VKI), nach: Welt, 27.09.2012; Ernst&Young und DENA, Deutscher Ökostrompolitik-Index, 2. Quartal 2013, S. 4
2) Martin Fuchs, Geschäftsführer Tennet, nach FAZ, Energiewende Ja, Nr. 243, 19.10.13, S. 14

Kraftwerkstyp	Anfahrzeit[2)] in h oder Minuten	Mindest-leistung in %	Mindest-stillstandzeit	Mindestbetriebs-zeit in h	Wirkungs-gradverlust bei P_{min} in %	Geschwindigkeit der Leistungs-änderung in % pro Minute
Erdgas GT	7 Min	20	0	1 (fiktiv)	22	20
Erdgas Kombi	1 h	33	2	4	11	6
Erdgas DT	1 bis 1,5 h	38	2	4	6	6
Steinkohlen DT	3 bis 5 h	20 bis 40	2	4	6	4
Braunkohlen DT	2 h	40	6	6	5	3
Pumpspeicherwerke	1 Min					
Kernkraftwerke:	2 bis 3 h					
Druckwasserreaktor		20 bis 80				3,8 bis 10 [1)]
Siedewasserreaktor		60				1,1 bis 10

Tabelle: Leistungskennziffern zum Back-up-Betrieb von Resevekraftwerken

1) Die höheren Anpassgeschwindigkeiten werden im höheren Leistungsbereich erzielt.
Quellen: http://www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/pb_pdf/Hundt_EEKE_Langfassung.pdf, 14.02.10, S. 24.
Eberhard Wagner, 29. 09. 2013., VDI Statusreport 2013, Fossil befeuerte Kraftwerke …, Entwurf, S.34
2) Warmstart

Fossile Bestandsanlagen haben Potential,
Anforderungen an flexible Erzeugung besser als bisher zu erfüllen: [1)]

Laufende Optimierungen:

- Tiefere Mindestlasten
- Höhere Laständerungsgeschwindigkeit
- Optimiertes Anfahren

Weitere Optimierungsmöglichkeiten sind noch nicht ausgeschöpft:

- Mechanische Anpassungen
- Leittechnische Anpassungen

Neue konventionelle Kraftwerke können deutlich flexibler ausgelegt werden.
(auch Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke)

1) Ewald Woste, Thüga, E-Mail-Auskunft am 18.12.2013

3. Grundzüge der „EEG-Reform“ der Regierung[1)]

- „Überarbeitung“ des „erfolgreichen“ EEG
- Die durchschnittliche Vergütung über alle „Erneuerbaren-Technologien“ soll von bisher ca. 17 Cent/kWh zukünftig für Neuanlagen auf durchschnittlich ca. 12 Cent/kWh sinken.
- Solarenergie jährlicher Zubau von 2.500 Megawatt
- Windenergie an Land jährlicher Zubau 2.500 Megawatt mit „atmendem Deckel“ + Repowering
- Windenergie auf See 6.500 Megawatt bis 2020 und 15.000 Megawatt bis 2030
- Biomasse wegen der hohen Kosten jährlicher Zubau circa 100 Megawatt
- Bei Geothermie und Wasserkraft sind „aufgrund der Marktentwicklung keine Maßnahmen zur Mengensteuerung erforderlich“.

1) http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Erneuerbare-Energien/eeg-reform.html,13.02.14; und Eckpunkte der Reform des EEG, 21.01.14

Grundzüge der „EEG-Reform“ der Regierung[1)]

Fortsetzung:

- Stufenweise Einführung der Direktvermarktungspflicht für Betreiber von größeren Neuanlagen
- Das Grünstromprivileg soll entfallen. Ab 2017 soll die Förderhöhe in Ausschreibungen ermittelt werden.
- Rechtsverbindliches EU-Klimaziel von EU-intern mindestens 40 Prozent bis 2030
- Das reformierte EEG soll zum 1. August 2014 in Kraft treten.

