

Lüdinghausen, 14./15. 04. 2016

Eil-Antrag zum Beratungsgegenstand „geplanter Windpark Aldenhövel“:

Der Landrat als obere Genehmigungsbehörde und die Fraktionen/ Ausschuß- und Ratsmitglieder der Stadt Lüdinghausen werden gebeten, noch nachträglich Windmessungen vor Ort (mindestens einjährig! wegen offener Fragen im Kontext zur Windenergienutzung in Aldenhövel zu beantragen und in einem Windgutachten durch eine externe und unabhängige Wirtschaftlichkeitsprüfung feststellen zu lassen, damit die bestehenden Fragen intensiver behandelt und abgeklärt werden können.

Begründung:

Wind weht nicht immer – „dafür schreibt er keine Rechnung“. Und Wirtschaftlichkeit für wen? Erstes Risiko: Der Wind ist, wenn er weht, einziger Produktionsfaktor, der den Energieertrag erzeugt mit den marktfreien vom Staat geförderten und über Jahre garantierten hohen Einspeisevergütungen (EEG 2011/2012) und vielen weiteren Abgaben für erneubare Energien. Zweites Risiko: Gesetzlich gesicherte Einnahmen durch EEG? Grundsätzlich und bisher in der Praxis ja, aber EEG ist änderbar, auch rückwirkend! Denn die Umlagen /Abgaben sind bis 2016 auf nahezu 52% der Stromrechnung eines durchschnittlichen Haushalts mit 3.500 kWh/a gestiegen. Die Wirtschaftlichkeit könnte sich verschlechtern, wenn die Einspeisevergütung nach EEG sich jährlich um mindestens 1,5% ändert. Dies zeigen auch eigene Rechnungen dazu. Drittes Risiko: Fertigstellung und betrieben? Windannahmen nach NRW-Windatlas pauschal können für den Stansort Aldenhövel falsch und stark abweichend sein. Was geschieht? Die Energieerzeugung- und Ertrag sind nach der Physik in der 3. Potenz von der Windgeschwindigkeit (v^3) abhängig, d.h. 10% weniger Windleistung = 30% weniger Ertrag. Es werden aufgrund von negativen Schwankungs- Änderungen des Windangebots vor Ort im Vergleich der Vorplanungen die prognostizierten Stromerträge und Erlöse nicht erreicht. Viertes Risiko: Voll-Laststunden (VLS) T (h/a) zu gering? In die Wirtschaftlichkeit gehen (VLS) als Maß der herrschenden Windgeschwindigkeiten ein. (VLS) ist die Zeit, in der die WKA innerhalb eines Jahres Nennleistung erbringt. Sie errechnen sich in Abhängigkeit vom Standort. Beispielhaft findet man aus Studien: Nabenhöhe 140m, dort unter Ansatz von 5,5m/s Wundgeschwindigkeit (5,5m/s = schwache Brise < 10% Nennleistung) und gewählter Turbinen **Enercon E 82,3MW** Leistung, (VLS) **T = 977** h/a, **Enercon E 101** (Schwachwindturbine), 3MW Leistung, **T = 1.406** h/a.

Eigene Rechnungen gerade auch mit Blick auf mögliche Verschlechterungen der Einspeisevergütungen ergeben: **Wirtschaftlich erfolgreich für Aldenhövel wäre ein Projekt (9MW/Voll-Laststunden (VLS) T ≤ 2.000h/a kaum, zumindest stark zweifelhaft!**

Fazit: Es ist daher vor Genehmigung eine externe und unabhängige Wirtschaftlichkeitsprüfung für Aldenhövel anzuraten, begleitet von mindestens einjährigen Windmessungen vor Ort, die die alleinige Grundlage, nämlich wieviel Wind – weht wann und in welcher Höhe – feststellen. Zum besseren Verstehen meines Antrages füge ich auch eine Bildserie hinzu, in der ich versucht habe, die Windverhältnisse in Deutschland aus meinen Erkenntnissen einmal zu beschreiben. Für Aldehövel im windschwachen Münsterland ist kein besseres Ergebnis zu erwarten.

Noch hinzugefügt: Welche Kombination eines geeigneten Energiemix im Zusammenhang mit physikalisch- technischen Grenzen für die Netzstabilität (Versorgungssicherheit) den weiteren Zubau von Windkraft vor Ort begrenzen bzw. beenden wird, ist die spannende Frage, die zwangsläufig vor und nach den Wahlen in 2017 aufgeworfen werden wird, da die beiden Brennpunkte der Energiewende über Windkraft – „Steigende Kosten und Netzstabilität“- einer breiteren Bevölkerung inner bewußter wird, und die nichtverantwortliche, größtenteils ideologisch begründete Bevorzugung von Windkraft es einzudämmen gilt.

