

In Zukunft elektrisch – Energiesysteme im ländlichen Raum

KTBL-Tagung
vom 7. bis 8. März 2018
in Bayreuth





In Zukunft elektrisch – Energiesysteme im ländlichen Raum

KTBL-Tagung vom 7. bis 8. März 2018
in Bayreuth

Herausgeber

Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (KTBL) | Darmstadt

Fachliche Begleitung

Programmausschuss

Hagen Adam | Prof. Dr. Heinz Bernhardt | Henning Eckel | Christoph Gers-Grapperhaus |
Franz Handler | Prof. Dr. Eberhard Hartung | Ulrich Keymer | Dr. Bernd Krautkremer |
Prof. Dr. Bernd Lehmann | Dr. Martin Kunisch | Prof. Dr. Peter Pickel | Dr. Martin Wesenberg

Medienpartner der KTBL-Tage 2018



© KTBL 2018

Herausgeber und Vertrieb

Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)
Bartningstraße 49 | 64289 Darmstadt
Telefon +49 6151 7001-0 | Fax +49 6151 7001-123 | E-Mail: ktbl@ktbl.de | www.ktbl.de
vertrieb@ktbl.de | Telefon Vertrieb +49 6151 7001-189

Alle Rechte vorbehalten. Die Verwendung von Texten und Bildern, auch auszugsweise, ist ohne Zustimmung des KTBL urheberrechtswidrig und strafbar. Das gilt insbesondere für Vervielfältigung, Übersetzung, Mikroverfilmung sowie die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

Herausgegeben mit Förderung des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages.

Redaktion

Henning Eckel | KTBL

Satz

Serviceteam Herstellung | KTBL

Titelfoto

© www.fotolia.de

Printed in Germany

Inhalt

Quo vadis Energiewende – Vision und Wirklichkeit PROF. DR. BARBARA PRAETORIUS.....	6
Die Rolle der Landwirtschaft im ländlichen Energiesystem DR. BERND KRAUTKREMER.....	35
Elektrifizierung in der Landwirtschaft – wo und wofür? PROF. DR.-ING. PETER PICKEL.....	56
Szenarien der Systemkonfiguration elektrifizierter Arbeitsmaschinen PROF. DR.-ING. HABIL. T. HERLITZIUS.....	75
Innovative Stromanwendungen in der Innenwirtschaft PROF. DR. EBERHARD HARTUNG.....	86
Innovativer Energieeinsatz im Milchviehbetrieb JOSEF NEIBER.....	98
Einsparzähler Tierhaltung wer mitmacht zählt! STEFAN FROEB.....	102
Agrophotovoltaik: Power and Food STEPHAN SCHINDELE.....	106
Optimierung elektrischer Leistungs- und Traktionsantriebe RÜDIGER HEIM.....	110
Das NAWAREUM – Erlebnisort für die Energie- und Rohstoffwende DR. BERNHARD WIDMANN.....	115
Neue Randbedingungen für die dezentrale Erzeugung von Strom CHRISTOPH GERS-GRAPPERHAUS.....	120
Elektrische Landmaschinen und Photovoltaik: mehr Klimaschutz mit Batterie MICHAEL STÖHR, BASTIAN HACKENBERG.....	145
Energiemanagement im landwirtschaftlichen Betrieb DR. FOLKE MITZLAFF.....	164
Digitalisierung und Flexibilisierung: Neue Vermarktungschancen? ROBERT SPANHEIMER.....	167
Fünf Jahre Direktvermarktung von Biogas-Strom – den Wandel des Strommarkts im Blick RAINER WENG.....	172
Regional – dezentral – CO ₂ -neutral Die Energiewende, eine Chance für den ländlichen Raum ULRICH AHLKE.....	187
Aufbau und Implementierung eines regionalen virtuellen Kraftwerks auf Basis erneuerbarer Erzeugung – regio:VK MARKUS JUNGERMANN.....	206
„Notfallstromversorgung in der Landwirtschaft durch Erzeugungs- und Last- management“ am Beispiel des Projekts Netz:Kraft DANIEL HAU.....	221
Mitwirkende.....	233

Quo vadis Energiewende – Vision und Wirklichkeit

PROF. DR. BARBARA PRAETORIUS

Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Berlin

Deutschland hat sich mit dem Energiekonzept 2011 anspruchsvolle energiepolitische Ziele gesetzt: den Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022 und die Minderung der klimaschädlichen Treibhausgasemissionen bis 2050 um 80 bis 95 Prozent. Verbunden wurde das mit klaren Etappenzielen: Bis 2020 sollen die Emissionen um mindestens 40 Prozent unter dem Niveau von 1990 sinken, bis 2030 um mindestens 55 Prozent und bis 2040 um mindestens 70 Prozent.¹ Dazu werden die erneuerbaren Energien in Deutschland mithilfe des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) in vorgegebenen Schritten ausgebaut. Ein gutes Drittel des deutschen Strombedarfs stammt bereits heute aus erneuerbaren Energien, in rund 12 Jahren – bis 2030 – dürften es mehr als 60 Prozent sein. Bis zum Jahresende 2015 waren 27.270 Windräder auf dem deutschen Festland in Betrieb, weitere 947 Windräder offshore vor der Küste, die zusammen fast 80 Terawattstunden an Strom lieferten – das sind mehr als 12 Prozent des in Deutschland erzeugten Stroms.²

Das **aktuell größte Problem** der deutschen Energiewende ist das Verfehlen des Klimaschutzziels 2020. Trotz der Erfolge beim Ausbau der Erneuerbaren und der Energieeffizienz sind die Emissionen im Stromsektor seit der Jahrtausendwende kaum gesunken. Der Hauptgrund dafür ist die die anhaltend hohe Stein- und Braunkohleverstromung in Deutschland, obwohl erhebliche Überkapazitäten bestehen. Der Grund: Ein wachsender Anteil – derzeit rund 10 Prozent – des in Deutschland erzeugten Stroms wird in die Nachbarländer geliefert, insbesondere nach Österreich, die Niederlande und Frankreich. Da die CO₂-Emissionen der deutschen Klimabilanz zugerechnet werden, heißt das im Klartext: Deutschland wird sein Klimaschutzziel 2020 verfehlen, und auch die Ziele für 2030 sind nicht zu erreichen, wenn es nicht gezielt und aktiv aus der Kohleverstromung aussteigt.³

Zwar müssen Kraftwerke, die ihren Strom mit klimaschädlicher Kohle oder mit dem etwas klimafreundlicheren Erdgas erzeugen, seit dem Jahre 2005 CO₂-Zertifikate aus dem europäischen Emissionshandel erwerben und nachweisen. Allerdings funktioniert der Emissionshandel nicht ausreichend, denn auf dem Markt existiert aktuell und schon seit Jahren ein riesiger Überschuss von derzeit über zwei Milliarden Zertifikaten. Die Situation drückt die Zertifikatpreise und damit auf den Anreiz, weniger klimaschädlichen Strom zu produzieren. Die europäische Kommission hat das Problem erkannt und eine Reform des Emissionshandelssystems beschlossen. Dennoch, darin sind sich die Experten einig, wird der Emissionshandelsmarkt auf absehbare Zeit kein wirksames CO₂-Preissignal aussenden.

Deutschland braucht deshalb auch für die mittlere und lange Perspektive zusätzliche Maßnahmen, um die Emissionen im Stromsektor zu mindern. Der **Klimaschutzplan 2050** der Bundesregierung vom November 2016 sieht deshalb für 2018 die Einsetzung einer Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Regionalentwicklung“ vor, die einen passenden Instrumentenmix zur Unterstützung des Strukturwandels in den betroffenen Regionen entwickeln soll, um den Prozess der

¹ BReg (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung; BMWi (2015a): Die Energie der Zukunft. Vierter Monitoring-Bericht zur Energiewende.; AtG (2011): Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren.

² StromReport, <http://strom-report.de/windenergie/>.

³ Praetorius, B. (2017): Energiewende – Marathon auf schwierigem Parcours. In: Wirtschaft im Zukunftstest: So gelingt die grüne Transformation, hrsg. von der Heinrich-Böll-Stiftung, oekom Verlag, S. 107-126.

schrittweisen Rückführung der Braunkohleverstromung über die nächsten 15 bis 20 Jahre in regional auch für die Lausitz und das Rheinländische Revier verträglicher Weise zu gestalten.

Mittelfristig müssen für einen erfolgreichen Klimaschutz auch Heizöl und Erdgas in der Wärmeversorgung durch klimaschonende Energieträger ersetzt werden. Auch im Verkehrssektor gelingt die Energiewende nicht mit herkömmlichen Verbrennungsmotoren auf Basis von Benzin und Diesel. Die mittelfristige Perspektive liegt vielmehr in einem Ausbau des Anteils der Elektromobilität, und im Wärmebereich ist mit einer Zunahme von strombetriebenen Wärmepumpen zu rechnen. Für die Stromversorgung ist dies eine Herausforderung, denn die **Sektorkopplung** geht mit einer wachsenden Stromnachfrage einher, die durch erneuerbare Energien gedeckt werden muss, um nachhaltig zu sein.

Eine wichtige Säule der Energiewende ist deshalb die **Energieeffizienz**, denn je weniger Energie verbraucht wird, desto geringer ist der Ausbaubedarf bei den erneuerbaren Energien. Deshalb lautet eine wesentliche energiepolitische Aufgabe, Effizienz unter Hochdruck voranzubringen. Doch bislang gehen Experten und auch das Bundeswirtschaftsministerium davon aus, dass der Stromverbrauch in den nächsten 15 Jahren zwar leicht sinken könnte, aber mit zunehmender Elektrifizierung des Wärme- und des Verkehrssektors wieder auf das heutige Niveau steigen oder sogar darüber liegen könnte.

Die **Kosten** einer Versorgung auf Basis von erneuerbaren Energien sind hingegen kein Hemmnis. Der Vergleich denkbarer „Stromwelten“ für 2050 zeigt, dass die Kosten einer Energieversorgung auf Basis von erneuerbaren Energien auf vergleichbarem oder niedrigerem Niveau liegen wie ein klassisches Braunkohle-/Steinkohle-/Erdgas-Stromsystem (bei CO₂-Kosten von 40 bis 60 Euro je Tonne).⁴ Wind- und Sonnenstrom werden auch hierzulande zu der günstigsten Form der Stromerzeugung. Bereits in den letzten 20 Jahren sanken die Kosten von Wind- und Photovoltaikanlagen in erheblichem Ausmaß. Die Stromgestehungskosten⁵ für Strom aus Windanlagen in Deutschland liegen derzeit zwischen 5 und 9 Cent je Kilowattstunde, für große Photovoltaikanlagen bei 6 bis 9 Cent je Kilowattstunde. In den nächsten zehn Jahren sind auf Basis technologischer Innovationen, wie größerer, effizienterer Windenergieanlagen, weitere Kostensenkungen zu erwarten. Global gesehen schlägt sich diese Kostenrevolution bereits heute in den Investitionstrends nieder: Schon seit 2013 werden mehr Erneuerbare-Energien-Anlagen zugebaut als konventionelle Erzeugungskapazitäten auf Basis von Kohle, Erdgas und Atomkraft.

Allerdings brauchen Wind und Sonne wegen ihrer wetterabhängigen Stromerzeugung immer auch ergänzende Technologien, die diese **Schwankungen** flexibel puffern. Das können schnell verfügbare Gaskraftwerke sein oder flexible Stromabnehmer in der Industrie oder intelligent gesteuerte Haushaltsgeräte. Mittelfristig können auch Batterie- und Wärmespeicher in größerem Umfang als heute am Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch mitwirken. Die günstigste Flexibilität aber bietet heute immer noch das Stromnetz. Dazu muss es ausgebaut und mit modernen (digitalen) Steuerungsmechanismen und Messstellen versehen werden. Günstiger wird es auch, wenn größere Gebiete gemeinsam geregelt werden, in denen sich die jeweiligen Schwankungen in der Erzeugung von Wind- und Sonnenstrom besser ausgleichen lassen.

Ein neues Massenphänomen sind **Batteriespeicher** in Kombination mit Solaranlagen. Bis vor Kurzem galten die Batterien noch als viel zu teuer, bei jeder Verdopplung der weltweit produzierten

⁴ Agora Energiewende (2017): Erneuerbare vs. fossile Stromsysteme: ein Kostenvergleich. Stromwelten 2050 – Analyse von Erneuerbaren, kohle- und gasbasierten Elektrizitätssystemen, Berlin.

⁵ Stromgestehungskosten sind die Gesamtkosten über die Lebenszeit einer Stromerzeugungsanlage (Investition, Personal-, Wartungs- und Brennstoffkosten). Diese werden rechnerisch auf die in der Lebenszeit der Anlage erzeugten Kilowattstunden verteilt.

Batterieleistung fallen aber auch hier die Preise um sechs bis neun Prozent, und dieser Trend dürfte anhalten. Szenarien mit 150 oder 200 Gigawatt an Photovoltaik in Deutschland, kombiniert mit 40 Gigawatt an dezentralen Batteriespeichern, wurden bis vor Kurzem oft noch für vollkommen unrealistisch gehalten. Wenn die Kosten der Batterien und der Photovoltaik aber weiter so sinken, wird ein solcher Ausbau viel schneller als erwartet möglich sein – technisch und ökonomisch. Der Ausbau der Solar-Batterie-Anlagen auf den Dächern ist zugleich ein Teil der Antwort auf die Frage, wo denn der viele erneuerbare Strom für den Wärme- und Verkehrsbereich herkommen soll.

Selbst unter Einbeziehung dieser Flexibilitätskosten ist die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien schon heute auf Augenhöhe mit fossilen Kraftwerken. Eine umweltschonende **Kombination** von Windenergieanlagen an Land und flexiblen Erdgasanlagen hat Stromgestehungskosten von etwa 7 Cent je Kilowattstunde – Tendenz sinkend.⁶ Die Stromgestehungskosten für neue Gas- und Dampfkraftwerke oder Steinkohlekraftwerke hingegen lagen 2014 bei etwa 6 bis 11 Cent je Kilowattstunde, je nach Annahme für CO₂-Kosten und Auslastungsgrade – Tendenz steigend.⁷

Die deutschen **Strompreise** für Haushalte liegen über dem europäischen Durchschnitt. Die Struktur der Strompreise hat sich aber in den letzten Jahren stark verändert. Während die Großhandelspreise (Börsenstrompreise) aufgrund des steigenden Anteils der erneuerbaren Energien mit Grenzkosten nahe Null deutlich gesunken sind, stiegen die Endverbraucherpreise tendenziell. Umgekehrt sind die Strompreise für energieintensive Unternehmen, die von umfassenden Ausnahmeregelungen profitieren, in den letzten Jahren gesunken.⁸ Für die Wettbewerbsfähigkeit bedeutender als das Preisniveau sind aber die **Energiekosten** der Industrie. Sie lassen sich nicht unmittelbar aus den Energiepreisen ableiten, denn sie hängen von Energieverbrauch und (Energie-)Effizienz der Produktionsprozesse ab. Der Anteil der Energiekosten am Bruttoproduktionswert liegt in Deutschland im Durchschnitt bei etwa zwei Prozent, die energieintensiven Branchen werden durch industriepolitisch motivierte Ausnahmeregelungen so stark entlastet, dass das Niveau der Energiestückkosten im europäischen Mittelfeld und teilweise sogar darunterliegt. Insgesamt zeichnen die meisten Indikatoren bislang ein eher unaufgeregtes Bild der Wettbewerbswirkungen der Energiewende.⁹

Für die privaten **Haushalte** stieg der **Strompreis** durch die EEG-Umlage zwar, aber für Strom wird weiterhin weitaus weniger ausgegeben als für Heizenergie und Kraftstoffe. Die EEG-Umlage dürfte in den kommenden Jahren höchstens noch geringfügig steigen, und auch nur dann, wenn die Börsenstrompreise nochmals deutlich sinken, denn die Investitionskosten neuer Erneuerbaren-Anlagen sinken weiter.

Ein bleibendes Problem ist die **gesellschaftliche Akzeptanz** für die vielen neuen Wind- und Solarkraftwerke, aber auch Biomasseanlagen sowie zusätzliche Hochspannungsleitungen in der Landschaft. Rund die Hälfte der direkt betroffenen Nachbarschaft von Windparks ist nicht davon begeistert.¹⁰ Dennoch: den Protesten vor Ort zum Trotz steht die deutsche Bevölkerung nach wie vor mit überwältigender Mehrheit hinter den Zielen der Energiewende. Jedes Jahr lässt der ideologisch unverdächtige Bundesverband der Deutschen Energie- und Wasserwirtschaft BDEW ein Mei-

⁶ Prognos (2014): Comparing the Cost of Low-Carbon Technologies: What is the Cheapest Option? An analysis of new wind, solar, nuclear and CCS based on current support schemes in the UK and Germany.

⁷ Auf www.abora-energieende.de steht ein Erzeugungskostenrechner für die verschiedenen Stromerzeugungstechnologien zur Verfügung, mit dem man die Annahmen variieren kann.

⁸ Ecofys, ISI (2015): Stromkosten der energieintensiven Industrie. Ein internationaler Vergleich, ergänzende Berechnungen für das Jahr 2014, Ecofys, Fraunhofer-ISI, Köln, Karlsruhe.

⁹ Praetorius, B. (2017), Nachhaltige Energiewende- und Industriepolitik. In: Industrie von morgen, Beiträge und Positionen der HTW Berlin, hrsg. von Matthias Knaut, Berlin, S. 182–187.

¹⁰ <https://1-stromvergleich.com/strom-report/windenergie#poster>

nungsbild in der Bevölkerung erstellen, und jedes Jahr zeigt der BDEW-Energiewendemonitor die gleiche oder sogar eine wachsende Zustimmung zu diesem Generationenprojekt.¹¹ Zwar rechnen 69 Prozent mit steigenden Strompreisen durch die Energiewende. Dennoch: Im Jahre 2016 war die Energiewende für 93 Prozent der Befragten wichtig oder sehr wichtig, und mehr als der Hälfte (55 Prozent) geht der Ausbau der erneuerbaren Energien nicht schnell genug. Noch überraschender: es spricht sich herum, dass die Energiewende auch Vorteile für den Wirtschaftsstandort haben kann – 67 Prozent der Befragten sehen das so, 10 Prozentpunkte mehr als im Vorjahr.

Dass die deutsche Wirtschaft von einer ambitionierten Energiewende profitieren kann, zeigt auch eine im Januar 2018 veröffentlichte Studie von BCG und Prognos im Auftrag des Bundesverbandes der Deutschen Industrie (BDI).¹² Sie untersuchte, ob es volkswirtschaftlich effiziente Wege zur Erreichung der Klimaschutzziele geben kann, ohne die Wettbewerbsfähigkeit des Wirtschaftsstandortes zu betrachten. Das Ergebnis: Die Energiewende birgt zwar zweifellos viele Herausforderungen, aber bei „optimaler politischer Umsetzung“ wären die gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen neutral, und das steigende Weltmarktvolumen für Effizienz- und Klimatechnologien bietet der Studie zufolge einen globalen Wachstumsmarkt für deutsche Unternehmen, den es zu nutzen gilt. Die Gestaltungsaufgabe durch den Staat ist zugleich erheblich und umfasst sowohl den Strommarkt selbst als auch den Schutz einheimischer Industrien vor „Leakage“ und die Förderung von Innovationen.

¹¹ BDEW-Energiewendemonitor 2016: <https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20160503-pi-energiewende-weiterhin-top-thema-fuer-die-bevoelkerung-de>.

¹² BCG und Prognos, Klimapfade für Deutschland, Studie im Auftrag des BDI, Berlin, Januar 2018, <https://bdi.eu/media/publikationen/?publicationtype=Studien#/publikation/news/klimapfade-fuer-deutschland/>.



Quo Vadis Energiewende?