1) http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Erneuerbare-Energien/eeg-reform.html,13.02.14; und Eckpunkte der Reform des EEG, 21.01.14

4. Kritische Analyse der „Reform“

4.1 Kritische Analyse der Leitideen der Reform

- Das EEG bleibt im Kern bestehen, d.h. es bleibt bei einem zentralen planwirtschaftlichen Ansatz, der Wettbewerb und Innovationen behindert.
- Es bleibt bei der Aushebelung des europäischen Handels mit Zertifikaten durch feste EEG-Vergütungssätze und „atmende Deckel“ für den Zubau von Anlagen.
- Es bleibt bei einem Selbstvermarktungskonzept, dessen Wirkung auf den Wettbewerb durch feste EEG-Vergütungssätze wieder ausgehebelt wird.
- Es bleibt trotz vorgeblicher Technologieneutralität bei der ökonomisch absurden Differenzierung der Vergütungssätze bei Wind nach Standortqualitäten.
- Es bleibt bei der Förderung des Kapazitätsausbaus bei Ökostromanlagen über den maximalen Verbrauch an Strom hinaus.
- Das CO_2-Senkungsziel wird weiter nachrangig behandelt.
- Eine Reform mit Ausschreibung von Strommengen soll erst nach 2017 kommen.

4.2 Kritische Analyse geplanter Einzelregelungen

Ein Preis von Ø 12 Cent/kWh für Neuanlagen soll bei einem Preis von etwa 4 Cent/kWh für Strom aus „residualen“ Kraftwerken (wie im Eckpunktepapier angenommenen[1)]) und bei Erreichen der Ausbauziele zu einer EEG-Umlage von 0,2 Cent/kWh bis 2020 führen (Aussagen von Minister Gabriel und Kanzlerin Merkel im Deutschen Bundestag).

Die EEG-Umlage und mit ihr verbundene Umlagen werden deutlich höher ausfallen:

- In 2013 lag der Börsenpreis durchschnittlich nicht bei 4 Cent/kWh, sondern bei 3,78 Cent/kWh. Dieser Preis fällt wg. des EEG weiter. Die Differenz zur EEG-Vergütung und die Umlage steigen.
- BMWi intern wird von einem Anstieg um 1,5 Ct/kWh ausgegangen (Quelle: Spiegel).
- Beschlüsse zur Befreiung energieintensiver Industrien bedeuten 0,4 Ct/kWh (BMWi-Schätzung).
- Bezahlung der Reservekraftwerke von jährlich wahrscheinlich 6,4 Mrd. € + MwSt über die Netzumlage (Spiegel). Für Herbst 2014 geplant!
- Investitionen in Verteilnetze 27,5 bis 42,5 Mrd. € bis 2030 (Szenarien der Deutschen Netz-Agentur DENA). Investitionen in Höchstspannungsnetze sind nicht ausreichend berücksichtigt.
- Kosten für notwendige Speicher bleiben bisher unberücksichtigt.
- Zunehmende Tendenz zur Bezahlung für Abfallstrom durch Abschalten bei Leitungsüberlastung.

1) Eckpunktepapier der Regierung, 21. Januar 2014, S. 4.

- Es bleibt bisher unklar, wie fossile „Residualkraftwerke“ im Stand-By-Betrieb für etwa 95 % des Strombedarfs effizient und rentabel betrieben werden sollen.

  Geschätzte Stromproduktionskosten nach Fraunhofer ISE, Freiburg[1)] :

Braunkohle	3,8 - 5,3 Cent / kWh
Steinkohle	6,3 - 8,0 Cent / kWh
Gas	7,5 - 9,8 Cent / kWh

  Die Regelungen zum Kapazitätsmarkt (Energy-Only-Market) kommen für notwendige Investitionsentscheidungen u.a. für Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke zu spät!

  Der geplante Kapazitätsmarkt ist eine weitere problematische Folge des EEG.