Antragsteller

Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2015

Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen
sowie Ausblick auf 2016

ANALYSE

Agora
Energiewende

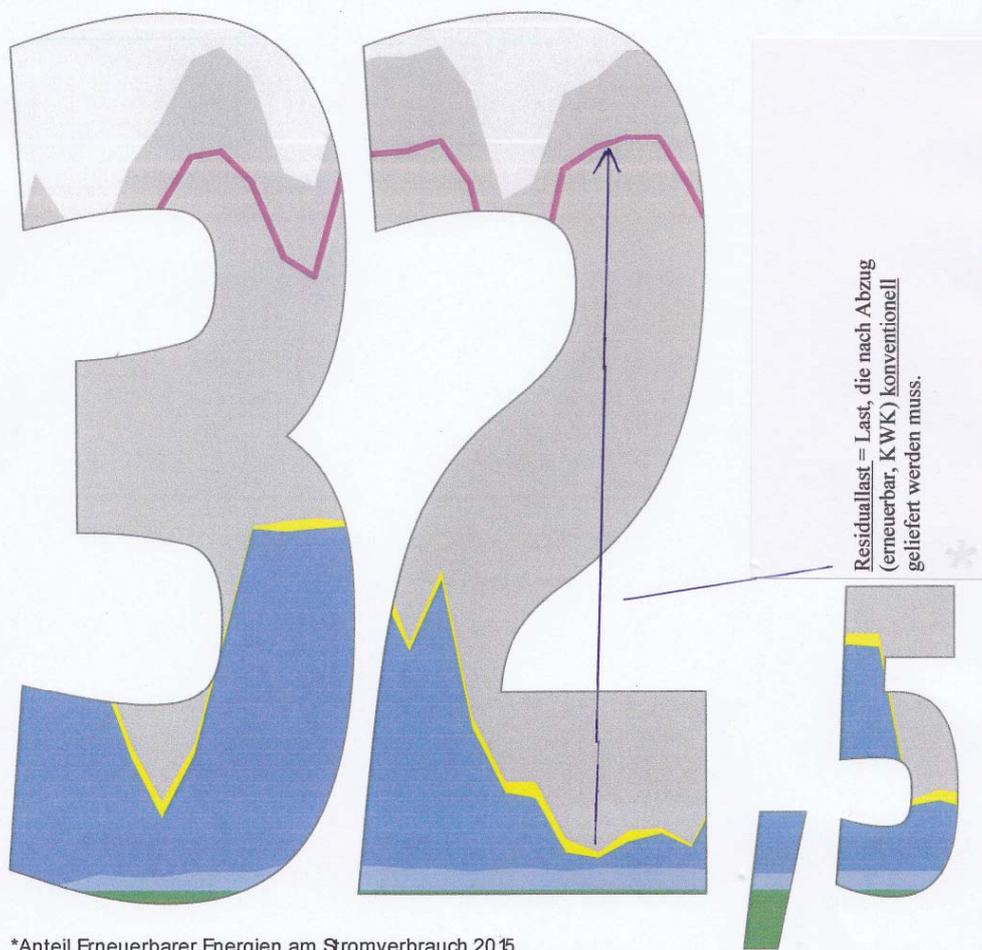


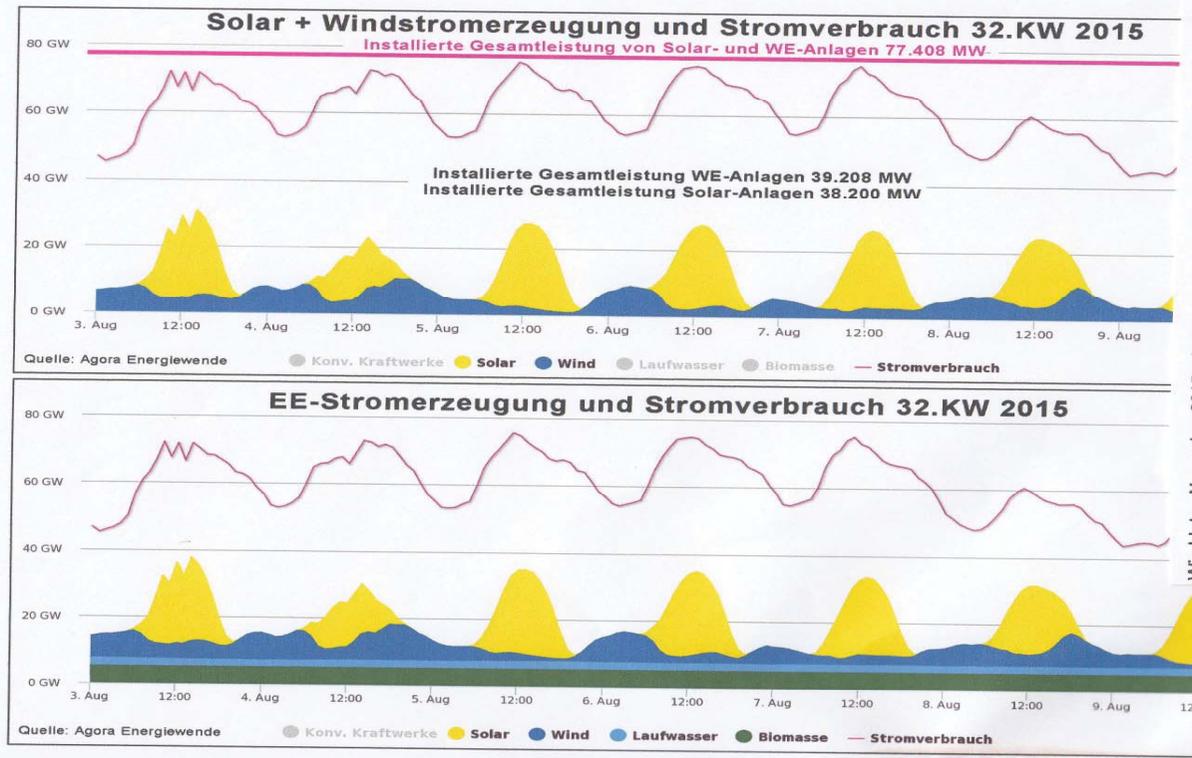
Bild 1

(s.a. Bilder 2; 9; 11)

Anmerkung zu Bild 1:

Eine „schöne“ Darstellung, die aber etwas vermissen lässt!

Sie gibt – bezogen auf den Stromverbrauch in Deutschland – mit dunkler Fläche der Erneuerbaren Energien zwar in 32,5 (%) für 2016 die Erwartung der **el. Arbeit in kWh** an (s.a. Bild 9), verschweigt aber – möglicherweise ganz bewusst! –, dass man zunächst erst mal **eine el. Leistung in kW/MW/GW** braucht, um die Stromversorgung insgesamt (schwarzer Linienzug) zu gewährleisten und scherstustellen. Ich habe das einmal durch den eingezeichneten Pfeil mit der Bezeichnung: „**Residuallast**“ angedeutet, und wenn man die bestehende Größenordnung sieht, bleibt es ein Rätsel, wie das Problem nur mit Erneuerbaren gelöst werden soll, zumal deren Stromangebot „**volatil = zappelig**“ ist.



Winddaten November 2015 tabelliert

Kennzahlen		Nov 2015	Proz. der Nennleist.	Summe der erzeugten Energie	10.556GWh
Wind	43.997MW	43.997MW	100,0%	Verteilung der Einspeisung nach Klassen	
inst. Nennleistung	32.666MW	32.666MW	74,2%	0% bis 10% NL	119,00 h
max. Einspeiseleistung	14.661MW	14.661MW	33,3%	11% bis 30% NL	209,25 h
Mittelwert	93,0MW	93,0MW	0,21%	31% bis 50% NL	223,00 h
min. Einspeiseleistung				51% bis 70% NL	153,50 h
Summe	10.555,9GWh	10.555,9GWh		größer 70%	16,25 h
				Summe Stunden	720,00 h
					100,0%

Bild 2: - Leistungsdarbietung P(t) (GW)
 - **kWh- Angaben = integrierte Flächen Leistungsdarbietung** $\int P(t) dt$
 Beispiel: Winddaten November 2015 (tabelliert)

Anmerkung zu Bild2:

In Bild 2 ist beispielhaft u.a. die in der 32. Kalenderwoche 2015 in Deutschland aufgetretene el. Windwirkleistung $P(t)$ [GW] über der Zeit t [vom 03.-09. August d.J.] aufgetragen.

Danach sind höhere Leistungen wesentlich unwahrscheinlicher als geringere oder gar Nullleistungen („volatiles-System“, der Wind weht nicht beständig!), ebenso für die Flächen der eingespeisten el. Arbeit [GWh] unter der Leistungskurve. Es werden weder der Stromverbrauch noch die installierte Gesamtleistung der WKA-Anlagen (rot) in einer vernünftigen und versprochenen Höhe erreicht. Die Winddaten November 2015 (tabelliert: Einspeiseleistung zu inst.Nennleistung; Verteilung der Einspeiseleistung nach Klassengruppen 0% bis 10%, 11% bis 30% usw.) machen dies in Zahlenwerten noch deutlicher.

Die **Volllaststundenzahl T** (Vergleichswert zu anderen Energieträgern) ergibt sich aus der Summe der erzeugten und eingespeisten Energie [GWh] bezogen auf die inst.Nennleistung [GW] = die Zeit innerhalb eines Jahres, in der die WKA ihre Nennleistung erbringt, hier:

- $T_{12 \text{ Kalenderwoche}} = 240 \text{ h}$.
- $T_{\text{Deutschlandweit}} \leq 1.700 \text{ h}$ (Windjahr, kein Windjahr), deutsches Jahr hat 8.760 h.