Vision und Wirklichkeit

Prof. Dr. Barbara Praetorius, HTW Berlin
und Senior Advisor, Agora Energiewende

KTBL TAGE 2018, BAYREUTH, 7. MÄRZ 2018



Gliederung

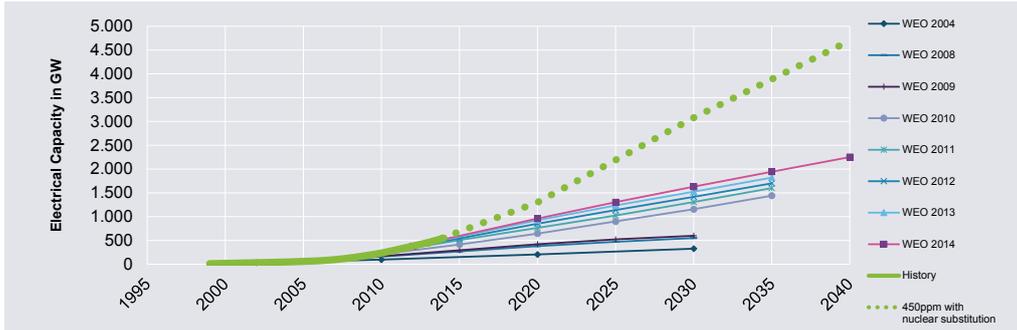
1.	Energiewende, Stand: 2017
2.	Versorgungssicherheit: Wieviel Erneuerbare sind systemverträglich?
3.	Was kostet die Energiewende?
4.	Marktdesign zwischen Strommarkt 2.0 und Regulierung
5.	Herausforderungen

**Vorbemerkung: Wir neigen dazu, Wandel zu unterschätzen.
 “We are once again happily increasing our growth
 projections of renewable energy” (Fatih Birol, 2016)**

(Interview mit Fatih Birol, Chief Executive IEA, 2016 anlässlich WEO 2016-Veröffentlichung)



Actual capacity of wind & solar and WEO projections in NPS scenarios



Metayer/Breyer/Fell (2015): The projections of the future of the WEO, IEA (2015): World Energy Outlook 2015

Prof. Dr. Barbara Praetorius – 07. März 2018

3



Die Energiewende ist eine langfristige Energiestrategie, die den Ausstieg aus der Kernenergie und eine signifikante Reduktion der Treibhausgasemissionen zum Ziel hat



Energiewendeziele der Bundesregierung mit Fokus auf den Stromsektor

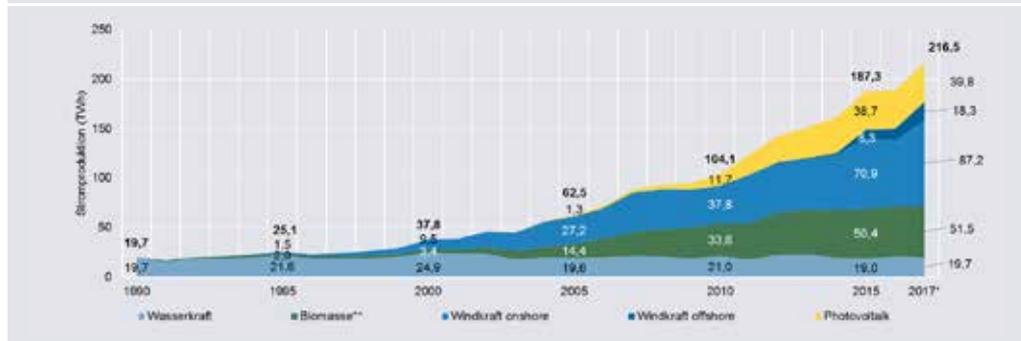
		2020	2025	2030	2035	2040	2050
Emissionen	Senkung über alle Sektoren gegenüber 1990	-40%		-55%		-70%	-80 – 95%
Kernenergie-ausstieg	Stilllegung aller Kernkraftwerke bis 2022	Stilllegung bis 2022					
Erneuerbare Energien	Anteil am Bruttoendenergieverbrauch	18%		30%		45%	mind. 60%
	Anteil am Bruttostromverbrauch		40 – 45%		55 – 60%		mind. 80%
Energieeffizienz	Senkung Primärenergieverbrauch gegenüber 2008	-20%					-50%
	Senkung Stromverbrauch gegenüber 2008	-10%					-25%

AGEB (2015a), AGEN (2015b), BMWI (2014), BReg (2010), EEG (2014), UBA (2015), eigene Berechnungen

Erneuerbare Energien 2017: Gutes Windjahr und starker Zubau von Windkraftanlagen lassen Erneuerbare erstmals über 200 TWh Strom erzeugen



Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien 1990–2017



AG Energiebilanzen 2017a, *vorläufige Angaben, **inkl. biogenem Hausmüll

EE-Zubau 2017: Rekordzubau bei Wind – Solar bleibt unter der Zielmarke – Biomasse steigt um 170 MW



Erneuerbaren-Kapazitäten zum Jahresende 2016 und 2017



BNetzA 2017a, *eigene Schätzungen auf Basis von BNetzA 2017a (Stand 7.11.2017), BNetzA 2017b, BWE 2017, FA Wind 2017, IWR 2017b, Offshore-Windindustrie 2018

Zubau in 2017 (geschätzt)

- Wind onshore: 5 Gigawatt
- Wind offshore: 1,4 Gigawatt
- Solar: 2 Gigawatt
- Biomasse: 170 Megawatt

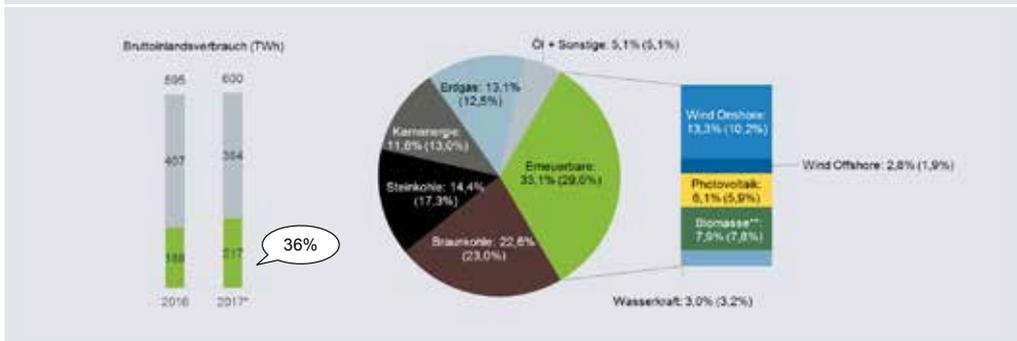
Ausbauziele

- Wind onshore: 2017 bis 2019 jeweils 2,8 Gigawatt, danach 2,9 Gigawatt jährlich
- Wind onshore: 2021 und 2022 jeweils 500 Megawatt, 2023 bis 2025 jeweils 700 Megawatt, 2026 bis 2030 jährlich 840 Megawatt
- Solar: 2,5 Gigawatt pro Jahr
- Biomasse: 2017 bis 2019 jeweils 150 MW, von 2020 bis 2022 jeweils 200 MW

Strommix 2017: Erneuerbare Energien mit Abstand die Nr. 1, Steinkohle verliert massiv und liegt hinter der Windenergie



Strommix 2017 (Werte für 2016 in Klammern) – Tortengrafik rechts: Bruttostromerzeugung, Säulenbild links: Bruttoinlandsverbrauch

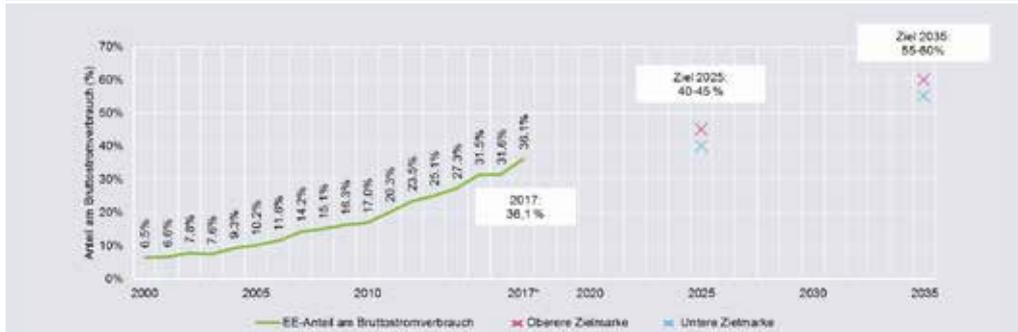


AG Energiebilanzen 2017a, *vorläufige Angaben, **inkl. biogenem Hausmüll

Erneuerbare Energien liefern 2017 schon 36 Prozent des Stroms. Der Zielkorridor sieht 55-60 Prozent bis 2035, wahrscheinlich erreichen wir schon 2030 mehr als 60 Prozent



Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch 2000–2017 sowie Ziele für 2025 und 2035

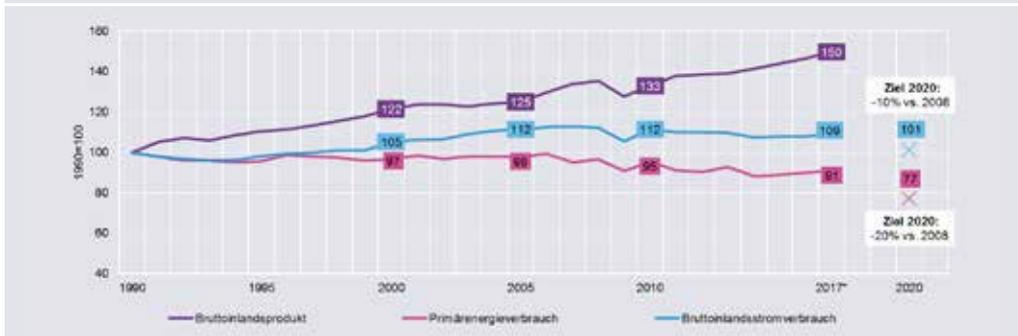


AG Energiebilanzen 2017a, *vorläufige Angaben

Energieeffizienz 2017: Energie- und Stromverbrauch steigen leicht, aber weniger als Wirtschaftswachstum.



Bruttoinlandsprodukt, Primärenergieverbrauch und Bruttoinlandsstromverbrauch 1990–2017 (indexiert, 1990=100)



AG Energiebilanzen 2017a, Destatis 2017a, *vorläufige Angaben/eigene Berechnungen

Klimaschutz 2017: Aufgrund des steigenden Verbrauchs bei Erdöl und Erdgas stagnieren die Treibhausgasemissionen auf hohem Niveau – das Ziel von -40% bis 2020 rückt in weite Ferne



Treibhausgasemissionen nach Sektoren 1990 – 2017 sowie Klimaschutzziele 2020 und 2030



UBA 2017a, eigene Berechnungen, *vorläufige Angaben, **eigene Schätzung



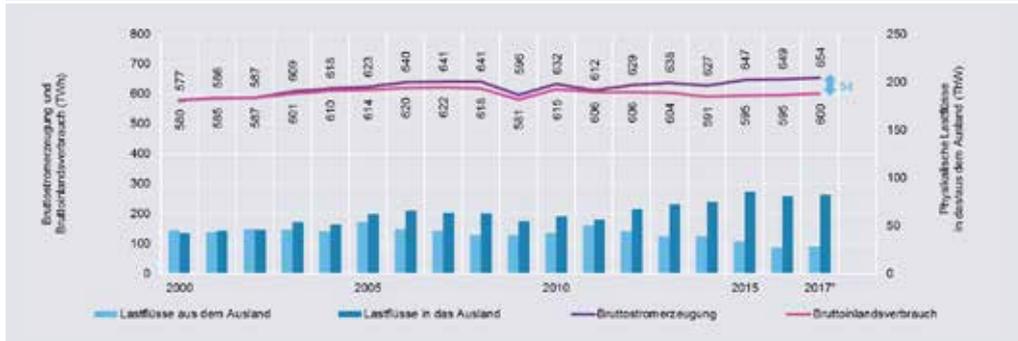
Versorgungssicherheit: Wieviel Erneuerbare sind systemverträglich?



Seit 2011 geht die Schere immer weiter auf: Deutschland erzeugt weit mehr Strom als es verbraucht, 2017 flossen über 8 Prozent der Stromerzeugung ins Ausland



Stromerzeugung, Stromverbrauch und Lastflüsse mit dem Ausland 2000–2017

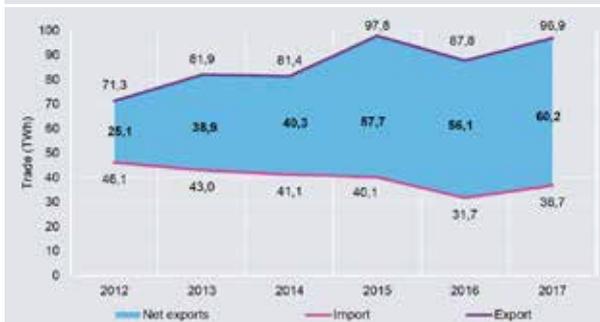


AG Energiebilanzen 2017a, *vorläufige Angaben

Deutschland ist Stromexport-Europameister: Strom in Höhe von 10 Prozent des Verbrauchs wird exportiert



Entwicklung des grenzüberschreitenden Stromhandels in Deutschland 2012 - 2017



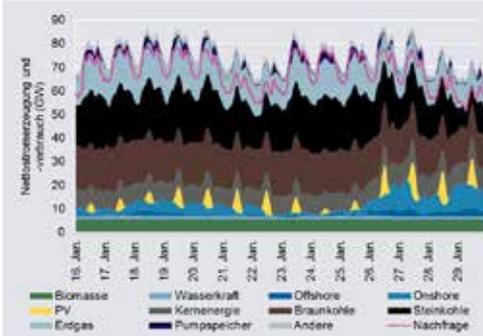
Eigene Berechnung auf Basis von ENTSO-E 2018; es werden kommerzielle Stromhandelsflüsse dargestellt

- Stromexporte stiegen mit 9 Terawattstunden deutlich stärker an als die Stromimporte mit 5 Terawattstunden
- Die größten Stromabnehmer bleiben Österreich, Frankreich, die Niederlande und die Schweiz.
- Die größten Stromlieferanten sind Dänemark und Tschechien

**Die „kalte Dunkelflaute“ im Januar 2017:
Erneuerbare liefern zeitweise nur 11 Prozent des Stroms,
trotzdem exportiert Deutschland an seine Nachbarn**

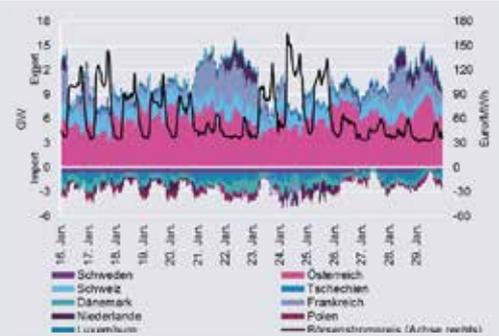


Nettostromerzeugung und -verbrauch nach Energieträgern 16.-29. Januar 2017



Agora Energiewende 2017

Stromhandelsflüsse nach Ländern und Börsenstrompreis 16.-29. Januar 2017



Agora Energiewende 2017

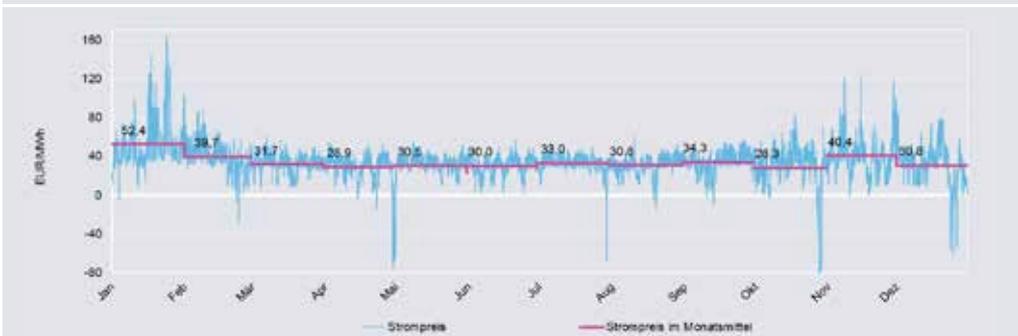
Prof. Dr. Barbara Praetorius – 07. März 2018

15

**Stündliche Börsenstrompreise im Jahresverlauf 2017:
Strom ist günstig bei viel Sonne (April-August) und viel Wind
(Oktober, Dezember), aber teuer bei wenig EE (Januar)**



Stündliche Börsenstrompreise 2017



EPEX-SPOT 2018a

Prof. Dr. Barbara Praetorius – 07. März 2018

16

Negative Strompreise 2017: Mehr Stunden mit negativen Strompreisen zeigen wachsenden Flexibilitätsbedarf auf

Auswertung der Stunden mit negativen Strompreisen 2017



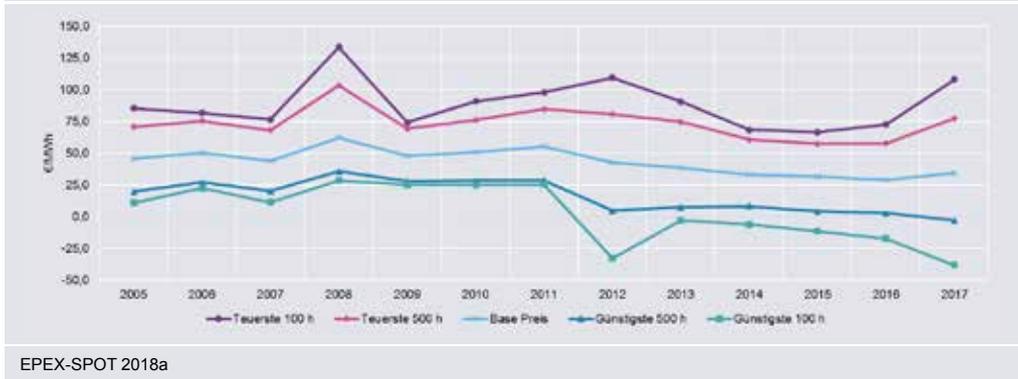
EPEX-SPOT 2018a

Prof. Dr. Barbara Praetorius – 07. März 2018

17

Steigender Flexibilitätsbedarf am Strommarkt 2017: Die Strompreisausschläge an der Börse nehmen zu

Teuerste und billigste Stunden an der Börse 2017



EPEX-SPOT 2018a

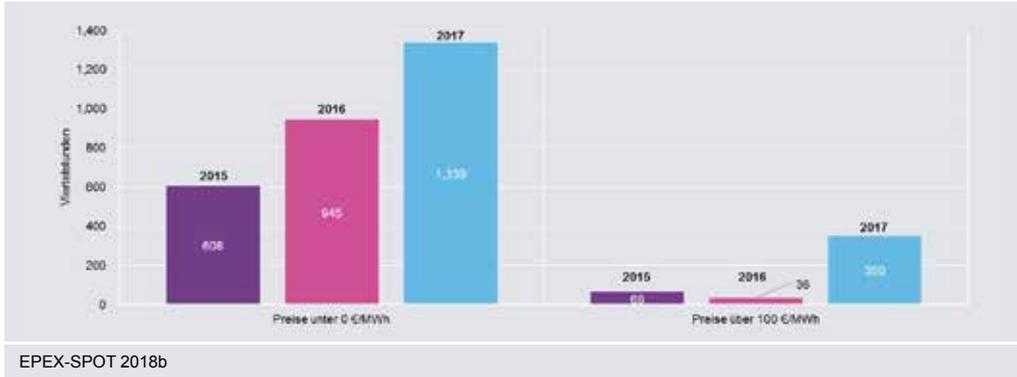
Prof. Dr. Barbara Praetorius – 07. März 2018

18

Flexibilität am Strommarkt 2017: Auch im untertägigen Stromhandel steigt die Volatilität und eröffnet die Möglichkeit neuer Geschäftsmodelle



Anzahl der Viertelstunden mit weniger als 0 und mehr als 100 EUR/MWh



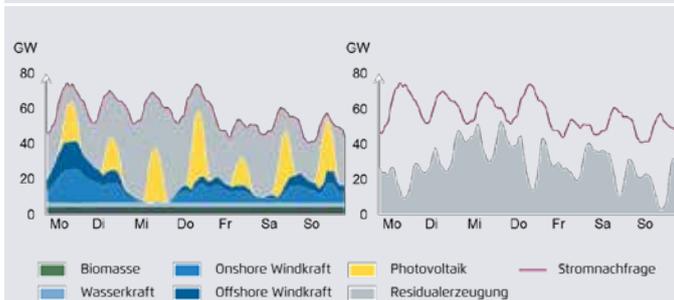
Prof. Dr. Barbara Praetorius – 07. März 2018

19

Flexibilitätsanreize und Mix der Flexibilitätstechnologien: Ein stetig wachsender Markt ist bereits jetzt zu beobachten



Stromerzeugung und Stromverbrauch in einer Beispielwoche mit 50% EE-Anteil



Zentrale Flexibilitätsoptionen

- Flexible Fahrweise von fossilen und Biomasse-Kraftwerken (inkl. KWK)
- Stromnetze und Übertragungskapazitäten für Exporte/Importe
- Flexible Steuerung der Nachfrage (Lastmanagement)
- Speichertechnologien (Batterien, Power-to-Gas)
- Integration der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr (Power-to-Heat, Elektromobilität)

Eigene Berechnungen auf Basis von Agora Energiewende (2015b)

Prof. Dr. Barbara Praetorius – 07. März 2018

20

Was kostet die Energiewende?