- **Die CO_2-Emissionen nehmen zu**, und zwar wegen:

  - der Aushebelung des CO_2-Zertifikatehandels der EU
  - sinkenden Wirkungsgraden fossiler Kraftwerke im Residualbetrieb
  - den ökologischen Fußstapfen bedarfsübersteigender Ökostromanlagen
  - der relativ stärkeren Förderung von WEA in windschwachen Gebieten

1) Zitiert nach Institut der deutschen Wirtschaft, iw-dienst, Nr. 6, 6.2.2014, S. 2

- Der teilweise geringe Wegfall der Rabatte für die im internationalen Wettbewerb stehende stromintensive Industrie und sonstige Privilegierte wird vermutlich nur wenige Arbeitsplätze kosten. Die Industrie konnte Schlimmeres verhindern.

- Die teilweise (an sich gerechte) Beteiligung von Selbsterzeugern von Strom an der EEG-Umlage wird Arbeitsplätze kosten (z.B. in Handel und Logistik).

- Auch die Offshore WEA liefern keinen grundlastfähigen Strom. Die Flauten auf See entsprechen weitgehend schwachem Wind auf Land in Küstennähe. Die Offshore-Kosten werden etwa ab 2017 wahrscheinlich erheblich steigen.

- Die Stromversorgungssicherheit wird tendenziell ab etwa 2018 - 2022 abnehmen!

- Die EEG-Reform sieht keine konkreten Regeln zur Netzintegration vor.

Die weitere Zerstörung von Kulturland in großem Umfang durch Windräder ist absehbar.

Als Bremse wirken die bisher sinkenden Vergütungssätze, wenn sie nicht wegen des „atmenden Deckels“ erhöht werden.

5. Instrumentarium innovationsfördernder und effizienter Klimapolitik

5.1 Emissionsbesteuerung

- Negative externe Effekte bzw. Kosten können durch Steuern dem Verursacher angelastet werden.
- Emissionssteuern führen zur effizienten Ressourcenallokation, wenn alle Emittenten von CO_2 gleich belastet werden.
- Wer die Steuer vermeiden will, muss die Emission von CO_2 reduzieren.
- Je höher der Steuersatz pro Tonne CO_2, desto stärker ist die Motivation für Investitionen zur Vermeidung von CO_2.
- Ein Höchstmaß an kosteneffizienter Klimapolitik ist erreicht, wenn Vermeidungsinvestitionen so lange vorgenommen werden bis die Grenzvermeidungskosten beim geltenden Steuersatz bei allen Technologien gleich hoch sind.

5.2 Emissionszertifikate

- Ein Emissionszertifikat ist ein zugeteiltes Recht zur Einlagerung einer bestimmten Menge CO_2 in die Atmosphäre.

- Die EU hat dieses Recht geschaffen, die Gesamtmenge dieser Rechte begrenzt und ein Handelssystem organisiert.

- Wenn ein Unternehmen seine festgelegten CO_2-Grenzen überschreitet, muss es Strafe zahlen, zusätzliche Emissionsrechte nachkaufen, und es bekommt oft höhere Einsparziele verordnet.

- Der Zertifikatpreis bildet sich seit 2005 an der Börse und ist für alle Emittenten gleich.

- Ein CO_2-Zertifikat an der Strombörse in Leipzig kosteten im November 2009 € 15,00 pro Tonne und aktuell ca. € 6 bis 7 .

- Sind die Grenzvermeidungskosten eines Unternehmens für die Verminderung von CO_2-Einlagerungen in die Atmosphäre geringer als der Zertifikatpreis an der Börse, dann lohnt es sich, die Emission durch Investition zu vermeiden und das nicht benötigte Zertifikat an der Börse zu verkaufen.
- Je niedriger die CO_2-Vermeidungskosten sind, desto mehr lohnen sich Investitionen in die CO_2-Vermeidung.
- Bei aktueller Gesetzgebung gilt:

  Je höher die Subventionen in erneuerbare Energien sind,

  ⇨ desto niedriger ist der Preis für Emissionsrechte,
  ⇨ desto billiger ist der Erwerb von Emissionsrechten,
  ⇨ desto rentabler sind Investitionen in Technologien mit hohen CO_2-Emissionen.