Jedes konventionelle Kraftwerk könnte, wenn man es wollte, eingerechnet aller notwendigen technischen Revisionen 7500 - 8000 Volllaststunden fahren!

Auch Anlagendaten (Nov. 2015 tabelliert) stimmen nachdenklich, hier:

• inst. Nennleistung <small>Gesamt</small>	=	43 997 GW	
• Anlagenzahl <small>Gesamt</small>	=	29 500 Stück (gerundet)	
• inst. Nennleistung <small>WKA</small>	=	1,5 MW (gerundet)	
• Anlagekosten <small>WKA</small>	=	2,5 Mio. € (gerundet), ¹⁾	
• Anlagekosten <small>Gesamt</small>	=	73,5 Mrd. € (gerundet), ¹⁾	
	=	139,2 ct/kWh (gerundet)	--Summe Jahre 2000-2015.
	=	9,3 ct/kWh	$T_{\text{Deutschlandweit}}$ 1 200 h
	=	8,0 ct/kWh	→ Jedes Jahr
	=	6,6 ct/kWh	$T_{\text{Deutschlandweit}}$ 1 200 h
	=	5,1 ct/kWh	→ Jedes Jahr
	=	4,7 ct/kWh	$T_{\text{Deutschlandweit}}$ 1 400 h
	=	4,3 ct/kWh	→ Jedes Jahr
	=	4,3 ct/kWh	$T_{\text{Deutschlandweit}}$ 1 700 h
	=	4,3 ct/kWh	→ Jedes Jahr
	=	4,3 ct/kWh	$T_{\text{Deutschlandweit}}$ 2 200 h
	=	4,3 ct/kWh	→ Jedes Jahr
	=	4,3 ct/kWh	$T_{\text{Deutschlandweit}}$ 2 400 h
	=	4,3 ct/kWh	→ Jedes Jahr
	=	4,3 ct/kWh	$T_{\text{Deutschlandweit}}$ 2 600 h
	=	4,3 ct/kWh	→ Jedes Jahr

Vergleich Marktpreis, etwa bei 4,7 ct/kWh

¹⁾ Geschätzte Anlagekosten sollen hier als „installierte“ Investitionsausgaben des „betriebsfertigen“ WKA- Projektes enthalten: Planungskosten incl. Typauswahl, Fundamentierung, Netzanschluss, Genehmigungen, Anlagekosten incl. Kaufpreis, Transport-, Fundamentierungs-, Errichtungsausgaben, Infrastrukturmaßnahmen der Geländeschließung.

Fazit: Windkraft ist extrem **teuer**. Betrachtungen sollen auch klarstellen, dass bei im Mittel von 10 - 30% der inst. Nennleistung verbundenen Volllastzeiten $\leq 1700 \text{ h}$ ein wirtschaftlich erfolgreiches WKA- Projekt mit „konventionellen“ Windrädern zumindest stark zweifelhaft ist. Es ist daher bei Baugenehmigungen innerhalb eines Gemeindegebietes eine externe und unabhängige Leistungs-, Wirtschaftlichkeits- und Bezahlbareitsprüfung anzuraten, um mit und nach (zumindest einjährigen) Windmessungen als alleinige Grundlage nämlich festzustellen, **wieviele Wind – weht ann- in welcher Höhe**.

Bild 2 macht aber auch sehr klar, dass es allein mit Wind nicht geht – niemals und nirgends – und wie in Bild 1 bereits angedeutet eine große Menge an „Residuallasten“ für die gesicherte Stromversorgung notwendig bleibt.

VERBRAUCH D/BW

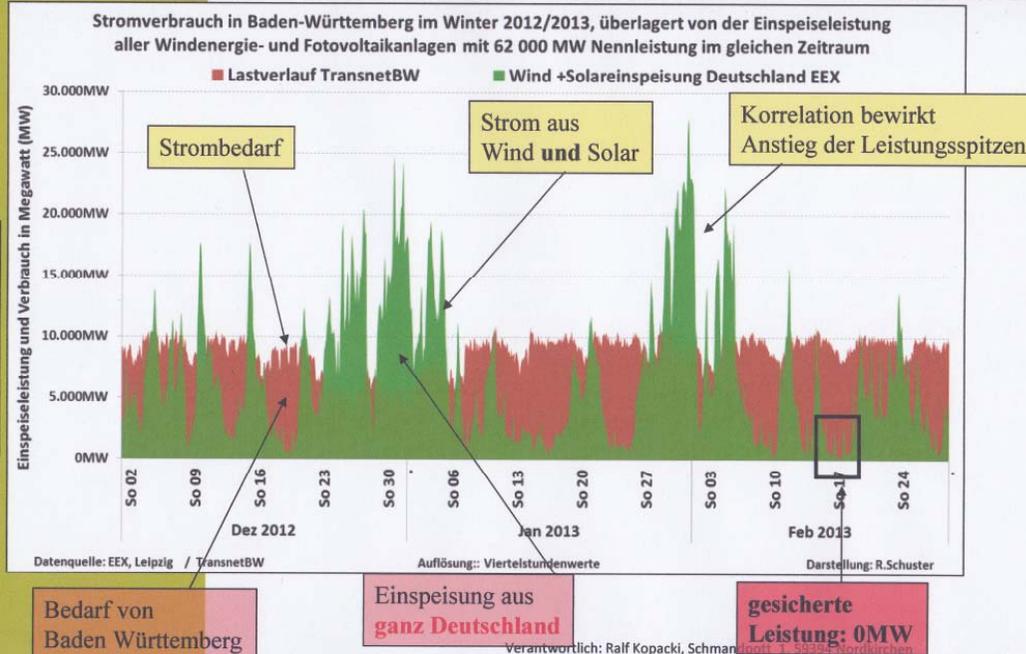


Bild 3 Merke: Hinweis auf gesicherte Leistung

Anmerkung: Was passiert eigentlich, wenn der Zubau an Erneuerbaren „ungebremst“ so weitergeht?

Im Bild wird der erneuerbaren Einspeisung aus ganz Deutschland beispielhaft einmahl der der wesentlich kleinere Strombedarf (Verbrauch BW) gegenübergestellt. **Strombedarf BW:** max. 10.000MW; **Einspeisung:** 62.000 MW inst. Nennleistung, davon treten zeitweilig max. nur bis zu 28.000 MW auf (Stromüberproduktion!). Der Strombedarf wird überwiegend nicht gedeckt (Unterdeckung, Residuallast mit Netz eigriffen zwangsweise notwendig). Es gibt sogar eine Nullstelle! (gesicherte Leistung durch Wind + Sonne = 0 MW).