Übersicht

1. Energieerzeugung, Stand 2017
2. Versorgungssicherheit, Diversifizierung und Gesamtsystemkost
3. Was macht die Energiewende?
4. Abwägung zwischen Strommarkt, EÜ und Regulierung
5. Zusammenfassungen

Die Ausgaben der Letztverbraucher für Energie betragen in den letzten Jahren kontinuierlich rund 200 Milliarden Euro

Jahr	Strom (Mrd. Euro)	Wärme (Mrd. Euro)	Verkehr (Mrd. Euro)	Gesamt (Mrd. Euro)
2011	64	57	81	204
2012	64	61	86	211
2013	71	64	84	219
2014	70	54	83	207
2016	69	52	72	193

Expertenkommission zum Monitoring Prozess „Energie der Zukunft“ (2016)

- Die Letztverbraucher-
ausgaben für Energie sind in
den letzten Jahren relativ
konstant, seit 2013 mit leicht
sinkender Tendenz
- Verschieben haben sich
hingegen die Verhältnisse:
Während die Ausgaben für
Kraftstoffe und für
Wärmeenergie sanken,
stiegen die Ausgaben für
Strom
- Hintergrund sind hier auf der
einen Seite die gesunkenen
Weltmarktpreise für Öl und
Gas sowie auf der anderen
Seite die gestiegenen
Kosten für den Ausbau der
Erneuerbaren Energien im
Stromsektor

Niveau der Strombörsenpreise 2017: Deutschland hat nach Skandinavien die zweitniedrigsten Großhandels-Strompreise in Europa



Die Großhandelsstrompreise ausgewählter europäischer Nachbarstaaten im Vergleich



Eigene Berechnung auf Basis von EPEX-SPOT 2018, Nordpool 2018, Belpex 2018, OMEL 2018, Mercato Elettrico 2018, APX 2018, POLPX 2018

Prof. Dr. Barbara Praetorius – 07. März 2018

23

Erneuerbare-Energien-Versteigerungen 2017: Solarstrom wird immer günstiger und benötigt nur noch eine verbindliche Erlöszusage von 5 Cent pro Kilowattstunde



Ergebnisse der Ausschreibungsrunden für PV-Freiflächenanlagen



BNetzA 2016

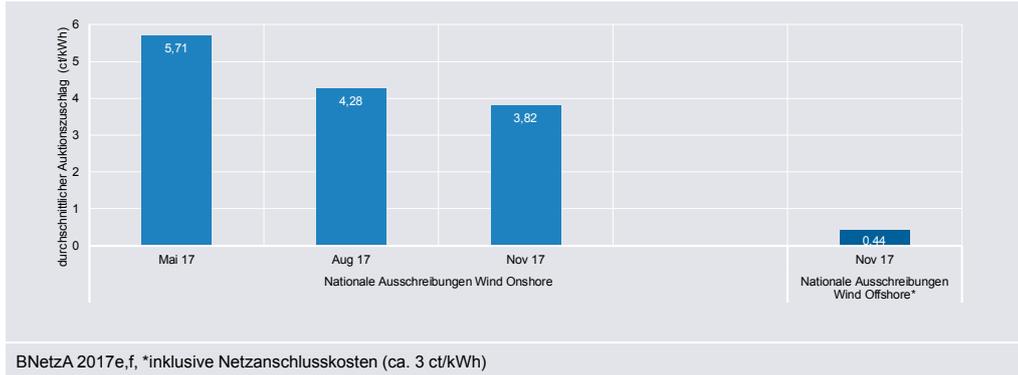
Prof. Dr. Barbara Praetorius – 07. März 2018

26

Erneuerbare-Energien-Versteigerungen 2017: Kosten für Strom aus Windkraftanlagen nähern sich dem Marktwert an



Durchschnittliche Auktionsergebnisse der Ausschreibungen für Wind 2016 - 2017



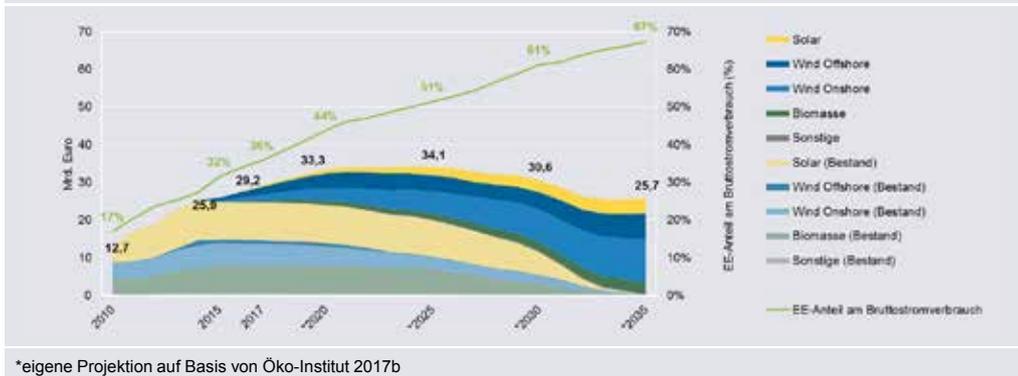
Prof. Dr. Barbara Praetorius – 07. März 2018

27

Kosten der Erneuerbaren Energien: Der Kostenscheitel ist in Sicht, da von 2021 an günstige erneuerbare Neuanlagen teure Altanlagen ersetzen



Vergütungsansprüche der Anlagenbetreiber 2010 - 2035



Prof. Dr. Barbara Praetorius – 07. März 2018

28

Agora

Energieerzeugung

1. Energieerzeugung, Markt 2017
2. Versorgungssicherheit: Welche Strukturen sind systemrelevant?
3. Wie sieht die Energieerzeugung aus?
4. Technologieentwicklung: Biomasse, EE und Regenerativ
5. Marktregulierung
6. Marktmechanismen

Marktdesign zwischen Strommarkt 2.0 und Regulierung

Die ersten Auktionen für Onshore – und Offshore-Wind sind ein Indikator dafür, dass das EEG eine grundlegend neue Funktion bekommt: Genehmigung & Risikoabsicherung statt Finanzierung

Agora

→ **Offshore-Windkraftanlagen:**
Erste Auktion am 01. April 2014 ergab **0,44 ct/kWh** (mengewichteter Durchschnitt)

→ **Onshore-Windkraftanlagen:**
3,82 ct/kWh im November 2017 – damit liegt die Einspeisevergütung auf Börsenstromniveau. Hier geht es schon jetzt nur noch um die Genehmigung und Risikoabsicherung.

Prof. Dr. Barbara Praetorius – 07. März 2018 31

**Der Trend geht in Richtung „zero marginal cost“:
Der Großhandelspreis bietet nicht die nötigen Anreize für
Investitionen; das Marktdesign wird sich ändern müssen.**



Mögliche Struktur eines Energiewende-Marktdesigns

Ausgleich von Angebot und Nachfrage



Gewährleistung von Klimaschutz & Versorgungssicherheit



Gewährleistung der System-sicherheit



Agora Energiewende

→ Strommarkt 2.0 sieht **heute** für Investitionen in Flexibilitätsoptionen und Backup-Kraftwerke noch die Refinanzierung über Knappheitspreise und Absicherungsverträge vor.

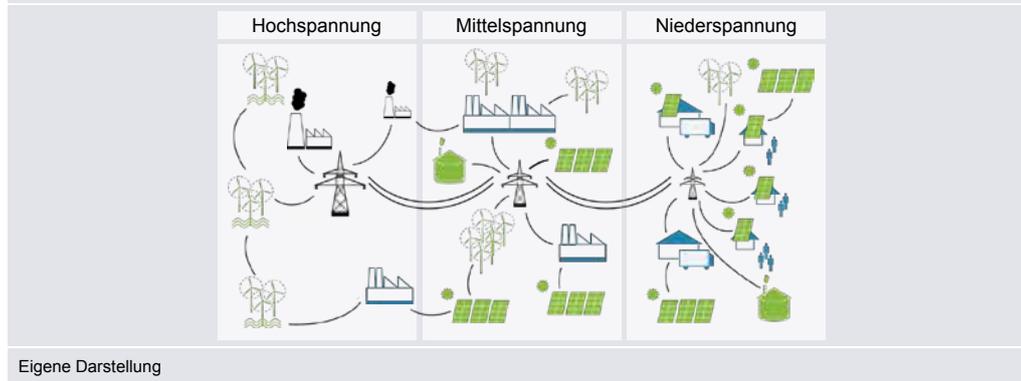
→ Alle größeren EE-Anlagen werden seit 2017 über vom Regulator organisierte **Auktionen** bewilligt, der so die Höhe der Förderung feststellt.

→ **Mittelfristig** werden die Investitionsmärkte neu organisiert werden – für alle notwendigen Technologien wie Erzeugung, Speicher...

**Digitalisierung als Schlüsseltechnologie der Energiewende,
denn die zunehmend dezentrale Lage der Erzeugungsanlagen
und die wachsende Akteursvielfalt müssen koordiniert werden.**



Illustrative Darstellung des alten und neuen Stromsystems



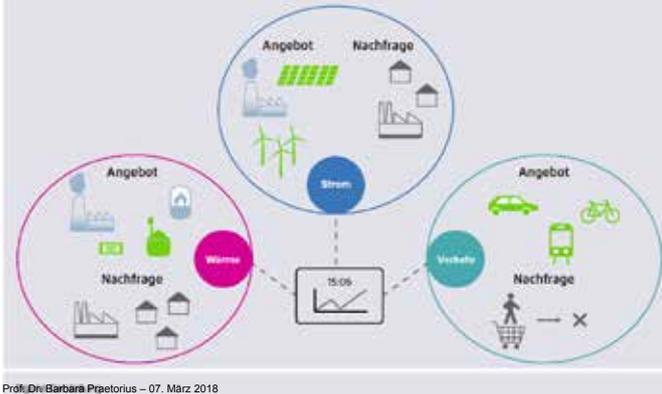
Eigene Darstellung



Strommarkt - Einen flexiblen und digitalen Strommarkt organisieren, der Investitionen anreizt

Der kosteneffizienteste Strommarkt im Jahr 2030 ist digital, flexibel und gewährleistet ein hohes Maß an Versorgungssicherheit

Abbildung 25



Prof. Dr. Barbara Praetorius – 07. März 2018

Wo wir heute stehen

- Strommarkt 2.0 ist wettbewerblich organisiert; Regenergie und Flexibilität kommen von fossilen Kraftwerken; Erneuerbare werden über EEG finanziert; Versorgungssicherheit ist auf hohem Niveau

Wo wir 2030 stehen wollen

- Strommarkt ist kurzfristig und digital; Finanzierung von Investitionen erfolgt v.a. über den Strommarkt; Versorgungssicherheit bleibt auf hohem Niveau

Was wir dafür tun müssen

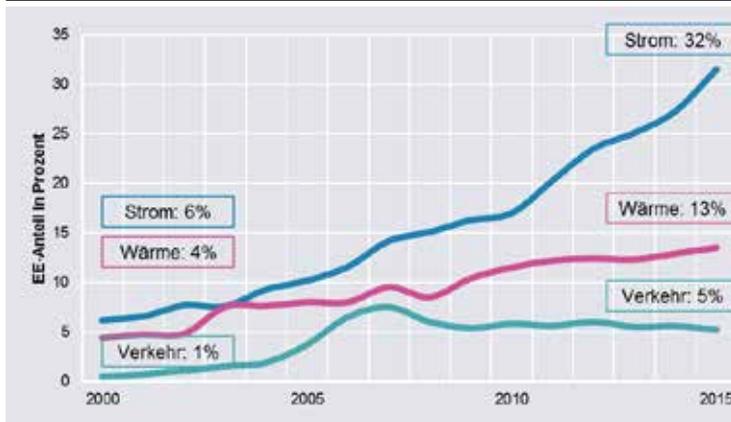
- Flächendeckender Roll-out von Smart Metern und zeitvariablen Tarifen; Einführung CO₂-Mindestpreis; Umstellung der EE-Auktionen auf Leistung; Kapazitätsreserve zur Absicherung der Versorgungssicherheit

Übersicht

1. Energieerzeugung 2015
2. Versorgungssicherheit: Welche Erneuerbare sind notwendig?
3. Wie hoch ist die Energieerzeugung?
4. Welche Energieerzeugung ist notwendig?
5. **Investitionsanreize**

Was sind die (weiteren) Herausforderungen der Energiewende?

Die Energiewende ist bisher vor allem eine Stromwende. Künftig geht es um Strom, Wärme und Verkehr.

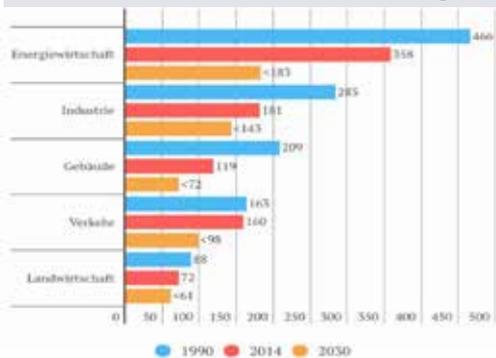


Eigene Darstellung.

- Die Steigerung der Erneuerbaren Energien bei Wärme und Verkehr hat anfangs vor allem auf Biomasse gesetzt
- Biomasse-Potenziale sind jedoch begrenzt und hohe Flächennutzungskonkurrenz zu Nahrungsmitteln und Naturschutz; EE-Ausbau im Verkehrsbereich daher seit 2008 gestoppt und bei Wärme sehr gering
- Erkenntnis der 1. Phase der Energiewende: Im Mittelpunkt stehen Wind und Solar – sie sind die kostengünstigsten EE-Technologien und haben das größte Ausbaupotenzial

Der Klimaschutzplan 2050 nennt Minderungsziele für jeden Sektor. Die Landwirtschaft soll um mehr als 30% reduzieren.

Sektorziele laut Klimaschutzplan, in Millionen Tonnen CO₂-Äquiv.

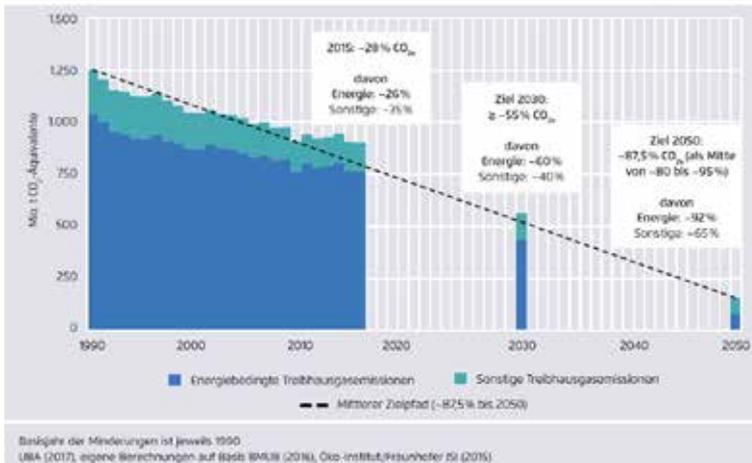


Dargestellt sind die Sektorziele 2050 aus dem Klimaschutzplan 2050 (in Millionen Tonnen CO₂-Äquivalenten). Quelle: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (2017). Klimaschutz in Zahlen 2017.

Handlungsfelder	1990 (in Millionen Tonnen CO ₂ -Äquivalent)	2014 (in Millionen Tonnen CO ₂ -Äquivalent)	2030 (in Millionen Tonnen CO ₂ -Äquivalent)	2050 (Minderung in Prozent gegenüber 1990)
Energie-wirtschaft	466	358	175 bis 183	62 bis 61
Gebäude	209	119	70 bis 72	67 bis 66
Verkehr	163	160	95 bis 98	42 bis 40
Industrie	283	181	140 bis 143	51 bis 49
Land-wirtschaft	88	72	58 bis 61	34 bis 31
Teilsomme	1209	890	538 bis 557	56 bis 54
Sonstige	39	12	5	87
Gesamt-summe	1248	902	543 bis 562	56 bis 55

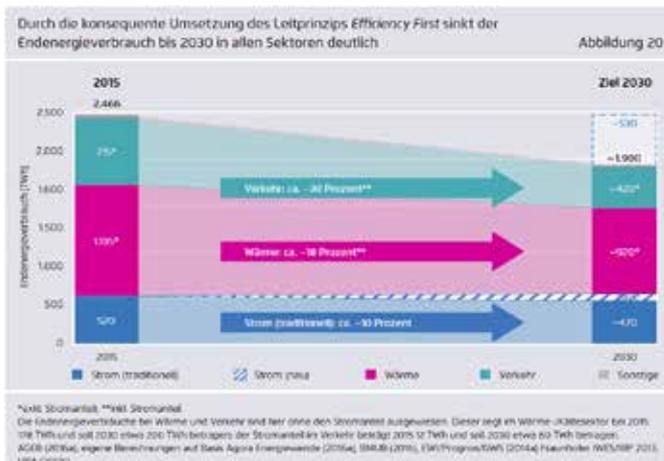
Quelle: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (2016). Klimaschutzplan 2050.

Der Ausbau der Erneuerbaren läuft nach Plan. Doch wie erreichen wir die sektoralen und gesamten Klimaschutzziele?



- Das Jahr 2030 stellt eine wichtige Wegmarke in der Energiewende dar – als Mitte des noch zu gehenden Weges bis 2050
- Als Teil eines mittleren Klimaschutzpfades werden die energiebedingten Emissionen bis 2050 auf minus 92 Prozent unter das Niveau von 1990 fallen müssen
- Bis 2030 bedeutet das für die energiebedingten Emissionen minus 60 Prozent
- Bis 2015 sind jedoch erst minus 26 Prozent erreicht

Die erste Säule: Effizienz – denn weniger Verbrauch heißt weniger Stromerzeugung



Wo wir heute stehen

→ Allgemein akzeptierte große Bedeutung der Energieeffizienz hat bisher kaum politische Folgen; Im Energiekonzept 2010 beschlossenen Effizienzziele für 2020 werden vermutlich alle verfehlt

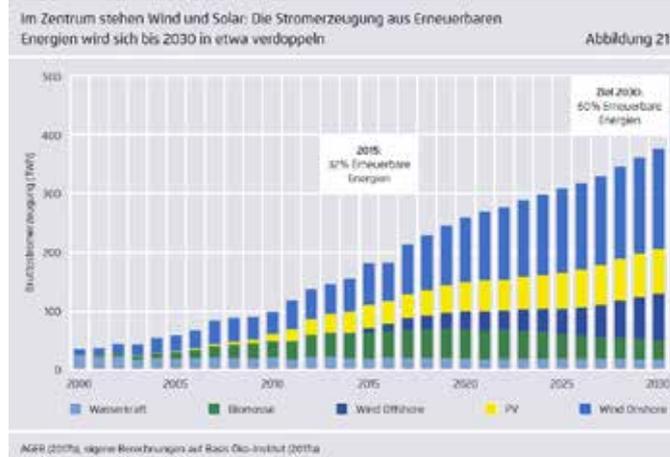
Wo wir 2030 stehen wollen

→ *Efficiency First* ist als zentrales Leitprinzip etabliert; Stromverbrauch bleibt trotz Sektorkopplung stabil, Wärmeverbrauch sinkt um 18%, Verbrauch im Verkehr um 30%

Was wir dafür tun müssen

- *Efficiency First* als maßgebliches Planungs- und Entscheidungsprinzip in allen energierelevanten Gesetzen;
- Verabschiedung eines Energieeffizienzgesetzes

Die zweite Säule: Mit Wind- und Solarenergie (sowie ein wenig Biomasse) den Anteil emissionsfreier Energien steigern



Wo wir heute stehen

— Anteil Erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch hat sich auf 13% vervierfacht (Strom: 32%, Wärme: 13%, Verkehr: 5%); Wind- und Solarstrom sind die kostengünstigsten Technologien

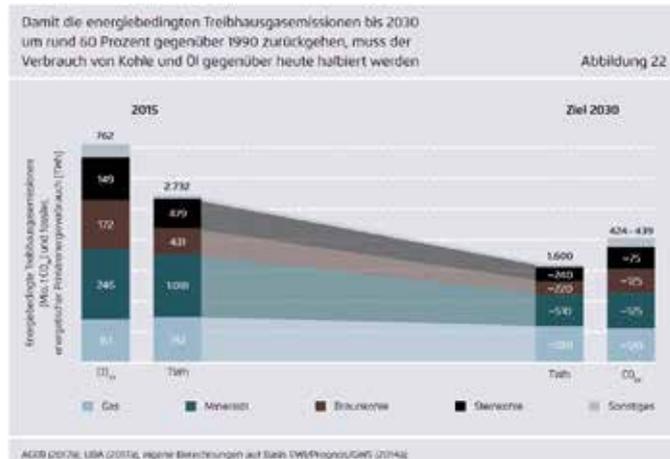
Wo wir 2030 stehen wollen

— Erneuerbare Energien stehen im Zentrum des Energiesystems und stellen 30% des Primärenergieverbrauchs (Strom: 60%, Wärme: 30%, Verkehr: 15%)

Was wir dafür tun müssen

- Anpassung EEG: 2030-Ziel auf 60%; Zubau (netto): Onshore/PV 2,5 GW, Offshore 20 GW in 2030
- Strategie für 5-6 Mio. Wärmepumpen und 10-12 Mio. Elektroautos umsetzen

Die dritte Säule: Kohle und Öl bis 2030 halbieren, mit der Markteinführung strombasierter Heiz- und Kraftstoffe beginnen



Wo wir heute stehen

— Kohle und Erdöl sind für mehr als 75 Prozent der energiebedingten Treibhausgasemissionen verantwortlich

Wo wir 2030 stehen wollen

— Energiebedingten Treibhausgasemissionen liegen 60% unter dem Niveau von 1990; Kohle- und Ölverbrauch wurde gegenüber 2015 halbiert, Gas um rund 20% reduziert;

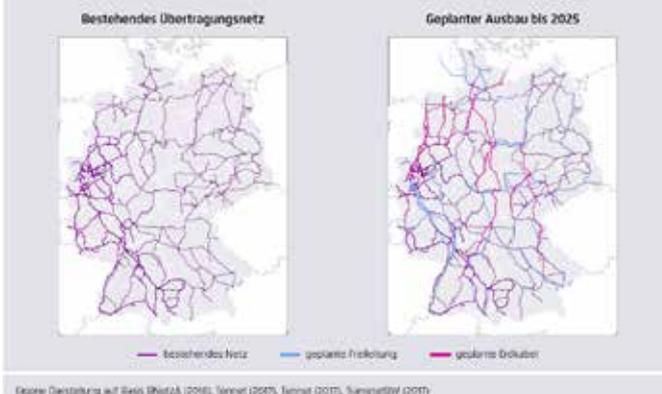
Was wir dafür tun müssen

- Rasche Vereinbarung eines Kohlekonsenses mit 3 GW Stilllegung p.a. und Strukturhilfen für betroffene Regionen
- Einberufung Nationales Forum Wärme- und Verkehrswende zur Vorbereitung eines Öl- und Gaskonsenses