- Die relativ hohen Subventionen für die Photovoltaik und die Windkraft führen zu ungewollten Ergebnissen:

  ⇨ z.B. zur Verbilligung von neuen Kohlekraftwerken,
  ⇨ z.B. zu unrentablen Reservekraftwerken,
  ⇨ z.B. zur Verlangsamung des technischen Fortschritts zur CO_2-Vermeidung,
  ⇨ z.B. zur Einschränkung von Forschung und Entwicklung zur CO_2-Vermeidung.

- Die positiven Wirkungen des Emissionshandels werden durch Subventionen in erneuerbare Energien ausgehebelt.

➢ Die Subventionen des EEG müssen beseitigt werden und der Zertifikatpreis kann durch Verknappung der Zertifikate moderat angehoben werden.

5.3 Quotenvorgaben

- Vorschlag der Monopolkommission (2011), des Sachverständigenrats zur Beurteilung der gesamtwirtschaftlichen Lage (2011) und des RWI (2012)

= Marktbasierte Mengensteuerung mit Quoten für „grünen Strom“
= genannt: Wettbewerbsmodell Erneuerbare Energien (WEE)

- „Die Stromversorger werden verpflichtet, einen bestimmten Anteil ihres an die Endverbraucher gelieferten Stroms aus erneuerbaren Energien selbst zu decken“.

- „Fehlende Mengen an grünem Strom müssen durch sogenannte Grünstromzertifikate ausgeglichen werden“.

- Die fehlenden Mengen müssen die Stromversorger bei Produzenten von grünem Strom direkt kaufen oder an einer Börse erwerben können.

Vorteile des Quotenmodells gegenüber dem EEG

1. Technologie- und standortneutrale Förderung führt zu Kosteneffizienz.

2. Die Einspeisung von grünem Strom und dessen Vergütung würde sich im Gegensatz zur derzeitigen EEG-Förderung nach der Nachfrage der Stromverbraucher richten.

3. Erhöhung des Anreizes in Speichertechnologien zu investieren, um als Produzent von grünem Strom den günstigsten Einspeisezeitpunkt selbst wählen zu können.

4. Durch Harmonisierung mit ähnlichen Fördersystemen in anderen EU-Mitgliedsstaaten ist eine grenzüberschreitende Ausweitung des Zertifikatehandels auf europäischer Ebene möglich.

Nach Berechnungen des RWI könnte man bei Ablösung des EEG durch ein Quotenmodell bis zum Jahr 2020 52 Mrd. € einsparen!

5.4 VSN-Modell = Versorgungssicherheitsnachweis-Modell[1)]

Das Modell baut auf einem funktionsfähigen Handel für CO_2-Zertifkate mit definierter Gesamtmenge der CO_2-Emissionen auf.

Es sieht spezielle Preis vor für:

- die abgenommene Menge Strom in kWh,
- das handelbare Recht, eine bestimmte Menge Strom geliefert zu bekommen.

Für die Nichteinhaltung des Optionsrechts auf eine vereinbarte Strommenge sind wirksame Strafen vorgesehen.