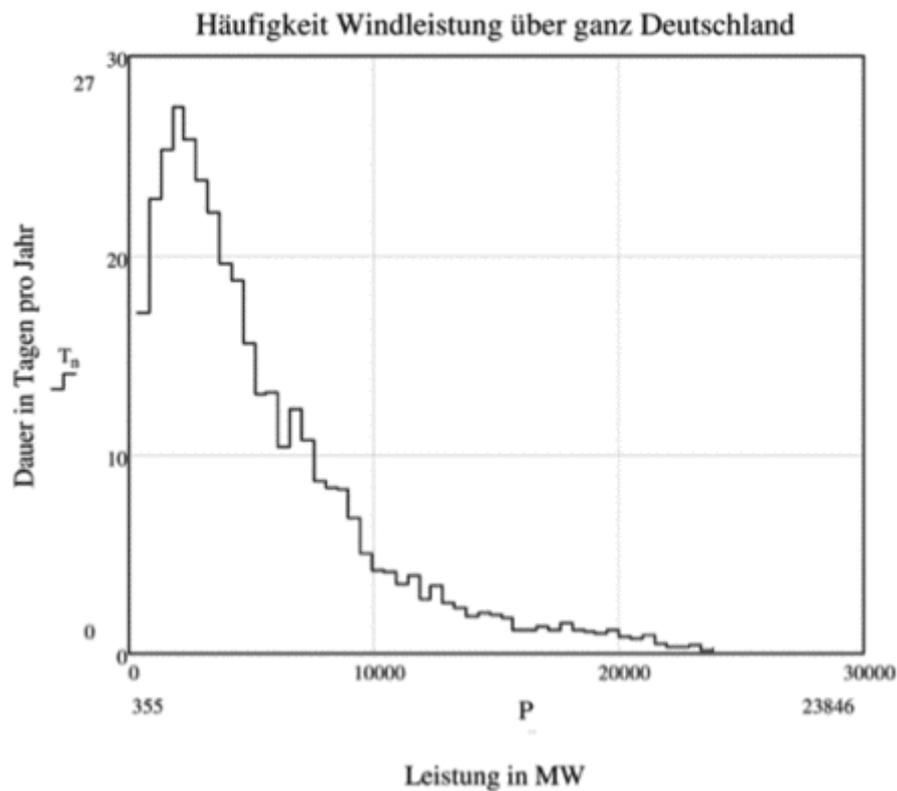


Bild 4: Verteilung der Summeneinspeisung in Deutschland

Brauchbares Leistungsangebot wahrscheinlich nur bei 10% der Nennleistung.

Die zeitungleiche Einspeiseleistungsverteilung (über das Jahr aufsummiert) liefert das Maximum an Zeit für nur 27 Tage d.J. bei knapp 10 % der Leistung, an 17 Tagen d.J. wird praktisch keine Leistung abgegeben, während die maximale Leistung, nicht einmal die versprochene Nennleistung erreichend, nur an 1 bis 2 Tagen, oft auch nur für ein paar Stunden da ist.

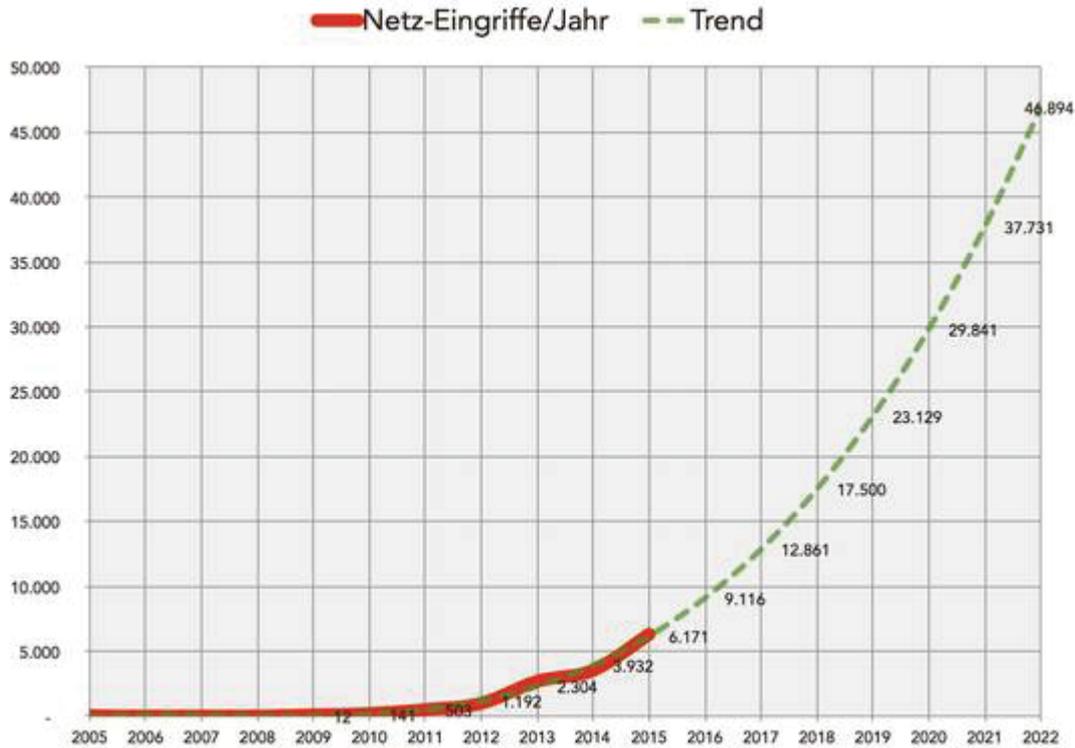


Bild 5: Zahl der dokumentierten Netzeingriffe pro Jahr in Deutschland incl. Fortschreibung der Kurve mittels eines Kurvenfits (Polynom 3 Ordnung)

Auch mit Blick auf Sicherheitsanforderngen (Netzstabilität/Versorgungssicherheit) nehmen Netzeingriffe zu (2015 bundesweit mehr als 3.900, übermäßig ansteigend).

Merke: Ein „grüner“ blackout nicht auszuschließen?