Netze - Stromzielnetz bauen, Wärme- und Gasnetze modernisieren, Verkehr elektrifizieren

Derzeit sollen bis 2025 rund 7.700 km neue Leitungen gebaut werden – der Ausbau der Strom-Übertragungsnetze kommt jedoch nur schleppend voran

Abbildung 24



Wo wir heute stehen

- Stromnetzausbau ist stark umstritten, erfolgt bislang nur schleppend; Gas- und Wärmenetze sind auf Fossile ausgelegt; Verkehrssystem verfügt über keine ausreichende elektrische Infrastruktur

Wo wir 2030 stehen wollen

- Realisierung des bisher geplanten Stromnetzausbaus, aber keine weiteren Trassen darüber hinaus; Wärmenetze sind CO₂-arm; Verkehr hat elektrische Infrastruktur

Was wir dafür tun müssen

- Etablierung eines Stromzielnetzes und Einführung innovativer Netzsteuerung sowie regionaler *Smart Markets*;
- Kommunale Wärmestrategien 2050
- Überarbeitung Bundesverkehrswegeplan

Energiewenderahmen - Durch einen gesetzlichen Rahmen Verlässlichkeit schaffen und Planungssicherheit geben

In der Hälfte der Bundesländer sind Klimaschutz- oder Energiewendegerahmengesetze in Kraft oder in Vorbereitung

Abbildung 18



Wo wir heute stehen

- Energiewende stützt sich bis heute im Kern auf das Energiekonzept aus dem Jahr 2010
- Es fehlt an einem institutionellen und prozessualen Handlungsrahmen

Wo wir 2030 stehen wollen

- Energiewende fußt auf einem rechtsverbindlichen Handlungsrahmen und schafft ausreichend Verlässlichkeit, Planungs- und Investitionssicherheit

Was wir dafür tun müssen

- Verabschiedung eines Energiewendegerahmengesetzes in einem breiten parlamentarischen Konsens, inkl. quantitativer Ziele

Europa - Europas Energiewende unterstützen, die deutsche Energiewende europäisch einbetten

Nicht nur in Deutschland findet eine Energiewende statt: Ganz Europa wird 2030 einen Erneuerbare-Energien-Anteil am Stromverbrauch von mindestens 50% haben. **Abbildung 19:**



Wo wir heute stehen

- EU-Treibhausgasemissionen sind 2015 um 24% niedriger als 1990
- Im Rahmen des *Clean Energy 4 All* - Pakets sollen die Emissionen bis 2030 um 40% sinken, die Effizienz um 30% steigen und die Erneuerbaren auf 27% anwachsen

Wo wir 2030 stehen wollen

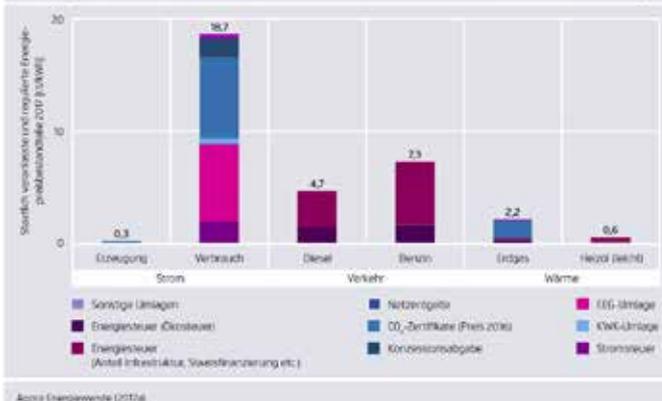
- Europa hat seine Emissionen um 50% ggü. 1990 gesenkt und dafür Effizienz um und Erneuerbare auf 30% gesteigert

Was wir dafür tun müssen

- *Clean Energy 4 All* rasch verabschieden, aber spätere Nachjustierung ermöglichen
- EU-Emissionshandel reformieren
- CO₂-Pkw- und LkW-Verordnungen in Einklang mit CO₂-Zielen bringen

Abgaben und Umlagen - Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelte grundlegend reformieren

Die Steuern, Abgaben, Umlagen und Entgelte im Energiesektor sind sehr ungleich verteilt – und der Stromverbrauch ist am stärksten belastet. **Abbildung 23:**



Wo wir heute stehen

- Steuern, Abgaben, Umlagen und Entgelte sind zwischen den verschiedenen Energieträgern sehr ungleich verteilt; Preisverzerrungen ermöglichen keinen effizienten Klimaschutz

Wo wir 2030 stehen wollen

- CO₂ hat in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr einen wirksamen Preis, sodass in allen Sektoren die jeweils kostengünstigste Klimaschutzoption zum Zuge kommt

Was wir dafür tun müssen

- Einführung eines CO₂-Mindestpreises im EU-Emissionshandel;
- Vereinheitlichung klimarelevanter Abgaben auf alle Energieverbräuche (Strom, Verkehr, Wärme)



Industrie - Chancen nutzen, Risiken minimieren: Eine zukunfts zugewandte Energiewende-Industriepolitik

Mit einer Charta für eine Energiewende-Industriepolitik die Energiewende auch industriepolitisch zu einem Erfolg machen Abbildung 26



Wo wir heute stehen

- Deutsche Industrie ist u.a. aufgrund bestehender Ausnahmeregelungen international wettbewerbsfähig, aber es besteht Verunsicherung über den Fortbestand dieser Regelungen;
- In Zukunft großer internationaler Markt für Energiewendetechnologien

Wo wir 2030 stehen wollen

- Industrie ist weiterhin wettbewerbsfähig und nutzt die bestehenden Wachstumschancen
- Fertigungsprozesse folgen dem Prinzip *Flex-Efficiency*

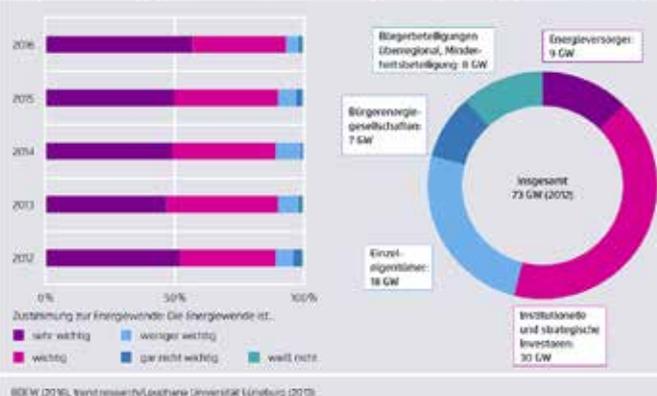
Was wir dafür tun müssen

- Wirtschaft und Politik vereinbaren einen „Zukunftspakt Energiewende und Industriepolitik“



Gemeinschaftswerk - Die Energiewende als Gemeinschaftswerk umsetzen

Die Energiewende genießt kontinuierlich große Zustimmung bei den Bürgerinnen und Bürgern – viele sind auch direkt beteiligt durch eigene Anlagen Abbildung 27



Wo wir heute stehen

- Energiewende im Stromsektor ist bei Bürgerinnen und Bürgern fest verankert, bei Wärme- und Verkehrswende fehlt bislang ein entsprechender Konsens

Wo wir 2030 stehen wollen

- Stromwende, Wärmewende und Verkehrswende genießen hohe Zustimmungsraten und schaffen Mehrwert vor Ort
- Kosten sind für alle Haushalte tragbar

Was wir dafür tun müssen

- Stellenwert von Akteursvielfalt, *Prosumer*-Lösungen sowie Vor-Ort-Stromerzeugung und -nutzung erhöhen;
- Reform der Abgaben und Umlagen auf Energie, Ausnahmeregelungen für einkommensschwache Haushalte

Agora Energiewende hat diese Aspekte in „Zehn Punkten für eine Agenda Energiewende 2030“ zusammengefasst.

1. Energiewenderahmen

Durch einen gesetzlichen Rahmen Verlässlichkeit schaffen und Planungssicherheit geben

2. Europa

Europas Energiewende unterstützen, die deutsche Energiewende europäisch einbetten

3. Effizienz

Efficiency First als Leitprinzip für Planungsprozesse und Investitionsentscheidungen verankern

4. Erneuerbare Energien

Mit Wind- und Solarenergie die Erneuerbaren Energien im Stromsektor auf 60% und am Primärenergieverbrauch auf 30% steigern

5. Fossile Energien

Die CO₂-intensiven Energieträger Kohle und Öl halbieren, mit der Markteinführung strombasierter Heiz- und Kraftstoffe beginnen

6. Abgaben und Umlagen

Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelte grundlegend reformieren

7. Netze

Stromzielnetz bauen, Wärme- und Gasnetze modernisieren, Verkehr elektrifizieren

8. Strommarkt

Einen flexiblen und digitalen Strommarkt organisieren, der Investitionen anreizt

9. Industrie

Chancen nutzen, Risiken minimieren: Eine zukunfts zugewandte Energiewende-Industriepolitik

10. Gemeinschaftswerk

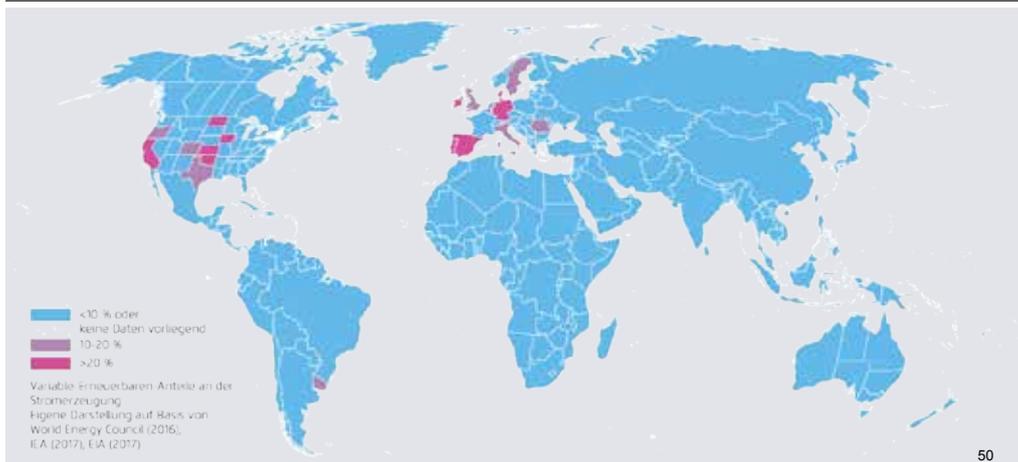
Die Energiewende als Gemeinschaftswerk umsetzen

Zum Schluss:

Ist die Energiewende ein deutscher Sonderweg?



Deutschland ist nach wie vor Energiewende-Vorreiter – nur wenige Länder haben hohe Wind- und Solaranteile



50

Aber: Die Energiewende ist in den vergangenen Jahren zu einer weltweiten Entwicklung geworden



- Der globale Investitionsmarkt in Kraftwerke ist in den letzten 10 Jahren komplett gekippt -> weg von konventionellen Energieträgern hin zu Erneuerbaren Energien
- Inzwischen stellen Erneuerbare Energien 60% der neuinstallierten Kraftwerksleistung – alle anderen Technologien (Kohle, Gas, Kernenergie, Öl) kommen nur noch auf zusammen 40%
- Bei den Erneuerbaren Energien stellen Wind und Solar die größten Anteile



Der globale Wettlauf um die Energie-Zukunft hat begonnen – und Deutschland sollte Vorreiter bleiben statt zurückzufallen



Dargestellt sind Auktionsergebnisse bzw. PPA aus 2016/2017. Fakten (2016), eigene Zusammenstellung

- Um den Zukunftsmarkt der Energiewendetechnologien hat längst ein Wettlauf begonnen
- Kalifornien hat jüngst beschlossen, die Stromversorgung bis 2030 zu 60% und bis 2045 zu 100% auf Erneuerbare Energien umzustellen
- China hat allein im Jahr 2016 mehr als 64 Gigawatt Erneuerbare Energien ans Netz gebracht
- Zudem gilt sowohl in Kalifornien als auch ab 2019 in China eine verpflichtende Quote für Elektroautos

Agora Energiewende
Anna-Louisa-Karsch-Str.2
10178 Berlin

T +49 (0)30 700 1435 - 000
F +49 (0)30 700 1435 - 129
www.agora-energiewende.de

Abonnieren sie unseren Newsletter unter
www.agora-energiewende.de
oder
[www.twitter.com/AgoraEW](https://twitter.com/AgoraEW)



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

Haben Sie noch Fragen oder Kommentare? Kontaktieren Sie mich gerne:
Barbara.Praetorius@agora-energiewende.de
Barbara.Praetorius@htw-berlin.de

Agora Energiewende ist eine gemeinsame Initiative der Stiftung Mercator und der European Climate Foundation.



Die Rolle der Landwirtschaft im ländlichen Energiesystem

DR. BERND KRAUTKREMER

Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE, Kassel

Einleitung

Im Rahmen der maßgeblich durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) getriebenen Entwicklung der Erneuerbaren Energien (EE) in Deutschland hat die Landwirtschaft in allen Bereichen (Wind-, Sonnen- und Bioenergie) von Beginn an eine wichtige Rolle gespielt. Landwirtschaftliche Betriebe haben oft günstige Voraussetzungen zum Betrieb von EE-Anlagen. Die Innovationsstärke der Landwirtschaft sowie die grundsätzlich positive Haltung zu nachhaltigem Wirtschaften führten und führen zu einer hohen Investitionsbereitschaft in EE.

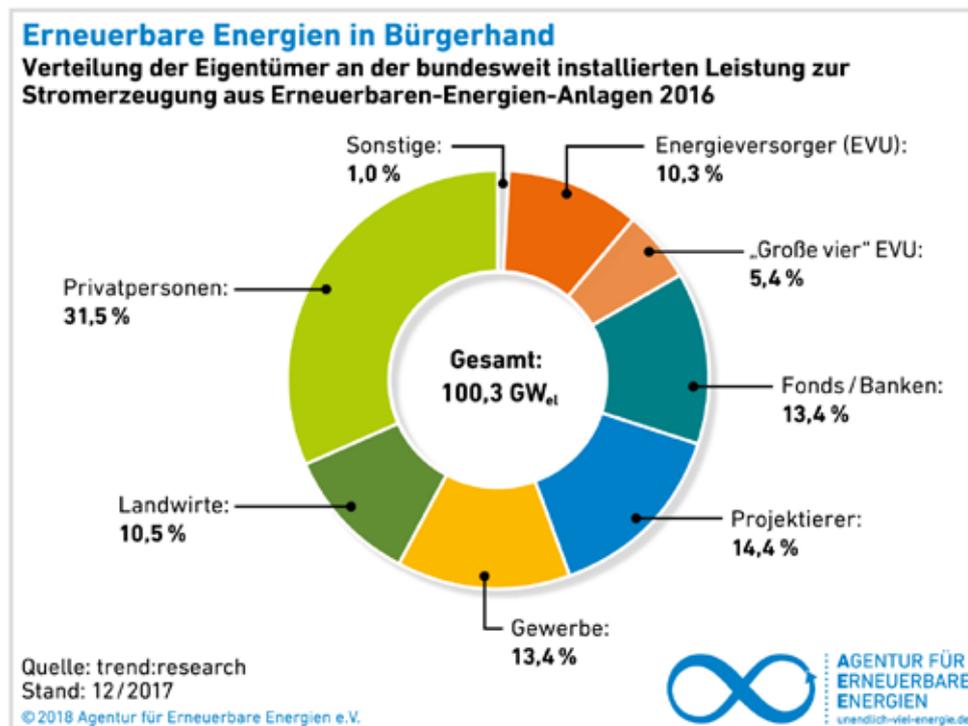


Abb. 1: Eigentümerstruktur der EE-Anlagen in Deutschland (© AEE)

Neben der Nutzung der Bioenergie haben Landwirte schon früh auch in Windkraftanlagen und Photovoltaikanlagen investiert. Die Investitionsentscheidungen wurden dabei in der Vergangenheit stark von den geltenden Regeln des EEG bestimmt. Die bereitgestellten Energiemengen wurden in das Netz eingespeist; eine Eigennutzung der (elektrischen) Energie spielte, wenn überhaupt, eine geringe Rolle.

Im Bereich der Nutzung der Bioenergie kamen schon recht früh Bestrebungen auf, die dabei entstehenden Wärmemengen sinnvoll zu nutzen und mit ihrer Vermarktung steigende Betriebskosten zu kompensieren. Zunehmend in Vordergrund rücken nun auch Aufgaben im System Landwirtschaft, die von Bioenergieanlagen gelöst bzw. unterstützt werden können. Dazu zählt schon seit Langem die Verarbeitung von Wirtschaftsdünger. In jüngerer Zeit gewinnt aber auch die Verwertung von Stoffströmen Bedeutung, die zu einer Verbesserung der Nachhaltigkeit der Landwirtschaft insgesamt beitragen.

Im Bereich der Windkraft und der Photovoltaik sind die Stromgestehungskosten mittlerweile unter die Strombezugskosten vieler Betriebe gesunken. Dies macht die Eigenstromnutzung zunehmend attraktiv.

Die Entwicklung von Batteriespeichern ist weit vorangeschritten, sodass eine zunehmende Elektrifizierung landwirtschaftlicher Maschinen und Geräte ebenso voranschreitet wie die Einsatzmöglichkeiten lokaler Stromspeicher.

Neue Technologien wie Power-to-Gas (PtG) treten in Erscheinung und haben das Potenzial in der Landwirtschaft Anwendung finden zu können, wenn die Anteile an EE im System so hoch sind, dass die Speichereigenschaft dieser Technologie benötigt wird und ihre technische Reife erreicht ist.

Dies hat dazu geführt, dass Landwirte zunehmend Interesse an einer Eigennutzung und/oder der lokalen Vermarktung der auf ihrem Betrieb bereitgestellten Energiemengen außerhalb des EEG haben und auch die positiven Eigenschaften von Bioenergieanlagen im „System Landwirtschaft“ verstärkt genutzt werden sollen. Hier gilt es nun Lösungen zu entwickeln, die der Vielzahl der individuellen Betriebskonstellationen gerecht werden und Investitionsentscheidungen auf eine solide Basis stellen.

Landwirtschaftliche Bioenergieanlagen im Energiesystem

Die ausschließliche Fokussierung auf die eingespeiste Energiemenge kann nicht die vielfältigen Belange eines komplexen Energiesystems adressieren. Dies gilt im besonderen Maße für die Bioenergie. Als gespeicherte Sonnenenergie bietet sie sich an, dann zum Einsatz zu kommen, wenn Wind- und Sonne zu wenig Energie bereitstellen. Zahlreiche Studien belegen die Notwendigkeit eines solchen Ausgleichs mit zunehmendem Anteil an EE im Gesamtsystem. Um die Bioenergie in dieser Richtung zu entwickeln, wurden bereits diverse Anpassungen des EEG vorgenommen. Dies führte aber zunächst zu höheren Kosten, die letztlich in der EEG-Umlage landen, weil der mit diesem Einspeiseverhalten einhergehende Wert der Bioenergie mit den derzeitigen Marktinstrumenten und Mengengerüsten noch nicht hinreichend honoriert wird.

Im Stromsektor ist heute bereits eine eindeutige Ausrichtung auf einen bedarfsorientierten Anlagenbetrieb eingeläutet worden. Die praktische Umsetzung hinkt jedoch noch etwas hinterher, zumal sich die zunehmend ungünstigen Randbedingungen des aktuellen EEG und den damit verbundenen Unsicherheiten hemmend auf die notwendigen Investitionsentscheidungen auswirken. Neue Entwicklungen am Strommarkt (z. B. Zunahme des Intraday-Handels), das zunehmende Interesse an Eigenstrommodellen, aber auch das Interesse lokaler Energieversorger deuten jedoch darauf hin, dass sich die bedarfsorientierte Strombereitstellung mit Bioenergieanlagen dauerhaft etablieren wird. Dabei zeichnet sich ab, dass künftig nicht nur mit großen Gasspeichern gearbeitet

werden wird, sondern auch die Gasproduktion beeinflusst werden muss. Hier gibt es schon vielversprechende Ansätze in mehreren Forschungsprojekten, die sich der Beeinflussung der Gasproduktion in Bestandsanlagen, aber auch mittels speziell für diese Aufgabe entwickelten Verfahren widmen. Ein Beispiel ist das von der HAWK in Göttingen entwickelte ReBi-Konzept, das nun durch das Fraunhofer IEE im technischen Maßstab erprobt wird.

Darüber hinaus geraten auch weitere Systemdienstleistungen mit einer stärkeren Orientierung an lokale Gegebenheiten, die von Biogasanlagen im Stromnetz erbracht werden können, zunehmend in den Fokus des Energiesystemdesigns. Beispiele hierzu sind die Möglichkeit der Notstromversorgung, die der Inselbildung und die Unterstützung des Netzwiederaufbaus mit einem Biogas-BHKW.

Bioenergie im System Landwirtschaft

Die Bioenergie erfüllt auch im „System Landwirtschaft“ verschiedene Aufgaben. Aus ökonomischer Sicht führt die Bereitstellung von Biomasse zur energetischen Nutzung mit längerfristig festen Erlösen zu einer Stabilisierung der Einnahmen im Mix mit denen aus den eher volatilen Agrarmärkten.