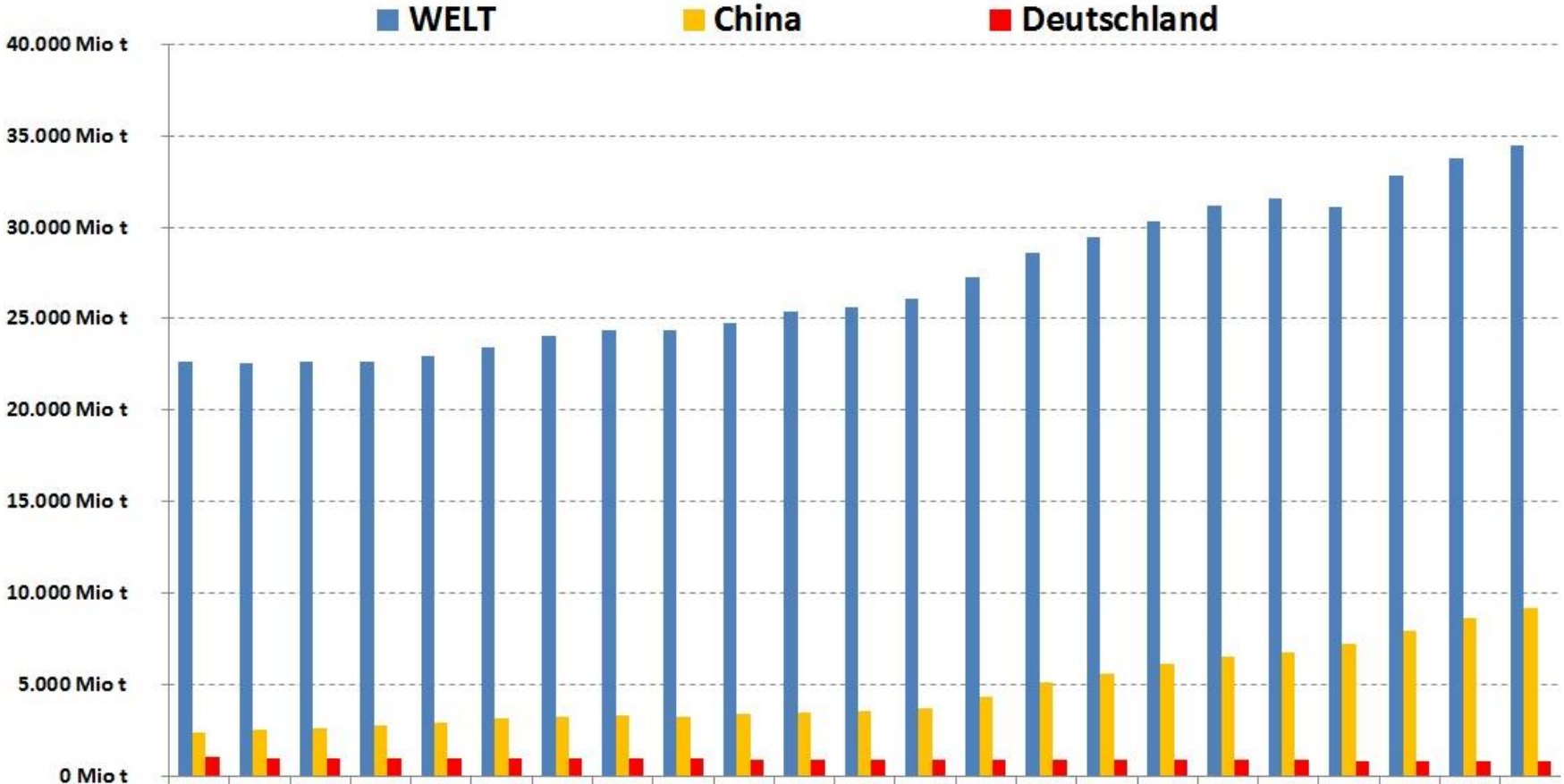
Das Modell fördert den Wettbewerb, Kostensenkungsstreben und Innovationen.

1) Strommarktmodell des BDEW Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (September 2013)[1)],Positionspapier Ausgestaltung eines dezentralen Leistungsmarkts, Berlin, 18. 09. 2013

6. Fazit

- **Die EEG-Reform ist misslungen. Die Reform führt in eine Sackgasse.**
- **Eine umfassend nachhaltige Stromversorgung ist nicht in Sicht.**
- **Kritik führte nicht zu Lernprozessen; Reformunfähigkeit deutet sich an.**
- **Was Deutschland an Emissionen durch Ökostrom einspart, führt zur Verlagerung der Emissionen und/oder der Arbeitsplätze in andere Länder.**
- **Der Klimaeffekt der erneuerbaren Energien in Deutschland ist bei gigantischen Kosten im besten Falle unwirksam.**
- **Mit ca. 1% der Weltbevölkerung und ca. 5% der Wirtschaftsleistung der Welt hat Deutschland keinen nennenswerten Einfluss auf das Weltklima.**
- **Eine weltweite Klimapolitik ist wegen unterschiedlicher Interessen nicht realisierbar!**
- **Ein Land mit extrem teurer, unwirksamer Ökostrompolitik kann kein „Vorreiter“ sein.**