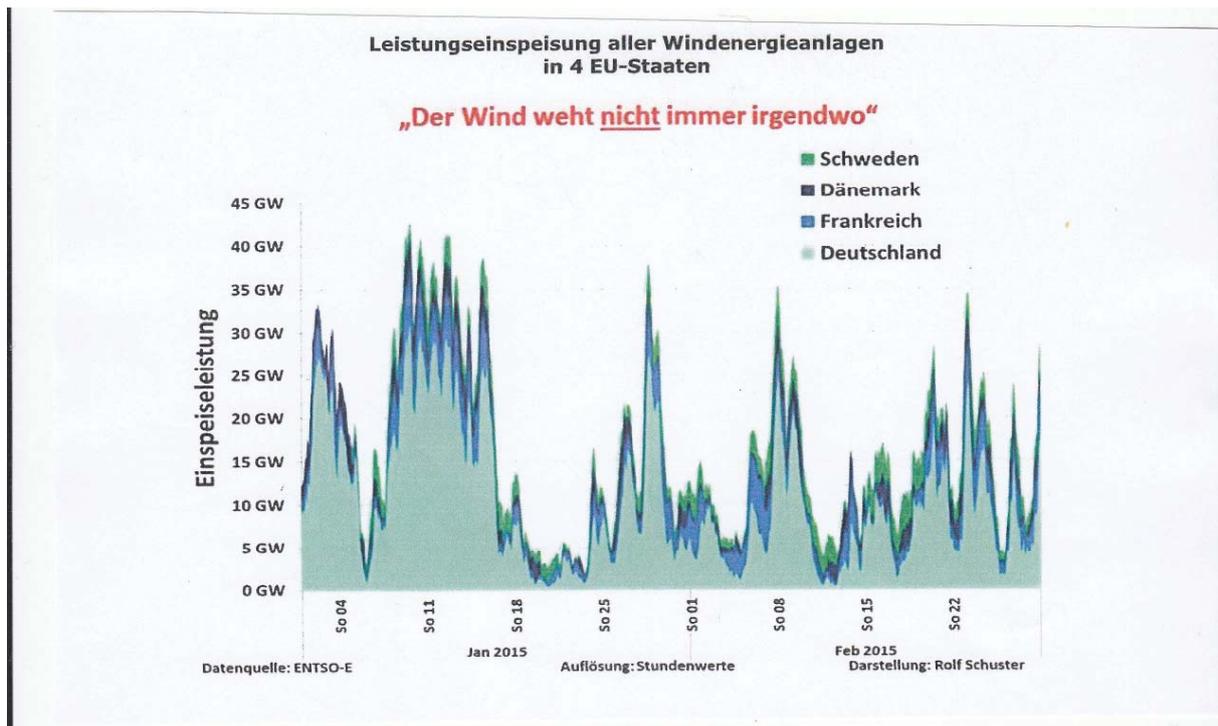


Bild 6: Leistungseinspeisung aller Windenergieanlagen aus 4 EU-Staaten

Anmerkung: Immer wieder liest und hört man von Befürwortern der Windkraft, dass irgendwo immer genügend Wind wehe, um deren Kraft zur Erzeugung von Strom nutzen zu können, damit Flaute zu überbrücken, und Strom dahin zu liefern, wo er zwar benötigt, aber wegen Flaute - trotz ausreichender Anlagenkapazität- gerade nicht produziert werden kann. Man müsse nur überall genügend Kapazität aufbauen, dann würde zu einer baldigen sehr breit angelegten Bedarfsdeckung durch Windstrom nichts mehr im Wege stehen. Diese Behauptung wird immer wieder auf Neue aufgestellt und von Medien, Politik auch wiederholt. So heißt es z.B. in der „Agora Kurzstudie zur Entwicklung der Windenergie in Deutschland: „Eine großräumige Verteilung der Anlagen führt folglich zu einer Glättung der Einspeisung.“ Stellt sich dann heraus, dass sie z.B. für Deutschland praktisch nicht stimmt, wird als Begründung angegeben, dass aber für Europa als größerer Raum es dann stimmen würde. Behauptet wird, dass durch eine entsprechende Vervielfachung der Anlagenkapazität an jedem Ort in Deutschland nicht nur die geerntete Energie-Menge proportional steige, sondern auch, dass deren Einspeisung „verstetigt“ wird, dass also Mindermengen der einen Installation durch Mehrmengen der anderen Installation kompensiert werden.

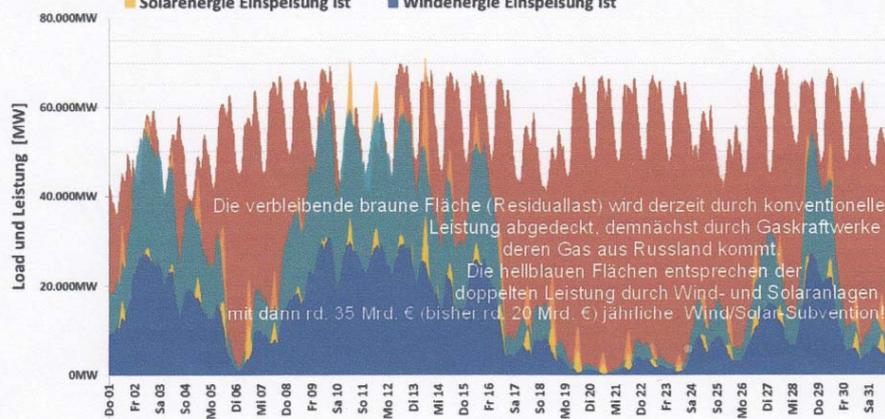
Der Grund dagegen ist, dass Wind (wie auch die Sonne) häufig über ganz Europa stark oder auch schwach oder überhaupt nicht weht. Ein weiteres wichtiges Merkmal ist, dass starker Wind wesentlich seltener ist, als schwächerer Wind, oder gar Flaute.

Bild 6 zeigt einmal den typischen Verlauf dieses natürlichen „instabilen“ Verhaltens.

Leistungsganglinien Wind- und Solarenergieanlagen Januar 2015

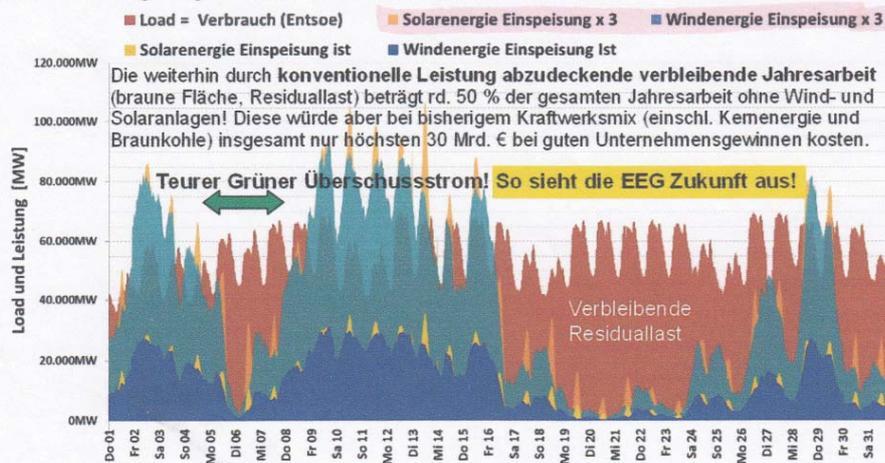
Jan 2015	Wind	Solar	Wind + Solar	Prozent der Nennleistung
Installierte Nennleistung	39.674 MW	38.267 MW	77.941 MW	100,0 %
Maximale Einspeiseleistung	31.260 MW	10.751 MW	35.620 MW	45,7 %
Mittelwert	12.719 MW	754 MW	13.473 MW	17,3 %
Minimale Einspeiseleistung	248 MW	0 MW	343 MW	0,44 %
Arbeitseinspeisung / Last	9.463 GWh	561 GWh	10.024 GWh	Last: 41,5 TWh

■ Load = Verbrauch (Entsoe)
 ■ Solarenergie Einspeisung x 2
 ■ Windenergie Einspeisung x 2
■ Solarenergie Einspeisung ist
 ■ Windenergie Einspeisung ist



Datenquelle: Entso-e / Netzbetreiber Auflösung: Viertelstundenwerte Darstellung: Rolf

Nachfolgend ist die Wind- und Solarleistung verdreifacht eingestellt (Ziel für etwa nach 2030). Die verbleibende braune Fläche (Residuallast) muss weiter durch konventionelle Leistung abgedeckt werden, dann jedoch wirtschaftlicher durch Gaskraftwerke deren Gas allerdings aus Russland importiert werden muss. Die Wind/Solar-Subvention wird dann auf rd. 50 Mrd. € angewachsen sein, wenn die EEG Vergütungsregelungen der EEG-Gesetzgebung nicht drastisch revidiert werden.