Im Gegensatz zur häufig kolportierten Meinung, die Biomasseproduktion zur energetischen Nutzung sei nicht nachhaltig und führe zu einer Vermaischung der Landschaft, ist es bei sachgemäßer Anwendung so, dass gerade die Biogastechnologie viel dazu beitragen kann, die Landwirtschaft insgesamt nachhaltiger zu gestalten, indem sie zur Auflockerung der Fruchtfolgen beiträgt, Pflanzen energetisch nutzt, die Nachhaltigkeitsaufgaben erfüllen (z. B. Blühpflanzen, heimische Eiweißpflanzen) oder die beim Erhalt von Kulturlandschaften anfallen, aber auch schlicht Güllemengen



Abb. 2: Aufstellung eines inselnetzfähigen Biogas-BHKW am Hessischen Biogas Forschungszentrum (HBFZ) in Bad Hersfeld (© Fraunhofer IEE)

aufnimmt. Gerade Letzteres wurde ebenfalls mittels des EEG angereizt, wodurch aber auch die EEG-Umlage stieg. Diese positiven Effekte müssen künftig honoriert und die Kosten verursachergerecht verteilt werden.

Durch die Aufnahme dieser Stoffströme ändern sich auch die Anforderungen an Biogasanlagen, denn diese müssen künftig auch Material aufnehmen, das hinsichtlich seiner Beschaffenheit nicht auf den Vergärungsprozess optimiert ist. Auch hier wird an Lösungen gearbeitet, die diese Materialien problemlos verarbeiten können (z. B. auch mit dem ReBi-Konzept).

Fazit für die Bioenergie

Die Energetische Nutzung von Biomasse kann wichtige Systemaufgaben erfüllen. Im Energiesystem wie auch im System Landwirtschaft. Sie kann, richtig eingesetzt, energetisch, ökonomisch und ökologisch wichtige Beiträge leisten. Die bis heute dominierende Fokussierung des EEG auf die eingespeiste Strommenge ist nicht mehr zeitgemäß und kann den komplexen Anforderungen an eine zielgerichtete Bioenergieförderung nicht erfüllen, da hier der Systemnutzen nicht hinreichend bewertet bzw. die Kosten fehlallokiert werden. Um diese so wichtigen Systemeigenschaften der Bioenergie zu nutzen und die Technologie für diese Aufgaben zu entwickeln bedarf es daher einerseits einer Förderung, die den Systemnutzen auch im „System Landwirtschaft“ maximiert und andererseits einer verursachergerechten Kostenzuordnung. Dies gilt in Teilen auch für andere EE-Formen und würde die Phase 2 der Energiewende in Form einer zielgerichteten Systementwicklung einläuten, bei der die Bioenergie ein wichtiges Element einer nachhaltigen, sicheren und kostengünstigen Energieversorgung bildet.

Weitere Erneuerbare Energie in der Landwirtschaft

Auch für EE-Formen wie Windenergie oder Photovoltaik besteht stets ein Flächenbedarf, der im landwirtschaftlichen Kontext oftmals zur Verfügung gestellt werden kann, ohne die eigentlichen Aufgaben zu behindern. Durch eine frühzeitige Planung schon in der Bauphase von Gebäuden lassen sich hier erhebliche Kosteneinsparungen und Effizienzvorteile bewirken. Bei der Vergrößerung von Stallflächen im Zuge der Verbesserung des Tierwohls werden hier voraussichtlich gute Bedingungen für den Zubau geschaffen.

Mit zunehmendem Anteil an EE wird aber auch hier die Problematik der zeitlichen und räumlichen Trennung zwischen Energiebereitstellung und -nutzung bedeutender werden. Eigenversorgungskonzepte, aber auch lokale Energiedienstleistungen werden daher wichtiger. Hier ist zu erwarten, dass sich neue Geschäftsmodelle entwickeln, die dem dezentralen Charakter der EE Rechnung tragen. Förderlich ist dabei der Umstand, dass insbesondere die Photovoltaik eine beachtliche Lernkurve durchlaufen hat, die durch neue Ansätze (Dünnschicht, organische Zellen, Umrichter-technologie usw.) noch Fortsetzungspotenziale hat, was sich in sinkenden Preisen niederschlagen könnte. Schon heute sind dadurch die Stromgestehungskosten erheblich niedriger als die Endverbraucherpreise. Dies gilt aber nur für die reinen Kosten des Systems PV-Modul/Umrichter. Systeme, die eine erhöhte Eigenverbrauchsdeckung ermöglichen und dazu Speicher und Energiemanagement einsetzen, erreichen oft noch nicht die Parität zu den Strombezugskosten aus dem Netz. Im

landwirtschaftlichen Bereich besteht aber Hoffnung hier in bald gängige Systeme zu haben, da aufgrund der höheren Energiemengen und Leistungen die spezifischen Kosten geringer sind.

Durch die fortschreitenden Entwicklungen im Bereich der Stromspeicher (Batterien) erschließen sich immer weitere Einsatzfelder. Die Elektrifizierung landwirtschaftlicher Anbaugeräte, aber auch die von Geräten zur Erfüllung innenwirtschaftlicher Aufgaben sowie die leichter Schlepper ist bereits marktreif. Der Bedarf an einer höheren Eigenstromnutzung zusammen mit modernen Methoden des Energiemanagements lassen innovative Bewirtschaftungsansätze für diese Speicher zu, in denen noch ein hohes Kostensenkungspotenzial liegt.

Mit der Power-to-Gas-Technologie eröffnet sich eine Möglichkeit, künftig unweigerlich auftretende, residuale Energiemengen aus den volatilen Quellen zeitlich und räumlich verteilt dem Energiesystem zur Verfügung stellen zu können. Derzeit wird an einer Vielzahl von Konstellationen gearbeitet. Klare Tendenzen sind noch schwer zu erkennen. Die Kopplung mit biogenen CO₂-Quellen zeigt besonders im Bereich der Biogastechnologie deutliche Synergiepotenziale. Heute ist aber ein wirtschaftlicher Betrieb aufgrund noch zu hoher Systemkosten und den ungünstigen Marktbedingungen noch nicht möglich. Es ist zu erwarten, dass im landwirtschaftlichen Kontext zukünftig viele PtG-Anwendungen entstehen können. Dies setzt aber neben einer einsatzreifen, kostengünstigen Technologie eine energiewirtschaftlich korrekte Einordnung voraus (z. B. Befreiung von der EEG-Umlage). Nicht zuletzt erfordert es auch eine dann noch verfügbare Biogasinfrastruktur.



Abb. 3: Testplattform des Fraunhofer IEE mit hochflexibler Biogastechnologie (ReBi, links im Bild) und Power-to-Gas Testzentrum mit Elektrolyse (rechts im Bild) (© Fraunhofer IEE)

Gesamtfazit für EE in der Landwirtschaft

Die Randbedingungen für EE in der Landwirtschaft sind grundsätzlich günstig. In Einzelfällen lassen sich schon heute Geschäftsmodelle außerhalb des EEG konstruieren. In Zukunft ist zu erwarten, dass dies immer häufiger gelingen wird. Es wird eine verstärkte Ausrichtung der Systeme auf den betrieblichen bzw. lokalen Kontext erfolgen. Daher gilt es, Systemlösungen zu entwickeln, die eine möglichst hohe Multiplizierbarkeit für viele landwirtschaftliche Konfigurationen aufweisen und leicht an die individuellen Gegebenheiten angepasst werden können. Die notwendige Technologie ist heute vorhanden und Kostensenkungspotenziale, die besonders in der Batterietechnologie noch erforderlich sind, greifbar.

Zukunftstechnologien wie Power-to-Gas können eine bedeutende Rolle spielen, benötigen aber noch technologische Entwicklung, Kostensenkung und sinnvolle energiewirtschaftliche Randbedingungen.

Es erfolgt momentan ein Trendwechsel hin zu einer aktiven Gestaltung ländlicher Energiesysteme mit der Landwirtschaft als treibende Kraft.

Die Rolle der Landwirtschaft im ländlichen Energiesystem



© IEE

Dr. B. Krautkremer, Fraunhofer IEE Kassel, KTBL-Tagung, März 2018, Bayreuth



Übersicht

- Aktuelle Situation
- Bioenergie
 - Im Energiesystem
 - Im System Landwirtschaft
- Andere Erneuerbare Energien in der Landwirtschaft
- Speicher
- Systemdienstleistungen im ländlichen Raum
- Ausblick / Schlussfolgerung

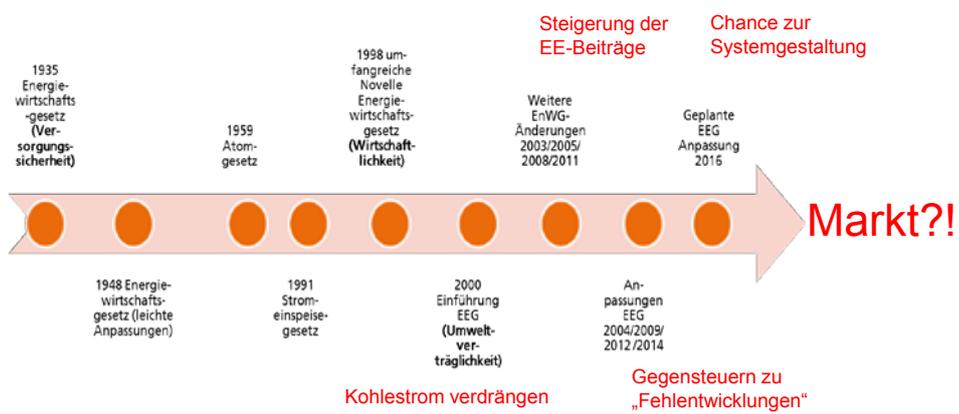


Aktuelle Situation

3



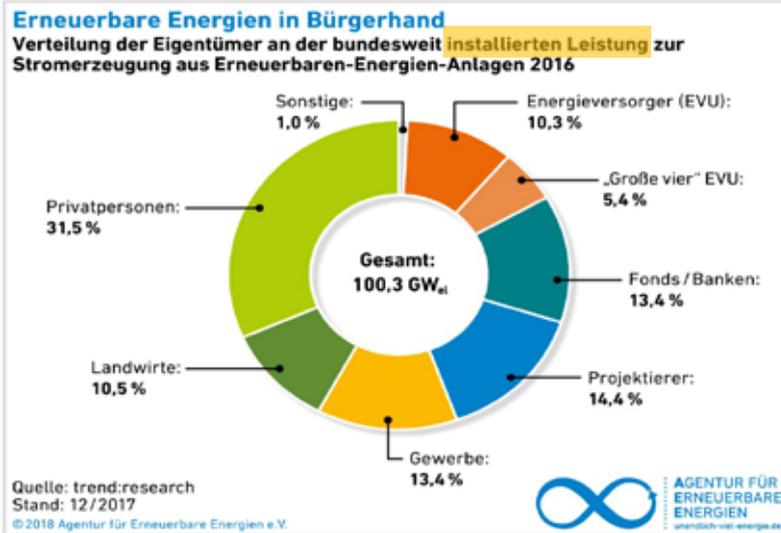
Der gesetzgeberische Prozess



Entwicklung getrieben aus Energiesicht!

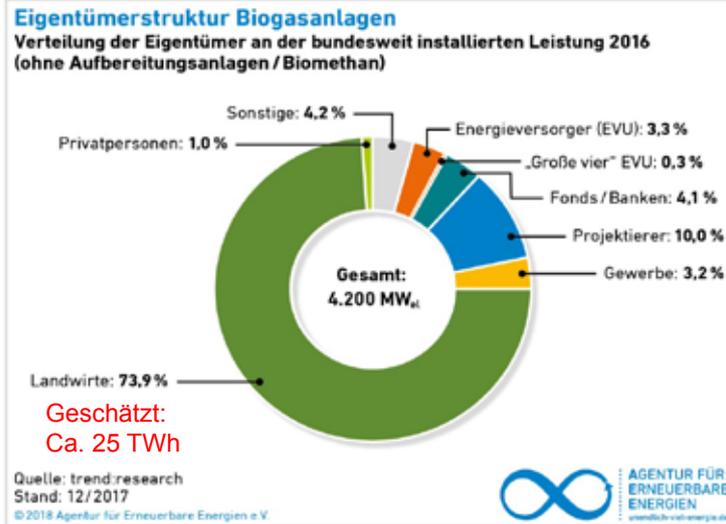


Landwirtschaft als wichtiger Akteur im Bereich der EE



Bioenergie

Eigentümerstrukturen Biogas



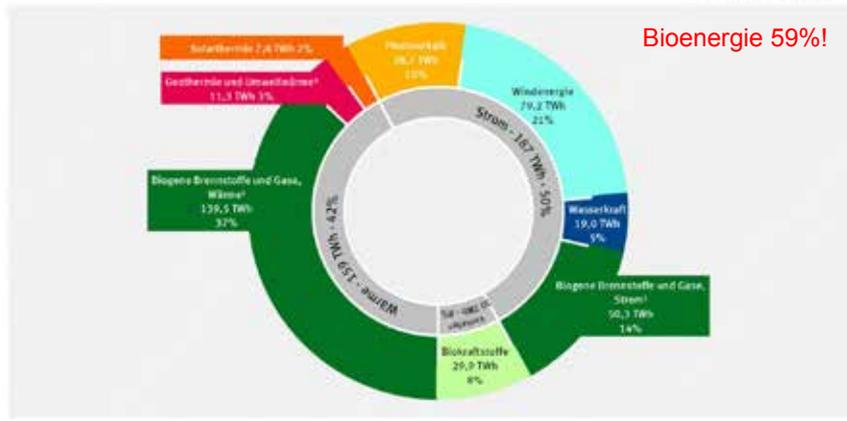
7

Was leistet Bioenergie heute? (Leistung vs. Arbeit)

Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energieträgern (2015)

Gesamtenergiebereitstellung: 376 Terawattstunden (TWh)

DE ges. Endenergie ca. 2500 TWh

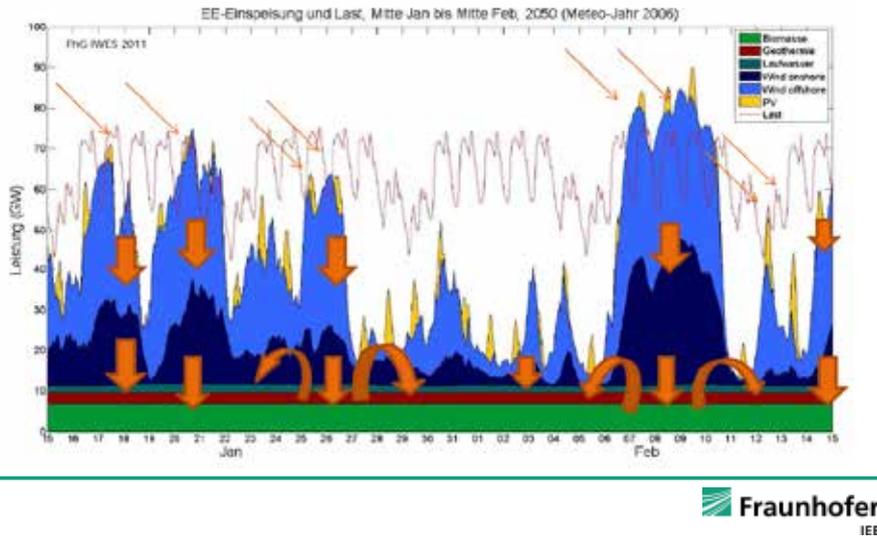


* mit biogenem Anteil des Abfalls
 ** Stromzeugung aus Geothermie etwa 0,1 TWh (nicht separat dargestellt)
 * Verbrauch von EE-Strom im Verkehr etwa 3,8 TWh
 (Abweichungen bedingt durch Rundungen)

Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie auf Basis AGEE-Stud. Zentren zur Entwicklung des erneuerbaren Energies in Deutschland, Stand: 11/2015

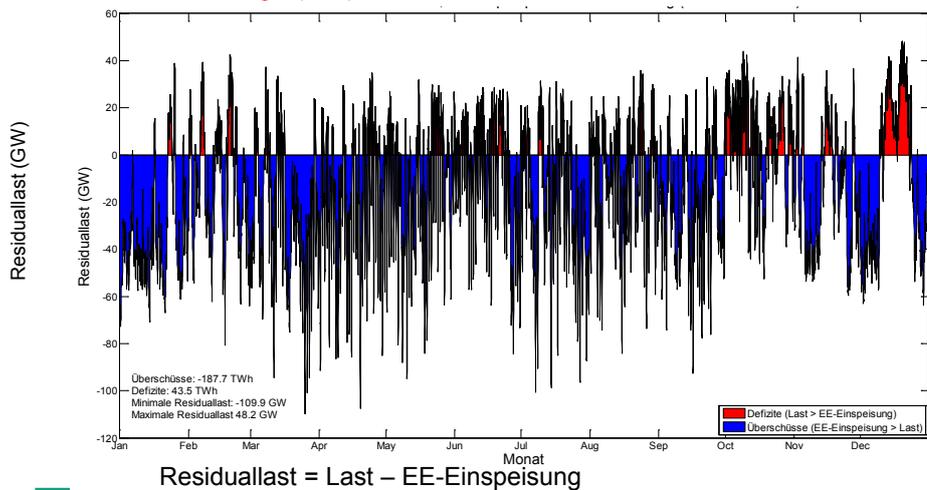
1 PJ = 0,28 TWh, 1 TWh = 3,6 PJ

Netzsituationen bei 100%EE



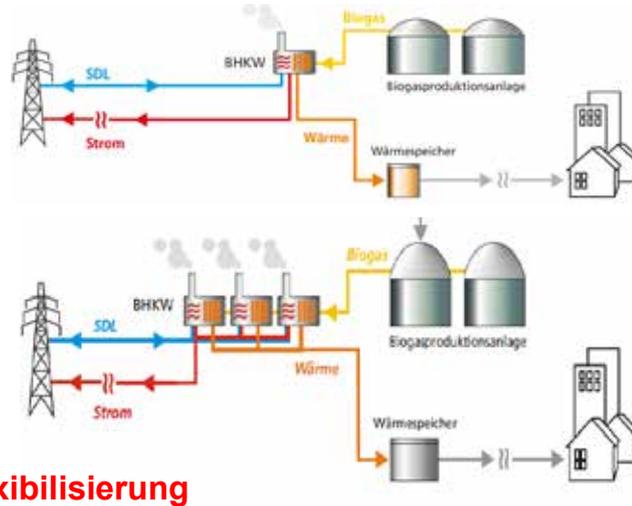
Ausgleichsenergiebedarf ohne e-mobility, Wärmepumpen und Klimaanlagen (Meteo-Jahr 2007)

Inst. el. Leistung aus Bioenergie, Deutschland 2014*: 8,8 GW / 49,1 TWh
 Biogas (2015)**: 4,1 GW / 27,9 TWh



* BMWI AG StatEE, ** Fachverband Biogas

Qualitative Veränderung auf der „Outputseite“ notwendig

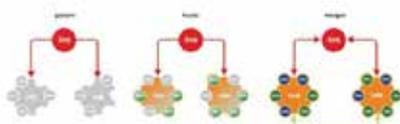


11

Mögliche „Systemdienstleistungen“ durch Bioenergie, Projekte

- Regelleistungsbereitstellung
- Lokale Spannungsstützung
- Blindleistungsbereitstellung in der Fläche
- Hilfestellung beim Netzwiederaufbau
- Notstromfunktion
- Vermeidung von Netzausbau

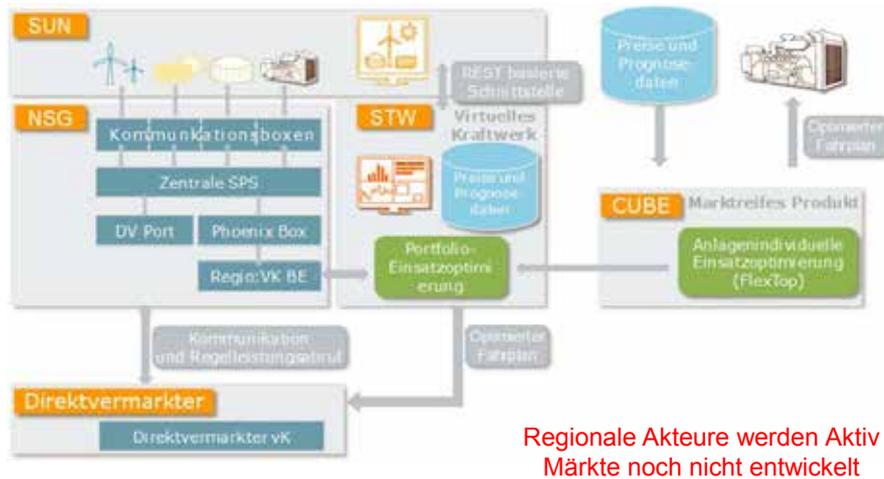
Blick richtet sich zunehmend
auf das Verteilnetz!