Vergleich der jährlichen CO_2-Emissionen



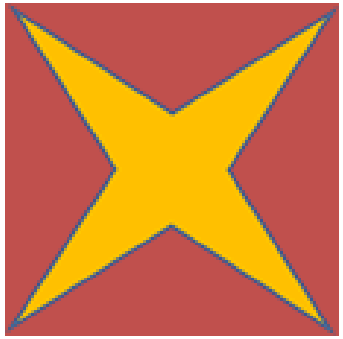
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
WELT	22.606	22.574	22.665	22.666	22.950	23.464	24.090	24.359	24.393	24.723	25.382	25.597	26.068	27.254	28.603	29.453	30.320	31.197	31.540	31.100	32.840	33.743	34.466
China	2.396	2.496	2.599	2.758	2.915	3.157	3.261	3.301	3.230	3.353	3.430	3.503	3.706	4.344	5.102	5.574	6.149	6.512	6.749	7.205	7.945	8.660	9.208
Deutschland	1.031	990	959	947	937	931	954	930	923	893	903	916	901	910	900	883	894	860	854	798	834	802	815

BMWi Energiedaten Gesamt; Stand 20.08.2013; Tabelle 12

Darstellung: Rolf Schuster

Ökologische Nachhaltigkeit

Ökonomische Nachhaltigkeit



Soziale Nachhaltigkeit

Technische Nachhaltigkeit

Dimensionen der Nachhaltigkeit

Danke für Ihre Aufmerksamkeit.

Glossar zu den Grafiken[1)]

EEG Erneuerbare-Energien-Gesetz:
Das EEG schreibt die Aufnahme und Vergütung von regenerativ erzeugtem Strom aus Wasserkraft, Windkraft, Biomasse, Deponiegas, Klärgas, Grubengas und Photovoltaik durch den örtlichen Netzbetreiber vor.

EEX European Energy Exchange (EEX), Leipziger Strombörse

ELIX European Electricity Index = Europäischen Strompreisindex
auf Basis der aggregierten Angebots- und Nachfragekurven aller Marktgebiete von EPEX Spot in einer Auktion gemäß den für diese Marktgebiete geltenden Auktionsregeln berechnet. Der Index entspricht dem engpassfreien Marktpreis für diese Gebiete und damit dem Marktpreis in einem integrierten europäischen Binnenmarkt. (EPEX Spot Deutschland, Frankreich, Österreich und die Schweiz) ELIX wird täglich für den jeweils folgenden Tag berechnet und auf den Internetseiten von EEX und EPEX Spot veröffentlicht. Neben den Werten der 24 Einzelstunden werden auch die Durchschnittswerte für die Grundlast- (ELIX Day Base) und die Spitzenlaststunden (ELIX Day Peak) berechnet und veröffentlicht.

1) vgl. z.B. Amprion Glossar

Installierte Leistung	kennzeichnet die maximale Leistung (die Nennleistung) der installierten Generatoren unter Normalbedingungen. Maßeinheit Watt (W) und ein Vielfaches (z.B. KW, MW, GW)
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity mit 42 Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB)
ENTSO-E.NET	ENTSO-E Transparenz Plattform im Internet
IWET	Windindex der Ingenieurwerkstatt Energietechnik (IWET), ist die gängigste Quelle für Informationen zum Langzeit-Energieinhalt des Windes gemessen an der Ausbeute durch Windkraftanlagen in Deutschland.
Last	momentan in Anspruch genommene elektrische Leistung
WEA	Windenergieanlage