Datenquelle: Entso-e / Netzbetreiber Auflösung: Viertelstundenwerte Darstellung: Rolf

Daher sind diese extremen Zielsetzungen des EEG energiewirtschaftlich höchst unvernünftig und für eine Industrialisation auf Dauer ruinös, ohne EEG wäre der Strom für alle kostengünstiger.

C:\Users\Monika\Documents\FH AKE\Hilfsb 220-3 Leistungs-Ganglinien Januar 2015 Windenergie+Solaranlagen variiert 16.02.2015.doc

Bild 7: Vervielfältigung der Windstromkapazität gegenüber Ist Januar 2015

Merke: Entgegen massiven Zubaus erfolgt keine Glättung des typischen erneuerbaren Verhaltens. Es **verbleibt eine teurere Residuallast** [kleiner Bereich (weniger MWh) → Unwirtschaftlichkeit wegen deutlich grösserer und schwieriger bereitzustellenden Leistungsspitzen(MW) der konventionellen Reservekapazitäten].

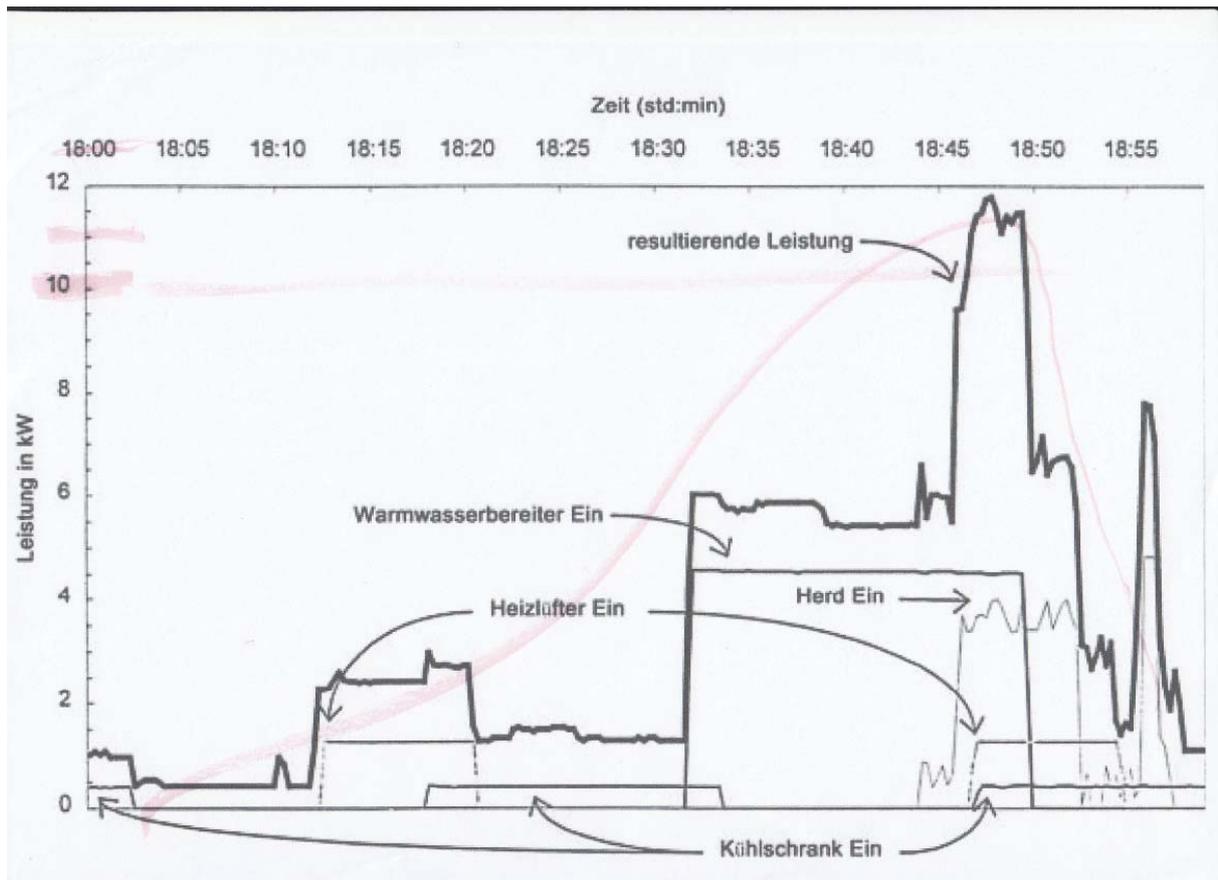


Bild 8: Typisches Leistungsverhalten in kW von Haushalten

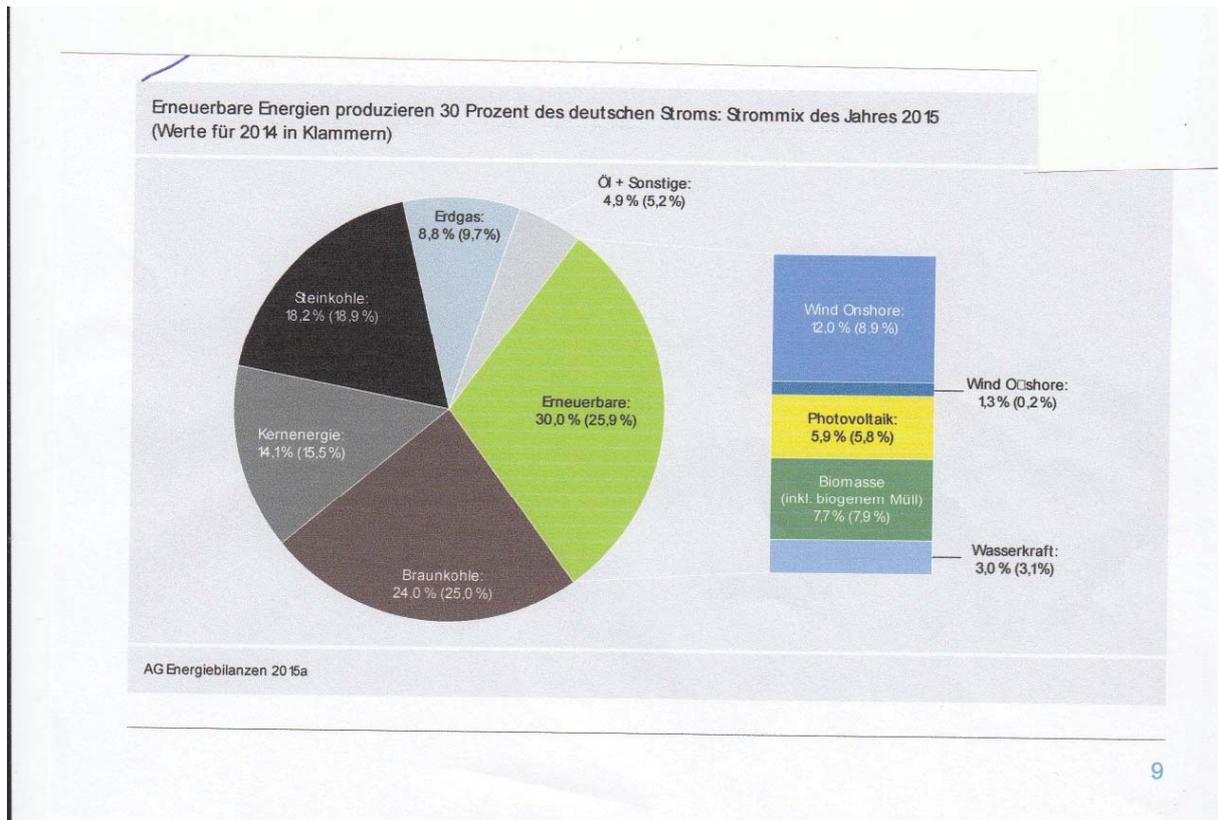


Bild 9: Deutscher Strommix in 2015

Anmerkung zu Bild 9:

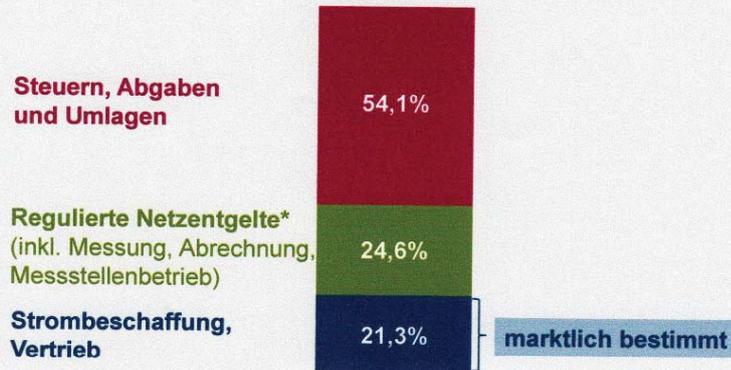
Bezogen auf kWh – Stromverbrauch in Deutschland.

Gelegentlich werden kWh – Angaben der Windkraft m.E. auch „missbräuchlich“ verwandt. Es wird so getan, über el. Arbeit (kWh) die Zahl der Häuser zu benennen, die durch Windkraft versorgt werden könnten.