NetzKraft



Regionale virtuelle Kraftwerke

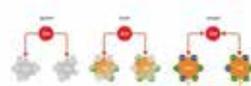


13

Forschungsprojekte im technischen Maßstab



Krautkremer, privat



[Verbundvorhaben: Netzwiederaufbau unter Berücksichtigung zukünftiger Kraftwerkstrukturen \(NETZ:KRAFT\) –](#)
Förderzeitraum 2015-01-01 – 2018-06-30
Ausführende Stelle
Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE), Kassel
Förderkennzeichen 0325776A



Das Forschungsvorhaben ReBi 2.0 (FKZ: 22400114) wird durch die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNW e.V.) im Auftrag des Ministeriums für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) gefördert.

Mit Unterstützung durch:



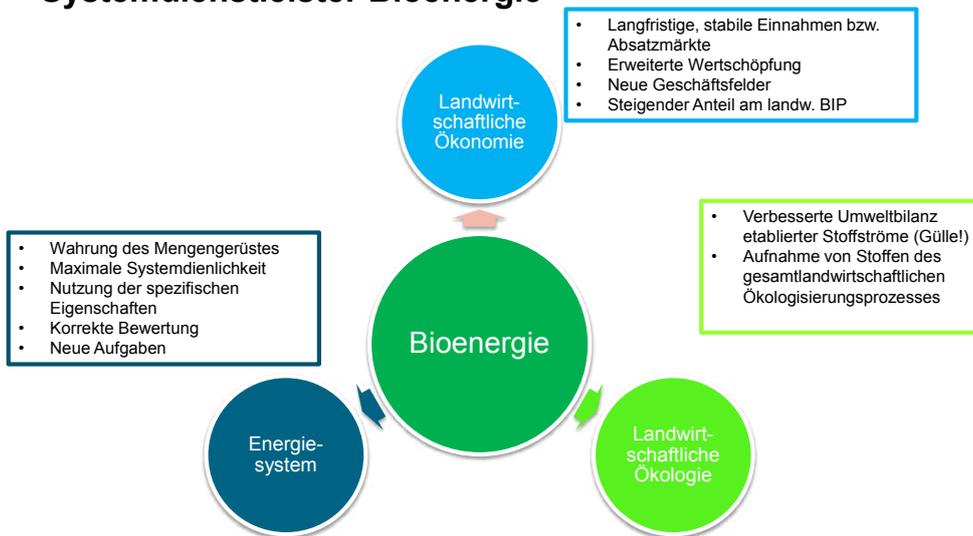
Krautkremer, privat

**Zunehmend im Fokus:
Integration regional / lokal**

Bioenergie im „System Landwirtschaft“

15

Systemdienstleister Bioenergie



16

Systemdienstleistung im „System Landwirtschaft“



Denkansätze:

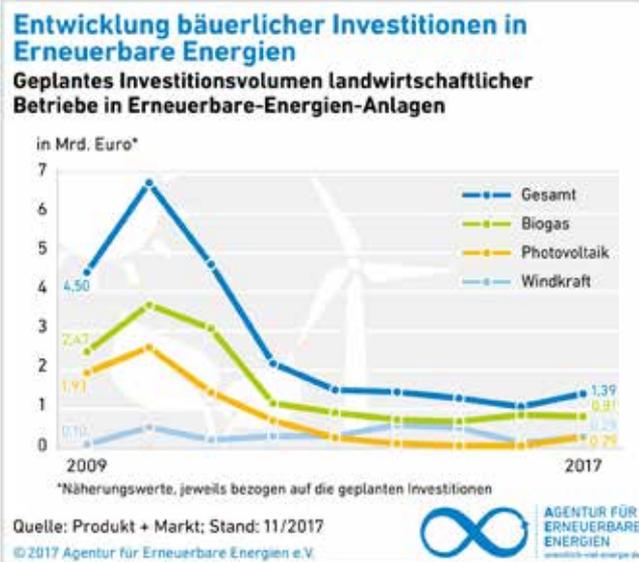
- Bioenergie als integraler Bestandteil der Landwirtschaft
- Nutzung von Rest- und Abfallstoffen
- Ökologische Integration
- Ökonomische Integration
- Gezielte Entwicklung vs. Mengengerüste
- Verbesserung der Nachhaltigkeit der gesamten Landwirtschaft



Im Zuge der Verbesserung der Nachhaltigkeit der Landwirtschaft kann die Bioenergie helfen, Stoffströme jenseits der Nahrungsmittel sinnvoll zu verwerten. **Sie wird so zur Lösung und nicht zur Konkurrenz.**

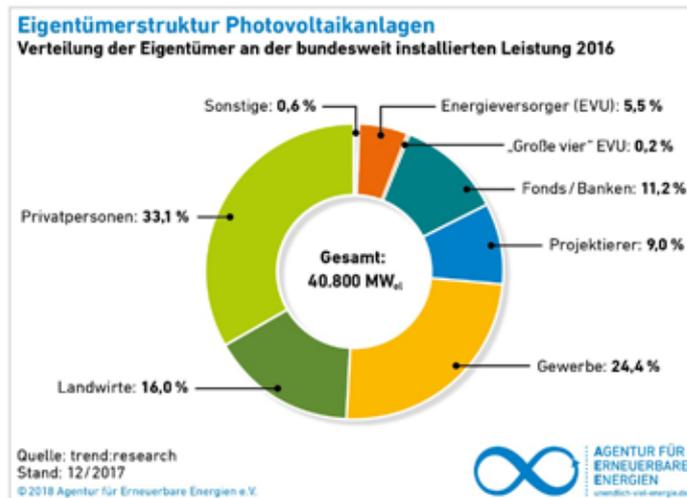
Weitere EE-Formen Im Kontext der Landwirtschaft

Investitionstätigkeit der Landwirtschaft in EE



19

Eigentümerstrukturen PV



20

Photovoltaik und Windenergie



Holzhammer



Zunehmende Attraktivität zur Eigenstromversorgung

Aber: Randbedingungen sind schwierig

Systemnutzen? Umlagen? Speichertechnologie?

21

(Strom) Speicher

22

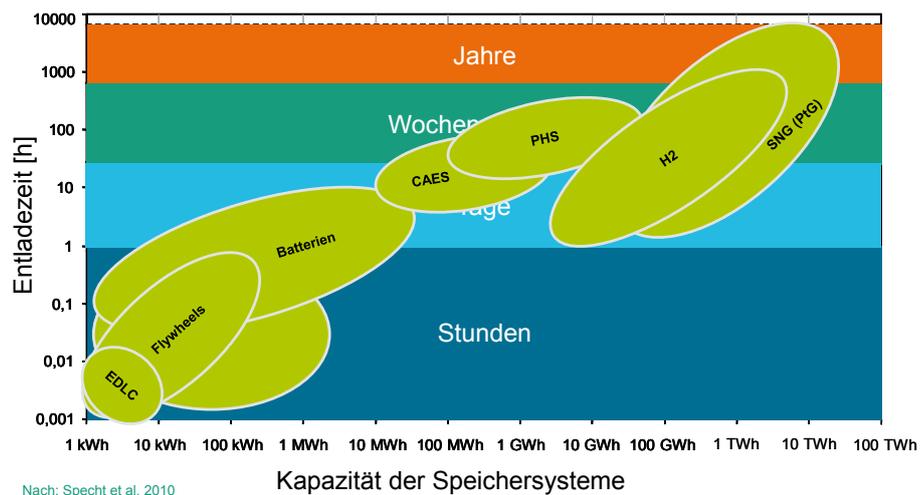
KTBL-Schrift



<https://www.ktbl.de/shop/produktkatalog/show/Product/40110/>
 Gedruckte Version:
 Bestell-Nummer: 40110 · ISBN 978-3-945088-16-6

23

Einordnung der Speichertechnologien



Nach: Specht et al, 2010

24

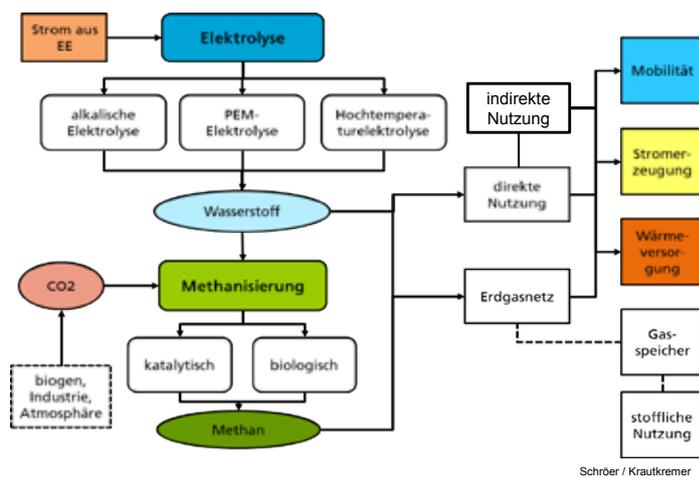
Elektrifizierung landwirtschaftlicher Maschinen

Bilder von elektrisch (Batterie) betriebenen Landmaschinen für die Innen- und Aussenwirtschaft, Bildrechte konnten nicht mehr geklärt werden.

Zunehmende Elektrifizierung → Batteriespeicherkapazität der Betriebe nimmt zu.
 Zyklenlebensdauer der Speicher hoch → Mehrfachnutzen durch Systemintegration
Speichermanagement und -monitoring erforderlich: IEE Systeme

25

Power-to-Gas, ein Oberbegriff



Schröer / Krautkremer

Langzeitspeicherung, Kraftstoffe, Plattformchemikalien
 Technologie- und Marktentwicklung erforderlich

Zusammenfassung

- Die Landwirtschaft trägt einen **erheblichen Teil** der Investitionen in EE und ist einer der wichtigsten Akteure in der Energiewende
- Bioenergie spielt eine wichtige Rolle in allen Sektoren (Strom, Wärme, Verkehr) und leistet derzeit **den größten Anteil** aller EE!
- Bioenergie kann wichtige **ökonomische und ökologische Systemaufgaben** in der Landwirtschaft übernehmen.
- PV und Wind stellen kostengünstige Optionen zur **Eigenversorgung** bzw. für das **lokale System** dar.
- Die derzeitige Entwicklung der **Batteriespeicher** eröffnet heute schon **interessante Perspektiven** sowohl für das Energiesystem als auch für betriebliche Anwendungen.
- Anwendungen wie PTG finden gute Voraussetzungen im Landwirtschaftliche Kontext. Markt und Technologie muss sich aber noch entwickeln.

- **Landwirtschaftlichen Betrieben kommt zunehmend eine aktive Rolle in der Gestaltung ihrer eigenen Energieversorgung zu und sie können wichtige Beiträge im regionalen Kontext leisten.**

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!



Hessisches Biogasforschungszentrum HBFZ, Bad Hersfeld

LLH

Kontaktinformation



Dr.-Ing. Bernd Krautkremer

bernd.krautkremer@iee.fraunhofer.de

0561-7294 420

Abteilungsleiter Bioenergie-Systemtechnik

Bereich: Energieverfahrenstechnik

Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE

Königstor 59, 34119 Kassel



Elektrifizierung in der Landwirtschaft – wo und wofür?

PROF. DR.-ING. PETER PICKEL

John Deere GmbH & Co. KG, Kaiserslautern

Landwirtschaftliche Rahmenbedingungen

Die Elektrifizierung von landwirtschaftlichen, mobilen Arbeitsmaschinen ist eine wesentliche Schlüsseltechnologie für eine nachhaltige Landwirtschaft. Diese Kernaussage wird anhand von drei Thesen bzw. Paradigmen diskutiert:

These 1 – Ohne höhere Effizienz geht es nicht

Allgemein wird angenommen, dass die Nachfrage nach Nahrungsmitteln in den nächsten Jahrzehnten stark steigen wird. Treiber ist neben der zunehmenden Weltbevölkerung vor allem ein angenommener wachsender Wohlstand in Verbindung mit erhöhtem Konsum tierischer Produkte, deren Herstellung in der landwirtschaftlichen Primärproduktion im Vergleich mit pflanzlichen Produkten wesentlich aufwendiger ist. Um diese Herausforderung einer Produktionserhöhung bei begrenzt zur Verfügung stehender Ackerfläche zu bewältigen, muss zwangsläufig der Ertrag bezogen auf die Ackerfläche gesteigert werden.

Parallel dazu wird die Nachhaltigkeit der Landbewirtschaftung immer wichtiger werden. Die Einhaltung der Klimaziele ist gerade für die Landwirtschaft von essentieller Bedeutung. Schließlich ist der Agrarsektor einer der größten Emittenten von Treibhausgasen. Gleichzeitig ist die Landwirtschaft unmittelbar und am stärksten vom Klimawandel betroffen. „Producing more with less“ – gemeint ist eine effizientere Ausnutzung der landwirtschaftlich eingesetzten Ressourcen – ist daher seit einigen Jahren das Leitbild der Europäischen Landmaschinenindustrie (Verband CEMA), das der globalen Verantwortung der Landwirtschaft und der Landtechnik Rechnung trägt (CEMA, CECE, 2011).

These 2 – Ohne Robotik geht es nicht

Nach Daten des Statistischen Jahrbuchs (Statistisches Bundesamt, 2017) sind heute noch knapp 1,5 % der Erwerbstätigen in Deutschland in der Landwirtschaft beschäftigt. Legt man zugrunde, dass davon deutlich weniger als die Hälfte im Vollzeiterwerb tätig sind, kann grob abgeschätzt werden, dass nur noch ca. 1 % der Arbeitskraft in der Landwirtschaft eingesetzt wird. Unsere Gesellschaft befindet sich dabei weiter im strukturellen Wandel der Urbanisierung, sodass in Zukunft noch weniger Menschen im ländlichen Raum leben werden und damit noch weniger Arbeitskräfte im ländlichen Raum zur Verfügung stehen dürften. Das Leitprinzip „Producing more with less“ kann daher auch als Automatisierungsziel verstanden werden – nämlich als angestrebte Produktivitätssteigerung bzw. Steigerung der Produktion bei geringerem Einsatz an Arbeitskräften durch einen höheren Automatisierungsgrad – also durch autonome Landmaschinen bzw. durch Robotik.

These 3 – Ohne erneuerbare Energien geht es nicht

Auf lange Sicht wird die globale Gesellschaft gezwungen sein, Nahrungsmittel vollständig nachhaltig zu produzieren – d. h. insbesondere auf den Verbrauch endlicher Ressourcen wie fossile

Brennstoffe oder aber auch Pflanzennährstoffe wie Phosphor zu verzichten. Anderenfalls ist Nahrungsmittelproduktion nicht nachhaltig. Das Prinzip „Producing more with less“ lässt aber weiterhin eine Nutzung solcher endlichen Ressourcen zu und ist folglich für einen längeren Zeitraum in Frage zu stellen bzw. zu erweitern. Auf lange Sicht sollte Landwirtschaft auch das Prinzip der Unabhängigkeit vom Verbrauch endlicher Ressourcen verfolgen. Das beinhaltet den Ersatz fossiler Treibstoffe durch erneuerbare Energie.

Warum elektrische Antriebe?

Drei Hauptgründe sprechen für die weitere Verbreitung von elektrischer Antriebstechnik bei mobilen Landmaschinen (und natürlich auch bei anderen mobilen Arbeitsmaschinen).

Höchste Effizienz

Als erstes zu nennen ist die extrem hohe Effizienz elektrischer Antriebe und Leistungselektronik bei komplexen Antriebsaufgaben. So sind für elektrische Antriebs Elemente Wirkungsgrade deutlich über 90 % zu erzielen und auch mit Batterie-elektrischen Systemen kann eine hervorragende Effizienz erzielt werden (Kegel 2017). Gleichwohl bleiben heute für vollelektrische Systeme noch zwei Probleme, nämlich die noch unbefriedigende volumetrische Speicherdichte sowie die zu hohen Kosten für die Energiespeicherung. Allerdings darf angenommen werden, dass in nicht allzu ferner Zukunft Kosten und Speicherdichte erheblich verbessert werden können oder völlig neue Energieversorgungskonzepte für mobile Anwendungen entwickelt werden, die die genannten Probleme fundamental lösen.

Exzellente steuer- und regelbarkeit

Der Verband der europäischen Landmaschinenhersteller CEMA sieht Potenziale in vier Bereichen, um das Leitprinzip „Producing more with less“ umzusetzen. Dies sind neben der Steigerung der Maschineneffizienz auch eine verbesserte Benutzerführung, der Einsatz erneuerbarer Energie sowie die Verbesserung der Prozessgestaltung und -führung. Dabei werden heute die größten Potenziale in der Verbesserung der Prozessgestaltung bzw. -führung gesehen, unter der vor allem die Einführung einer hochautomatisierten Präzisionslandwirtschaft von autonomen Maschinen und Smart-Farming-Technologien verstanden wird. Eine Vision ist dabei, die Pflanzen nach Möglichkeit individuell mit Wasser und anderen Nährstoffen sowie mit Pflanzenschutzmaßnahmen so zu versorgen, dass der Mitteleinsatz minimiert wird.

Elektrische Antriebe sind durch unabhängige Steuerbarkeit, durch exzellente Regelbarkeit und höchste Dynamik die Schlüsseltechnologie auf dem Weg zu einer solchen hochpräzisen Landwirtschaft. Als Beispiel hierfür kann das JD-Einzelkornsaatssystem ExactEmerge genannt werden (Abb. 1). Je Saatreihe sind bei diesem System zwei elektrische Servomotoren dafür verantwortlich, die Saatkörner entgegen der Fahrtrichtung des Traktors zu beschleunigen und mit einer Relativgeschwindigkeit $v = 0$ gegenüber dem Boden so abzulegen, dass sie nicht verrollen. Das System arbeitet bis nahezu 20 km/h und erlaubt zukünftig eine genaue Kenntnis über den jeweiligen Standort der Nutzpflanzen, was z. B. eine mechanische Unkrautbekämpfung ermöglicht, da Pflanzen neben bzw. zwischen den Nutzpflanzen automatisch als Beikräuter identifizierbar sind. Solche



Abb. 1: Das John Deere ExactEmerge System wurde auf der SIMA und Agritechnica 2015 mit Innovationspreisen ausgezeichnet. Es ermöglicht das Zentimeter genaue Ablegen einzelner Saatkörner bei Arbeitsgeschwindigkeiten von fast 20 km/h entsprechend vorgegebener Muster, sodass immer der optimale Pflanzabstand eingehalten wird – eine Voraussetzung für die spätere optimale Nährstoff- und Wassernutzung jeder individuellen Pflanze (Quelle: John Deere)

und vergleichbare Systemansätze werden in den kommenden Jahren immer mehr Einzug in die Landwirtschaft erhalten. Sie sind mit anderen als elektrischen Antriebstechniken wie Hydrostatik, Pneumatik oder Mechanik nicht darstellbar.

Zugang zu erneuerbaren Energien

Die Landwirtschaft ist der einzige produzierende Wirtschaftsbereich, der gleichzeitig in großem Umfang Energieerzeuger und Energieverbraucher ist. Als Erzeuger erneuerbarer Energie leistet die Landwirtschaft einen wesentlichen Beitrag zur Herstellung erneuerbarer Energie oder ist zumindest indirekt daran beteiligt, indem sie die notwendige Landfläche für die Produktion des größten Teils aller erneuerbaren Energie bereitstellt. Die dem ländlichen Raum zuzuschreibende erneuerbare Energie ist strukturell äußerst heterogen. Sie basiert auf der Erzeugung verschiedener biogener Brennstoffe sowie auf der Erzeugung von Elektrizität. Der Elektrizität kommt eine überragende Rolle zu, da die in der Regel stationäre Energieerzeugung fast immer mit der Generierung von Elektrizität verbunden ist und weil die Elektrifizierung des Mobilitätssektors sowie die Bereitstellung von Systemdienstleistungen für das elektrische Versorgungsnetz von herausgehobener Bedeutung für die Zukunft unserer Gesellschaft sein werden. In keinem anderen Sektor kann die gewünschte Wechselwirkung zwischen dem stationären Netz und dem mobilen Fahrzeug so gut gestaltet werden wie in der Landwirtschaft, da hier die Fahrzeuge nach ihrer Arbeit zu ihrem Heimatpunkt, dem Hof zurückkehren. Dies bedeutet, dass hier in einfacher Weise eine Infrastruktur für Elektromobilität geschaffen werden kann, die anders als etwa bei PKWs nicht flächendeckend sein muss. Auch die Infrastruktur für den Umgang mit schwer handhabbaren Komponenten ist vorhanden. So sind etwa schwere Batterien in Batteriewechselkonzepten landwirtschaftlich einfach handzuhaben, da die Landmaschinen Hebevorrichtungen ohnehin verfügbar haben.

Landwirtschaftliche Betriebe haben dank großer Dach- und Freiflächen und durch die Erzeugung von Biomasse aus dem Ackerbau und durch die Nutzung von Gülle aus der Tierhaltung ein sehr großes Potenzial zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung, und bieten auch verschiedene Speicher- und Flexibilitätsoptionen, die mit einer zunehmenden Durchdringung des Stromerzeugungsparks mit Erzeugungsanlagen mit wetterabhängiger Höchstleistung (Windkraft- und PV-Anlagen) für die Gesamtsystemstabilität und -optimierung immer wichtiger werden.