Formal: erzeugte kWh- Produktion (Windkraft /a, bezogen auf einen durchschnittlicheinen Stromverbrauch (Haushalt/a). Die Zahl der Haushalte ist dagegen nur durch das wahrscheinliche „volative= zappelige“ Leistungs-angebot der Windkraft zu bestimmen (s.a. Bilder 8; 11).

Strompreis für Haushalte 2016: Drei wesentliche Bestandteile

Durchschnittliche Zusammensetzung des Strompreises 2016 für einen Haushalt in Deutschland mit 3.500 kWh Jahresverbrauch



* durchschnittliches Netto-Netzentgelt inkl. Entgelte für Messung, Messstellenbetrieb und Abrechnung, kann regional deutlich variieren
Quelle: BDEW; Stand: 01/2016

Strompreis für Haushalte 2015/16: Staatliche Steuern, Abgaben und Umlagen

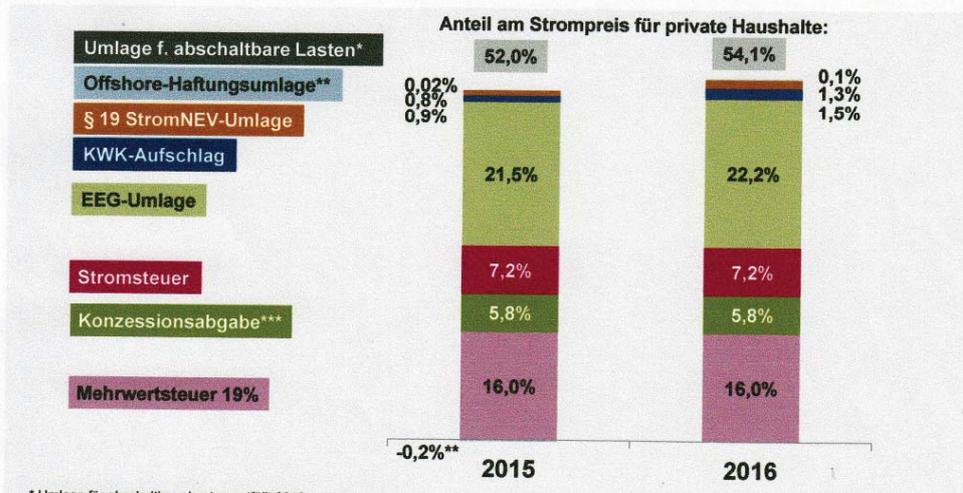
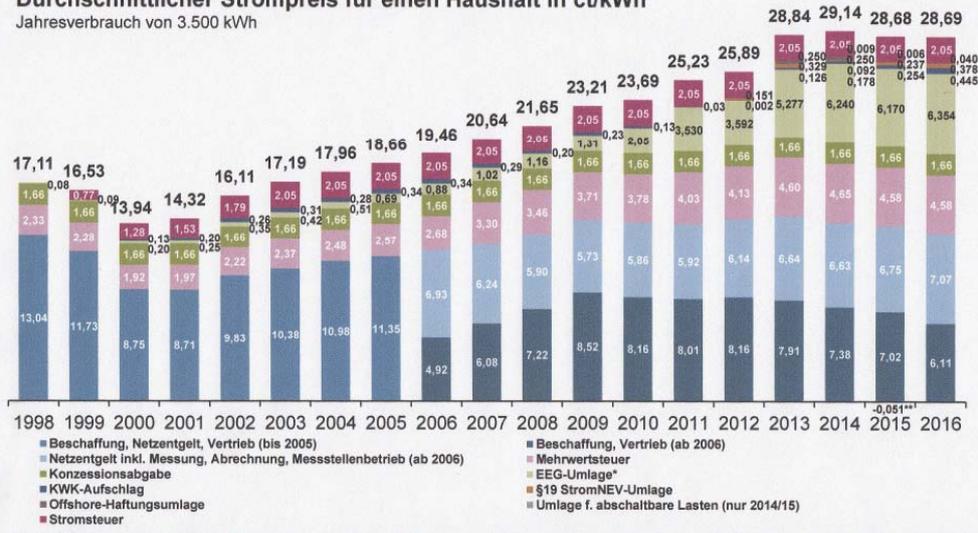


Bild 10a: Wesentliche Bestandteile (%) Strompreis für Haushalte 2015/2016

Merke: Deutlicher Anstieg für Umlagen und Abgaben (2015 mit 52% > Hälfte des Haushaltsstrompreises)

Strompreis für Haushalte

Durchschnittlicher Strompreis für einen Haushalt in ct/kWh
Jahresverbrauch von 3.500 kWh



* ab 2010 Anwendung AusgleichMechV **Offshore-Haftungsumlage 2015 wegen Nachverrechnung negativ Quelle: BDEW, Stand: 01/2016