Innerhalb der Projekte eE-Tour Allgäu und LIB-Off-Road (Förderung durch BMWi, Projektträger DLR und TÜV Rheinland) stellte John Deere zwei Prototypen sogenannter Mild-Hybridtraktoren mit großen Lithium-Ionen-Batterien entwickelt, getestet und gezeigt. Landmaschinen mit Hybridantrieben werden technologisch ein wichtiger (Zwischen-) Schritt auf dem Weg zu vollelektrischen Fahrzeugen sein. Auf lange Sicht werden vollelektrische Antriebssysteme eingeführt werden. Im Projekt SESAM (Förderung durch BMWi, Projektträger DLR) entwickelte John Deere einen vollständig Batterie-elektrischen Traktor. In weiteren Nachfolgeprojekten (derzeit Schaufensterprojekt Designetz sowie 3connect, Förderung durch BMWi, Projektträger PTJ und DLR) stellt John Deere mit zahlreichen Kooperationspartnern die konzeptionelle Einbindung von batteriebetriebenen, elektrischen Landmaschinen in kleine bis mittelgroße dezentrale Stromnetze in den Vordergrund. Diese Stromnetze können durch die landwirtschaftliche Energieerzeugung und gerade durch die Speicherung elektrischer Energie auf den mobilen Maschinen unterstützt werden, was zu einem neuen Geschäftsmodell für landwirtschaftliche Betriebe weiterentwickelt werden soll, eine wesentliche Voraussetzung, um auch eine wirtschaftliche Nachhaltigkeit zu erzeugen, ohne der Übergang zu erneuerbaren Energie nicht stattfinden und somit die Unabhängigkeit von fossilen Kraftstoffen nicht erreicht werden kann.

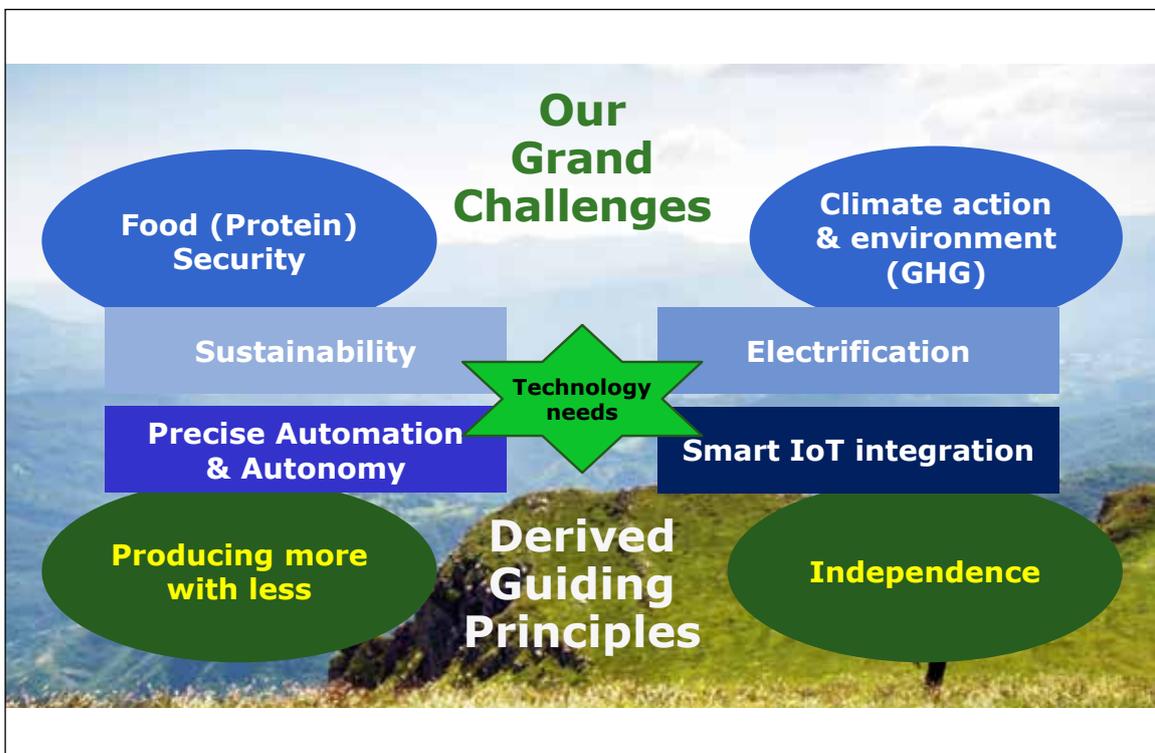
Literatur

- CEMA, CECE (2011): CECE and CEMA – Optimising our industry to reduce emissions. (CECE and CEMA success stories to reduce CO2). CECE Committee for European Construction Equipment, CEMA European Agricultural Machinery, Oct. 17th 2011, Brussels
- Statistisches Bundesamt (2017): Statistisches Jahrbuch - Deutschland und Internationales 2017, Wiesbaden
- Kegel, V. (2017): Batterieelektrischer Traktor. Dissertation, Fakultät V – Verkehrs- und Maschinensysteme der Technischen Universität Berlin



Electrification in Agriculture Where and what for?

Prof. Dr.-Ing. Peter Pickel
Deputy Director
John Deere European Technology Innovation Center



John Deere ExactEmerge



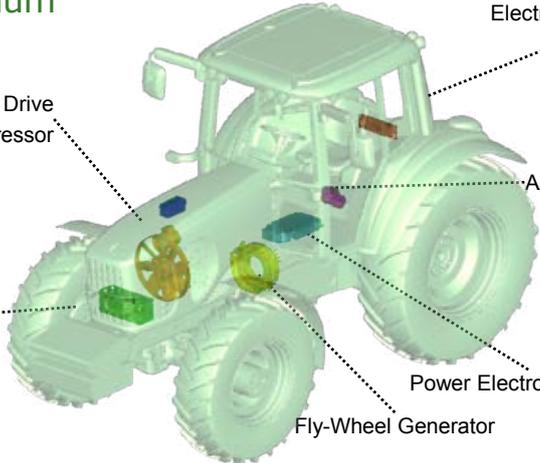
Electric system characteristics

- 56 V PTO generator or
- High power AEF connector
- 2 servo-motors per row unit

3 | Prof. Dr.-Ing. Peter Pickel | Mar. 2018



History of Mild Hybrid Tractors 2007 - E-Premium



Electronic Control Units

Fan Drive w/ Air Compressor

A/C Compressor

Battery (14VDC)

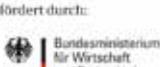
Power Electronics Board

Fly-Wheel Generator

4 | Prof. Dr.-Ing. Peter Pickel | Mar. 2018



Overview on SESAM projects (el.)

<p>Echtzeit-Ethernet Kommunikation (Real-Time Ethernet Communication)</p>	<p>2008-2010</p> <p>Gefördert durch:  aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages</p>
<p></p> <p>Gefördert durch: </p>	<p>High voltage battery design 2009 – 2012</p>
<p>      </p>	<p>Grid integration of EV Business case for electrification / additional value 2009 – 2020</p> <p>SINTEG und </p>

5 | Prof. Dr.- Ing. Peter Pickel | Mar. 2018

 JOHN DEERE

HV-Tractor-Systems

IKT FÜR ELEKTROMOBILITÄT

Gefördert durch:

 Bundesministerium
für Wirtschaft
und Technologie

**cooperative,
electrified
ag machines**

LIB-Off Road intern 12kWh	eTour/econnect extern 50kWh	BatteryBoost extern 105kW el. power 35kWh	SESAM Tractor full electric 130kW el. power 130kWh
--	--	---	--

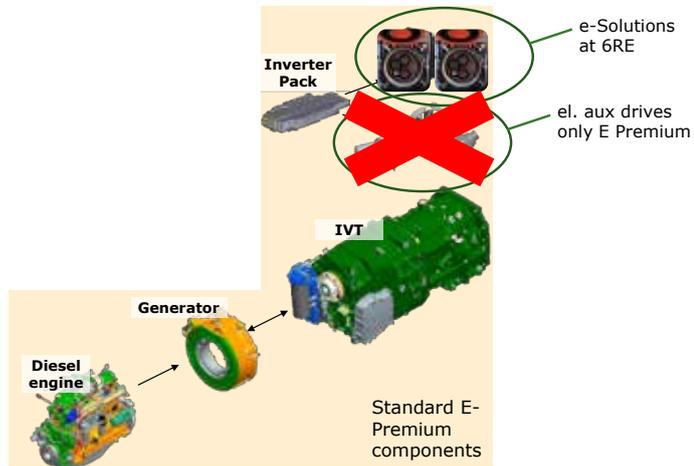




6 | Prof. Dr.- Ing. Peter Pickel | Mar. 2018

 JOHN DEERE

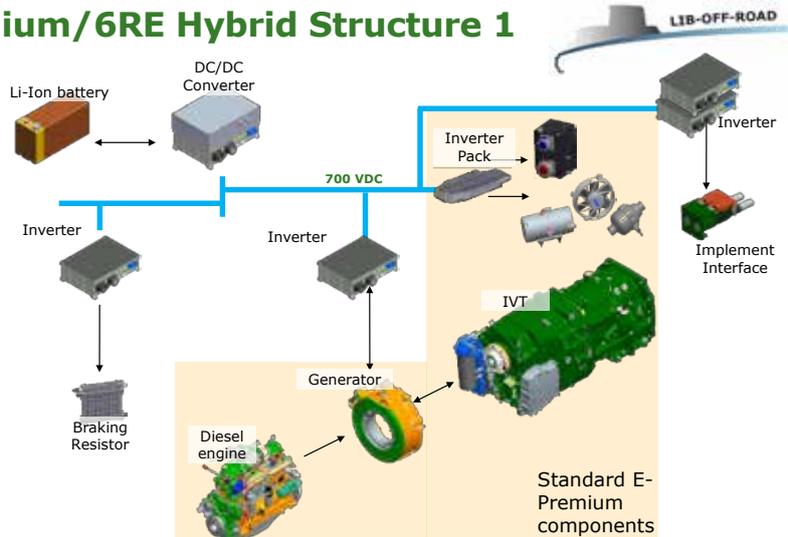
E Premium and 6RE – System Overview



7 | Prof. Dr.-Ing. Peter Pickel | Mar. 2018

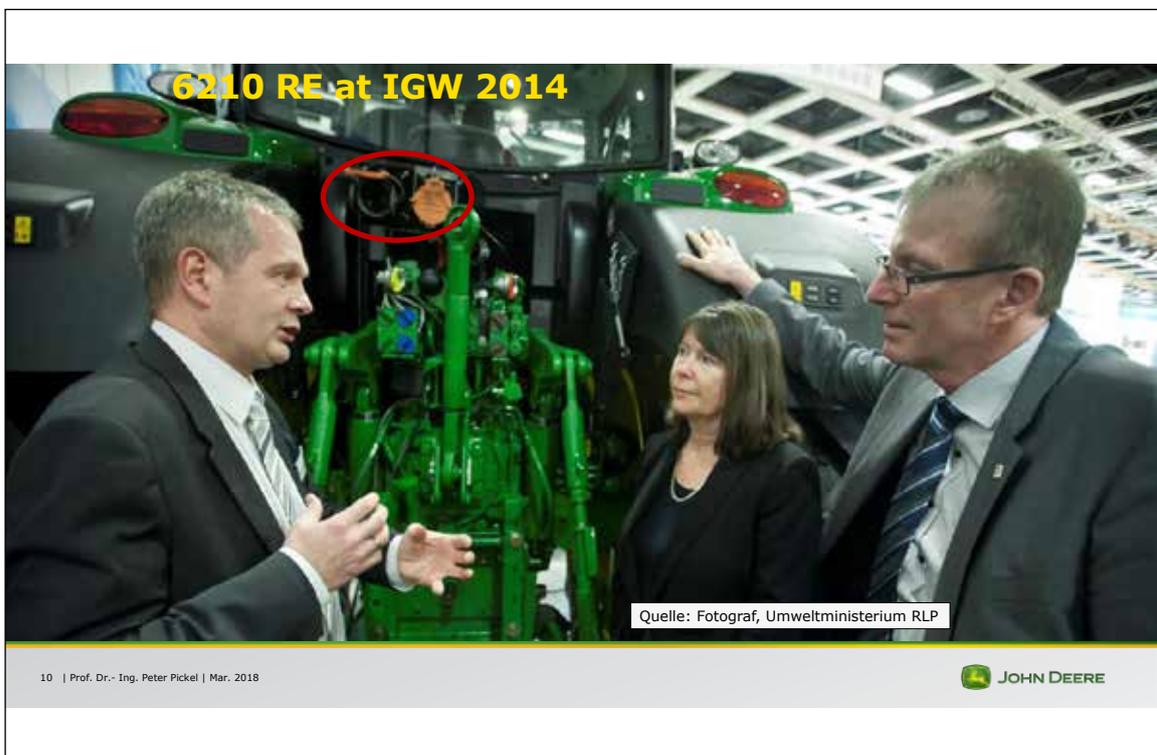


E-Premium/6RE Hybrid Structure 1



8 | Prof. Dr.-Ing. Peter Pickel | Mar. 2018





Needed new interfaces (AEF Gen 2)



Power contacts
DC / AC (High voltage, high power)



Real time Ethernet (EtherCAT)
compliant data interface

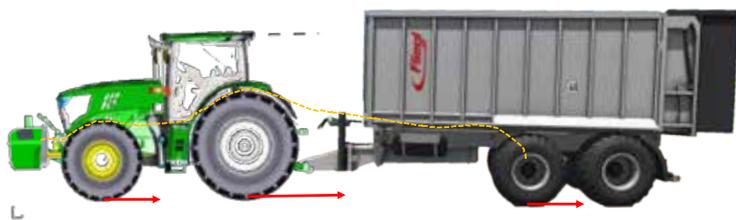
Additional Low Voltage (48/56VDC)
interface needed?

Source: Sobotzik

11 | Prof. Dr.-Ing. Peter Pickel | Mar. 2018



Smart Power generation and 3rd Axle Drive Strategy



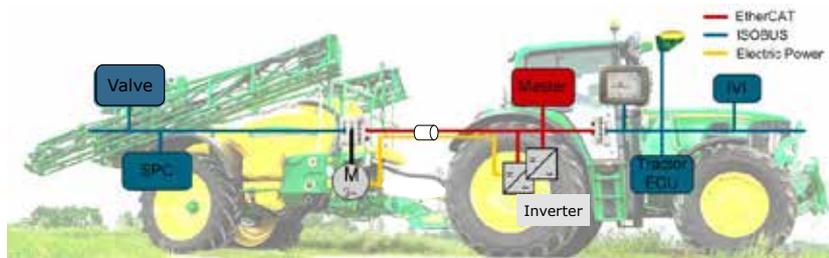
Distribute engine power between the tractor & a third axle on implements

- Front hitch mounted and PTO driven generator
- Provide **up to 80/100kW** electric power to implements
- Provide **additional 20-60 PS** engine boost
- Multiple (3) electric tractor-implement interfaces
- **Modular solution** - necessary infrastructure packaged in one (power electrics, cooling, lubrication)
- **Drive strategy** for 3rd powered axle
- Ability to drive further electric implements such as fertilizer spreader, swather, pumps, fans, disks, ...

12 | Prof. Dr.-Ing. Peter Pickel | Mar. 2018



E-Sprayer Demonstrator for ISOBUS via EtherCAT

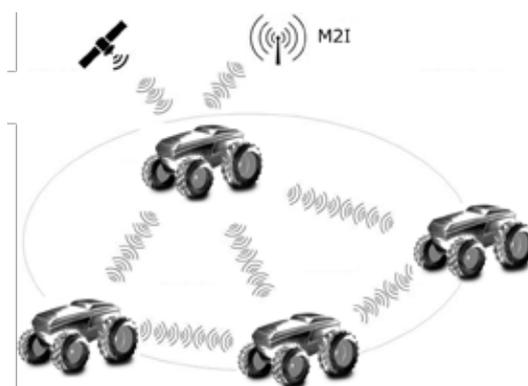


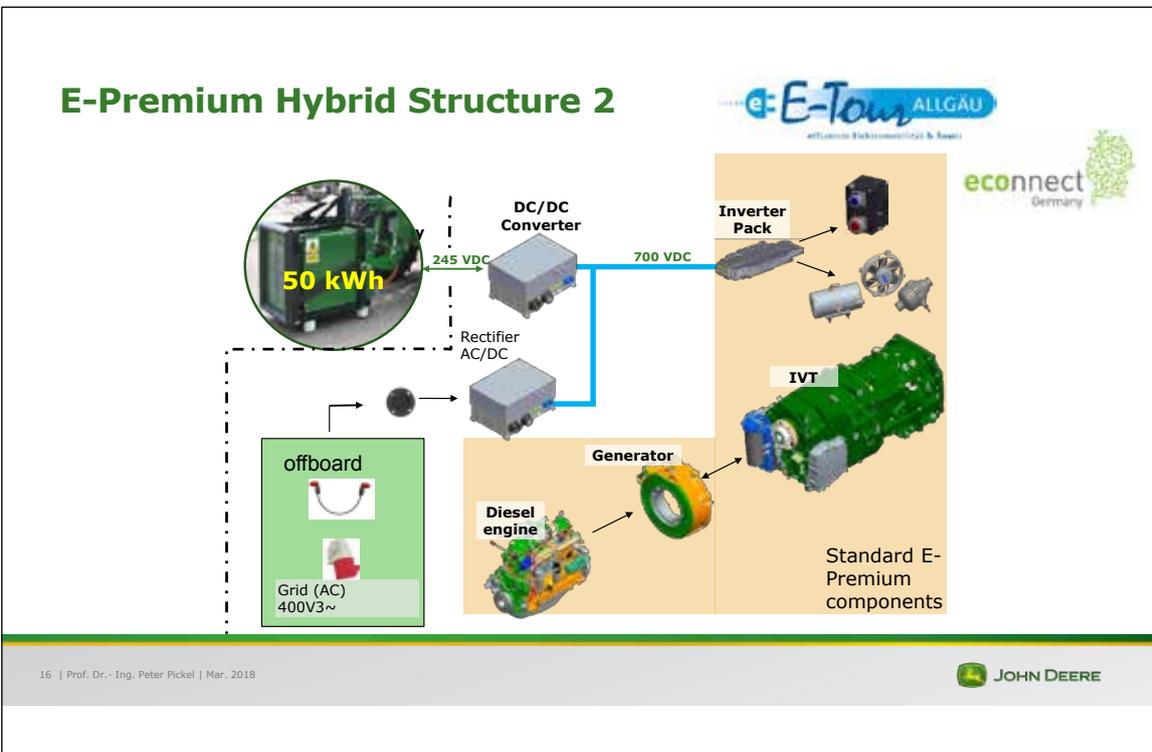
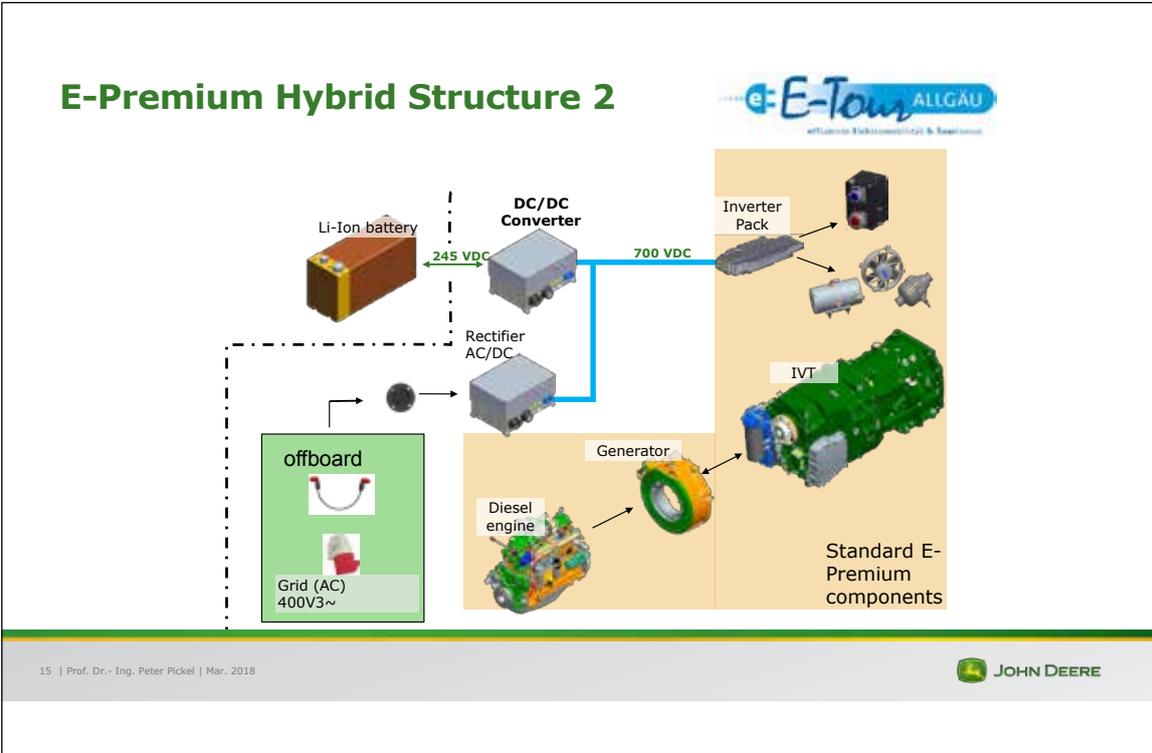
- High speed communication of rotor position (100 μ sec cycle time)
- Monitor and control of implement inverters through an ISOBUS based interface
- Tunneling of ISOBUS traffic over EtherCAT