Bild 10b Zeitliche Entwicklung Strompreis Haushalte (ct/kWh)

Anmerkung zu Bild 10b: Bemerkenswerter Anstieg der Abgaben und Umlagen, mit > 19 ct/kWh mehr als die Hälfte des Strompreise (s.a.Bild 10a)

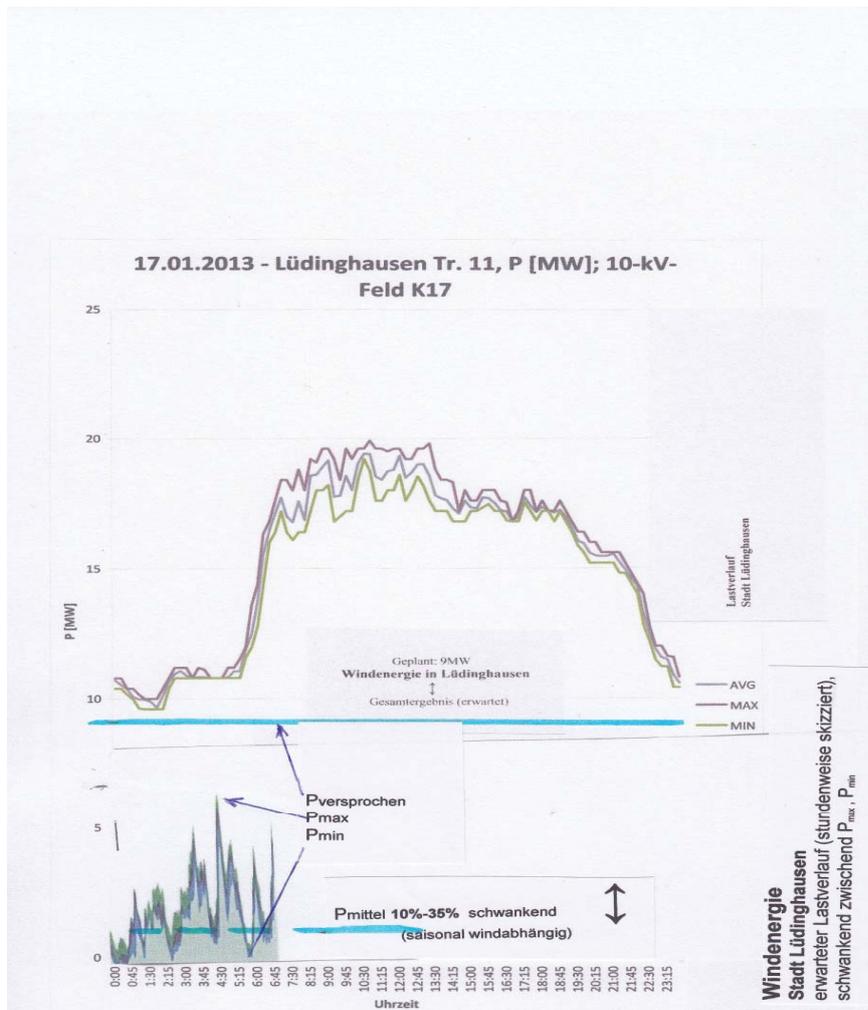


Bild 11: Zu erwartendes Windenergieergebnis

Stadt Lüdinghausen

Anmerkung zu Bild 11:

In Bild 11 zeigt das zu erwartende Windenergieergebnis der Stadt **Lüdinghausen**:

- Bedarf heranreichend an ca. **20MW**
- versprochene Windleistung 3x3MW/Aldenhövel **9MW**
- erwartet wahrscheinlich auch nur verfügbar **0,9MW**
(= denkbar mögliche Einspeiseleistung für nur **150** Haushalte(ca.6-kW-zeitgleicher Anschluss).
- Anlagekosten Voll- Laststundenzahl (VLS) **1.700 h/a**
(s.a. Anmerkungen Bild2)
- Wirtschaftlichkeit für wen? Für Investoren Aldenhövel nennt **15Mio €**
Grundstückseigentümer (Sichere Pachteinahmen),
Bürger (Genuss-Scheine)

Wirtschaftlichkeitsrechnung

Bild 11, Anlage
eigene Rechnung am Beispiel Aldenhövel

Eigene Wirtschaftlichkeitsrechnungen ergeben: **wirtschaftlich erfolgreich für Aldenhövel wäre ein Projekt (9MW/ VLS T < 1.700h/a) kaum, zumindest stark zweifelhaft! Ändern sich Einspeisevergütungen (etwa EEG- Ertrag ab 2017), sind VLS T >2.000 h/a notwendig. Niedrige VLS T (≤ 2.000 h/a machen ein Projekt noch zweifelhafter!**

Bild 11- Anlage:Wirtschaftlichkeit von Windkraftanlagen(WKA)
(eigene Rechnung am Beispiel **Aldenhövel**)*

1)	Stromertrag	369.600 €	448.800 €	480.000 €
1.1)	Anlagekosten	5.000.000 € →		→
1.2)	Voll-laststunden(VLS h/a)	1.400 h/a	1.700 h/a	2.000 h/a
1.3)	MW-Nennleistung (kW)	3.000 kW →		→
1.4)	produzierte kWh/a	4.200.000 kWh	5.100.000 kWh	6.000.000 kWh
1.5)	EEG-Ertrag ab 2013)	0,088€/kWh →		0,080€/kWh
	(rückl. ab 2017)			
2)	Summe Betriebskosten**	500.000 € →		→
3)	Steuerliches Ergebnis			
3.1)	Verlust	-130.400 €	-51.100 €	-20.000 €
3.2)	AfA (+ 6,25% Anlagekosten)	312.500 € →		→
3.3)	Liquidität	182.100 €	261.300 €	292.500 €
3.4)	./. Tilgung 5% für FK	-175.000 € →		
3.5)	Liquides Ergebnis	7.100 €	86.300 €	117.500 €
3.6)	8% Genussrechte (EK 30%)	-120.000 € →		
3.7)	Unterdeckung / Liquidität	-112.900 €	-33.700 €	-2.500 €

Jahr 2016 → 2021

* zeigt Abhängigkeit von VLS und EEG-Ertrag (ab 2013/2017)

Risiko Wind: theoretisch nutzbare Windleistung $P \approx V^3$, v = Windgeschwindigkeit, erst bei stärkerem Wind=
Pmax., 10% weniger Geschwindigkeit = 30% weniger Leistung und somit Ertrag

Quelle: J.Richter, Steuerberater: Wirtschaftlichkeit von WKA

** gerechnet mit 10% der Anlagekosten

Zusammensetzungs - Annahmen:

- a) Pacht 4,5% vom Ertrag; Versicherungen; b) Wartung, Reparaturrückstellungen;
- c) allg. Verwaltungskosten incl. Kosten der Geschäftsführung;
- d) Gewerbesteuer, Steuer- und Rechtsberatung; e) Stromkosten; f) Pflege, Wetterdienst,
- Abstandsflächenübernahme:
- g) Unvorhergesehenes, Rückbau rückstellungen; h) 4% Zinsen f. 70% FK, Abschreibung 6,25%;