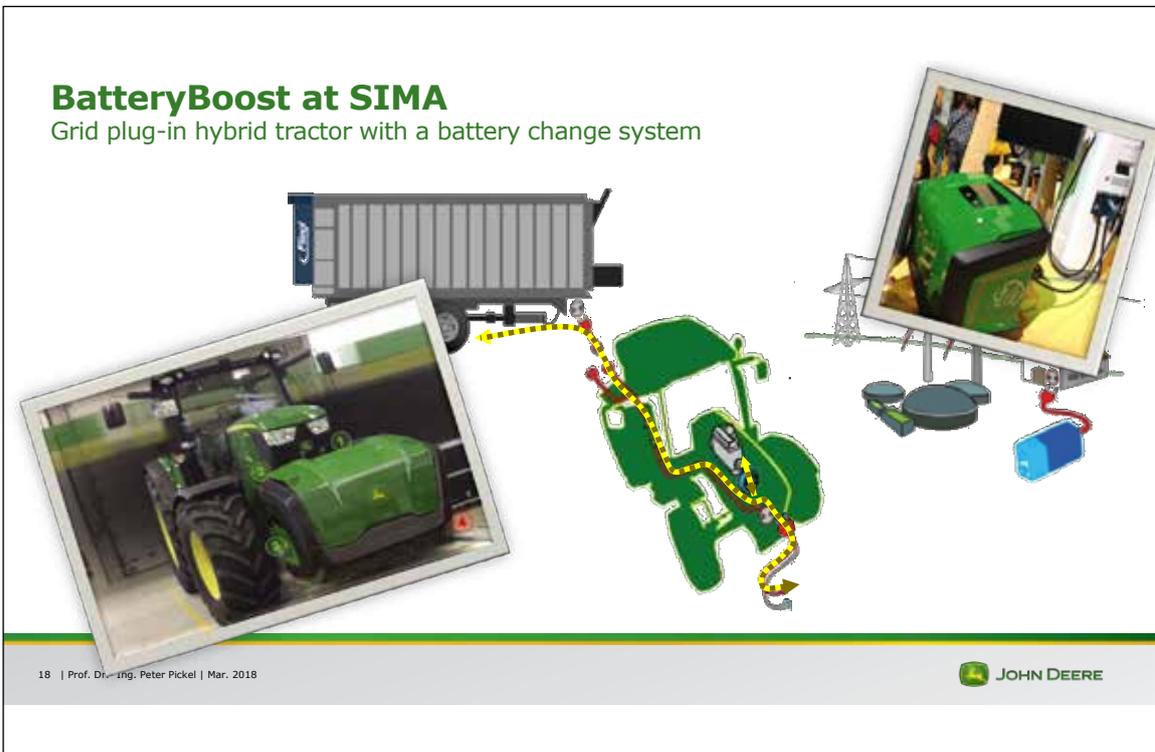
Automation enabler 5G

5G Connectivity

- Internet of things, communication between everything (infrastructure, swarms, M2M, M2x ...) at high bandwidth
- Introduction 5G standards
- Decentralized cellular grids / sub-cloud management with lowest latency
-







Intelligent Energy Management

Increased operational time of battery → 8760 h/a

19 | Prof. Dr.-Ing. Peter Pickel | Mar. 2018

Overview

Engine off

Electrical engine boost

Grid integration

BatteryBoost hybrid tractor features

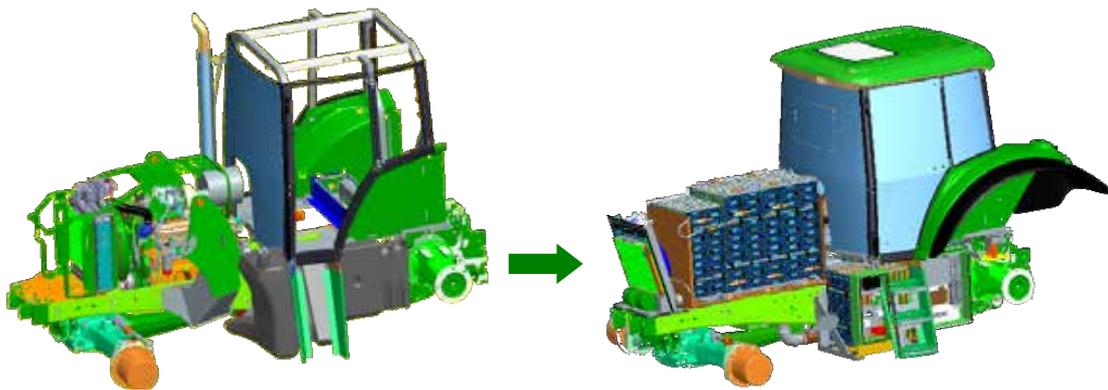
- Filling processes
- Comfort applications
- Intelligent power supply

- Boost at all speeds
- Range extension
- Smoothing transient engine operation
- Recuperative breaking

- Cost effective integration through CCS 2
- Energy / capacity trading
- Emergency power generator
- Battery exchange concept
- Smart power/energy management

20 | Prof. Dr.-Ing. Peter Pickel | Mar. 2018

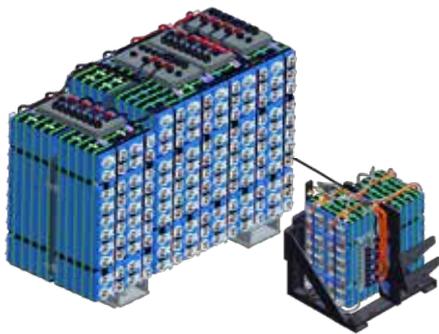
SESAM fully battery electric tractor



21 | Prof. Dr.- Ing. Peter Pickel | Mar. 2018



Lithium Ionen Battery



1 cell

Nominal Voltage	3.7 V
Max. discharge current	200 A
Nominal capacity (C/3)	200 Ah
Max. constant power (1h)	740 W



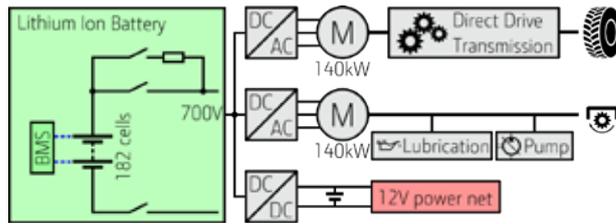
182 cells (series connection of all cells)

673.4 V
200 A
200 Ah
133.200 W

22 | Prof. Dr.- Ing. Peter Pickel | Mar. 2018



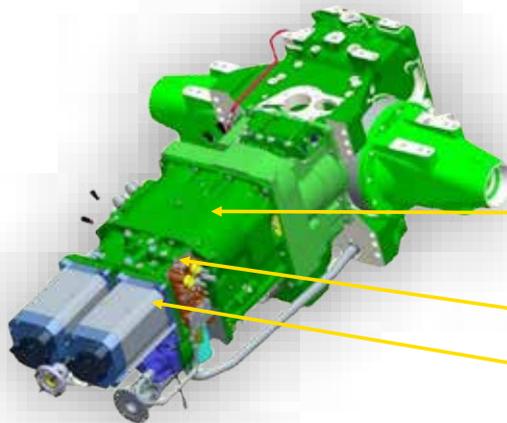
Fully battery electric tractor Concept



23 | Prof. Dr.-Ing. Peter Pickel | Mar. 2018



Electrified power train



Standard 6R Direct Drive gear and rear axle

Modified PowerReverser

2 electro motors (drive and auxiliaries/PTO/hydraulics)

24 | Prof. Dr.-Ing. Peter Pickel | Mar. 2018



SESAM

Battery Electric Tractor Exhibit for SIMA 2017



25 | Prof. Dr.-Ing. Peter Pickel | Mar. 2018



Battery electric tractor with central transmission – why?

- Constant power speed range:
 - Drive (operation) speed range from 3 km/h to 50 km/h (1:17) at full load cannot be met with electric machines (maximal ratio at 1:2 to 1:3) or ...
 - ... electric machines and inverters need to be heavily oversized, thus growing overproportionally in size and costs and losing efficiency
- Differential gear with lock allows to transmit full (or at least significantly high) power to a single wheel. Pure electric solution would demand multiplying rated power of electric wheel motors.

26 | Prof. Dr.-Ing. Peter Pickel | Mar. 2018



Sowjet Tractors until 1950s



27 | Prof. Dr.-Ing. Peter Pickel | Mar. 2018



10 theses

1. Electric drive trains are the future (effectivity, controllability, renewable energy)
2. Tractor-implement-electrification important driver (hen and egg problem)
3. New generation of tractor implement communication needed
4. Volumetric energy storage density (limited range) of batteries still insufficient (possibly new power transfer solutions for infrastructure to machine)
5. Missing business case for (full) batteries electric ag machines
6. Hybrid systems depending on need for boost power
7. Tractors will need to adapt transmission ratio
8. Self propelled machines might have electric direct drives (single wheel drives)
9. Grid services with grid-plug-in systems as new business cases
10. Standard for bi-directional power transfer via CCS 2 missing

28 | Prof. Dr.-Ing. Peter Pickel | Mar. 2018





Szenarien der Systemkonfiguration elektrifizierter Arbeitsmaschinen

PROF. DR.-ING. HABIL. T. HERLITZIUS

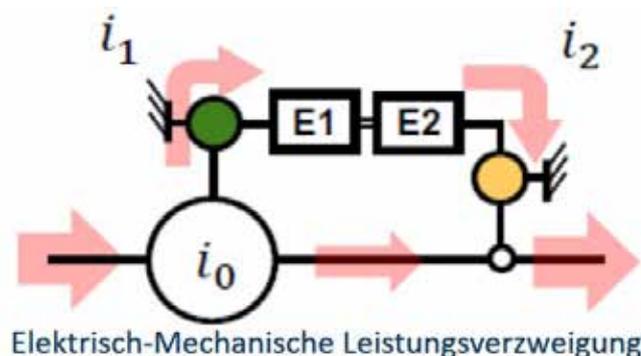
Technische Universität Dresden, Fakultät Maschinenwesen, Institut für Naturstofftechnik

Potenzial und Herausforderungen

Zukünftig werden elektromechanisch wirkende Antriebskomponenten in Fahrzeugen im Zuge von Energieeffizienzmaßnahmen und Funktionalitätserweiterungen an Bedeutung gewinnen. Mit derartigen Lösungsansätzen lassen sich zentrale und dezentrale Antriebe bis hin zum gesamten Antriebsstrang vereinfachen. Elektromechanische Antriebe als kombinierbare Systemlösungen in mobilen Landmaschinen eröffnen völlig neuartige Möglichkeiten für Funktionalitätserweiterungen, die sich besonders in Automatisierungslösungen zur Steigerung von Produktivität und Qualität amortisieren werden. Die große Herausforderung ist es, aus der enormen Vielfalt von Anwendungen, Anforderungen und Einsatzbedingungen in globalen, aber auch stark segmentierten, Märkten methodische Integrationsprinzipien für elektrifizierte Antriebstechnologien abzuleiten und zu begründen, um auf deren Basis wirtschaftlich erfolgreiche Antriebskonzepte für Arbeitsmaschinen zu entwickeln. Auch wenn aktuell die Bestrebungen zur Elektrifizierung etwas ins Stocken geraten sind und der ganz große Durchbruch noch nicht direkt absehbar ist, besteht in der Branche eine grundlegende Übereinstimmung, dass elektrifizierte Antriebe zwecks Automatisierung und besonders zur Realisierung neuer Maschinenkonzepte kommen werden. Aus den vielfältigen, von Industrie und Forschung bisher vorgestellten, Beispielen lässt sich der Grundwiderspruch zwischen Kosten, Gewicht und Bauraumbedarf im Gegensatz zum hervorragenden Automatisierungspotenzial und der Generierung neuer Prozessdaten für die Verfahrensautomatisierung und Zuverlässigkeitsverbesserung ableiten.

Wirtschaftlichkeit durch Leistungsdichte

Für die Wirtschaftlichkeit von elektrischen Fahrantrieben für Landmaschinen ist besonders eine hohe Leistungsdichte unabdingbar. Elektrische Antriebssysteme mit E-Maschinen im Bereich von 6.000 bis 10.000 Umin^{-1} liefern zusammen mit den nötigen Getrieben den besten Kompromiss. Leistungsverzweigte Systeme sind sehr sinnvoll und reduzieren den Kostenanteil der elektrischen Komponenten signifikant, wenn nur eine begrenzte Variabilität um den Arbeitspunkt herum benötigt wird. Für den Fall, dass der Leistungsbedarf in leistungsverzweigten oder direkten Antrieben

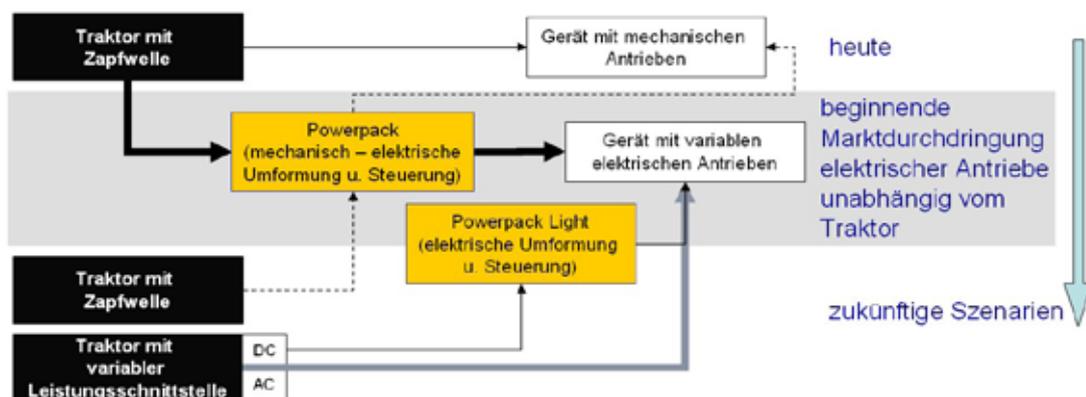


unter 20 kW liegt, kommen auch Niedrigvoltarchitekturen mit einem Spannungsniveau $< 60\text{ V}$ in Betracht, da hier in naher Zukunft eine stark steigende Verfügbarkeit von Komponenten aus dem Automotive-Bereich der E-Mobilität erwartet wird. Entwicklungskosten für elektrisch leistungsverzweigte Getriebe sollen mithilfe eines Baukastensystems gesenkt werden, sodass auch Fahrzeugherstellern mit moderaten und kleinen Stückzahlen – insbesondere KMU – Zugang zur dieser Technologie möglich wird.

Mit der Integration der elektrischen Antriebe in die Bauräume von Funktionsbaugruppen kann nicht nur das Problem der größeren spezifischen Volumina pro kW Antriebsleistung im Vergleich zu Mechanik und Hydraulik adressiert werden, sondern es kann sogar noch besonders von mechanischen Antrieben verbrauchter Bauraum für Funktionselemente freigemacht werden, wodurch bei gleichem Bauraum ein Wachstum der Produktivität der Gesamtmaschine erreicht werden kann.

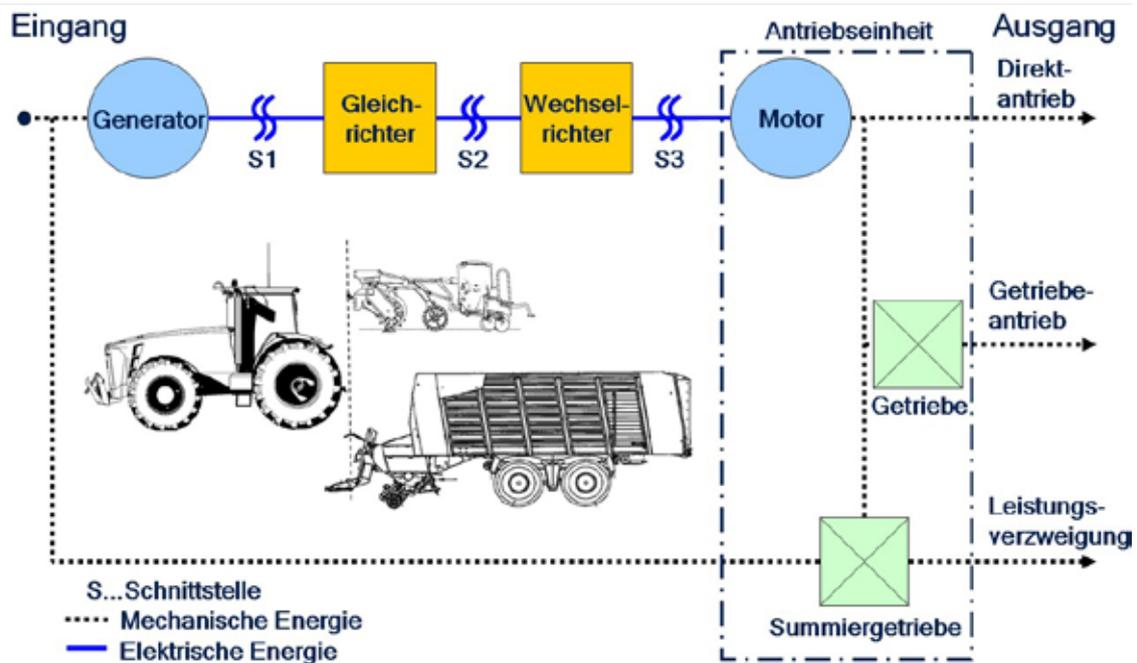
Verteilung von elektrischen Komponenten auf Traktor und/oder Gerät

Von Beginn an gibt es die Diskussion um die Platzierung der einzelnen Komponenten der elektrischen Systeme und demzufolge besonders um die Definition der Schnittstelle zwischen Traktor und Gerät. Dadurch dass sich die Teilsysteme auf Traktor und Gerät gegenseitig bedingen, ergibt sich zusätzlich noch die Frage, welche Maximalleistung auf dem Traktor installiert werden muss und wie ein Markteintritt stattfinden kann, wenn sich Traktoren- und Gerätehersteller nicht bei dem Eintrittszeitpunkt abstimmen. Nachfolgende Grafik zeigt ein durchaus denkbare Szenario wie sogenannte Powerpacks als eigenständige modulare Systeme die mechanisch-elektrische Umformung der Leistung vornehmen, um elektrifizierte Geräte mit konventionellen Traktoren versorgen zu können.



Besondere Bedeutung hat die Fragestellung, ob der Traktor Gleichstrom oder frequenz-geregelten Wechselstrom bereitstellt. Das ist nicht nur für die Auslegung der Schnittstelle von Bedeutung, sondern hat entscheidende Einfluss darauf, ob die Kosten für die jeweilige Leistungselektronik eines variablen Funktionsantriebes vom Traktor oder vom Gerät getragen werden muss und welche Komplexität die Echtzeitregelung der Endantriebe hat. Um robuste und wirtschaftliche Systemarchitekturen zu entwickeln, ist es deshalb wichtig im Gesamtsystem zu denken und auch die Wirtschaftlichkeit nur im Gesamtsystem zu bewerten. In der nachfolgenden Grafik ist die prinzipielle Systemarchitektur elektrifizierter Antriebe dargestellt.

Wenn „S3“ die Schnittstelle zwischen Traktor und Gerät darstellt, können ein bis drei Drehstromverbraucher auf dem Anbaugerät versorgt werden. Einfache Anbaugeräte können entsprechend flexibel vom Traktor versorgt werden. Wenn dagegen „S2“ die Trennung zwischen Traktor und Gerät darstellt, dann können die auf dem Gerät befindlichen Wechselrichter anwendungsge- recht ausgelegt werden und sind nur in der Summe der Leistung, aber nicht zahlenmäßig begrenzt.



Werden alle Traktor-Geräte-Kombinationen betrachtet, dann stellt sich die Frage über die Auf- teilung der elektrischen und elektromechanischen Komponenten zwischen Traktor und Gerät. Wenn nur wenige Antriebe und eine geringe jährliche Nutzungsdauer am Gerät existieren, kön- nen diese mit Wechselstrom einer Frequenz betrieben werden, woraus eine Antriebsdrehzahl am Gerät resultiert. Die Investitions- und Betriebskosten der Wechselrichter auf dem Traktor können sich entsprechend über weitere Anbaugeräte amortisieren. Bei komplexen Maschinen mit vielen verteilten Antrieben sind abgeschlossene elektrische Systeme sinnvoller, bei denen der Traktor die Gleichstromschnittstelle bedient oder sogar die gesamte elektromechanische Energiewandlung auf dem Anbaugerät stattfindet.



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
DRESDEN



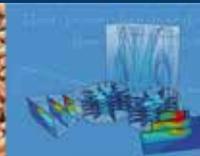
int
Institut für Naturstofftechnik

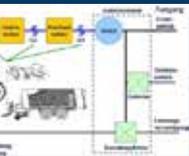
Thomas Herlitzius

SZENARIEN DER SYSTEMKONFIGURATION ELEKTRIFIZIERTER ARBEITSMASCHINEN









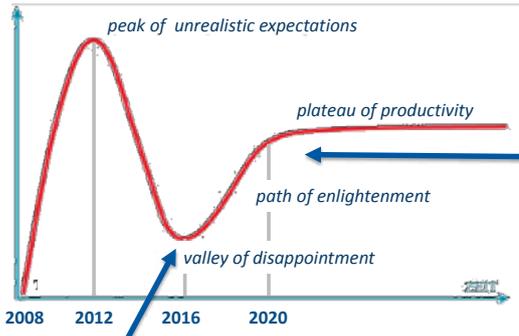


TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
DRESDEN

Der Elektrifizierungshype



int
Institut für Naturstofftechnik



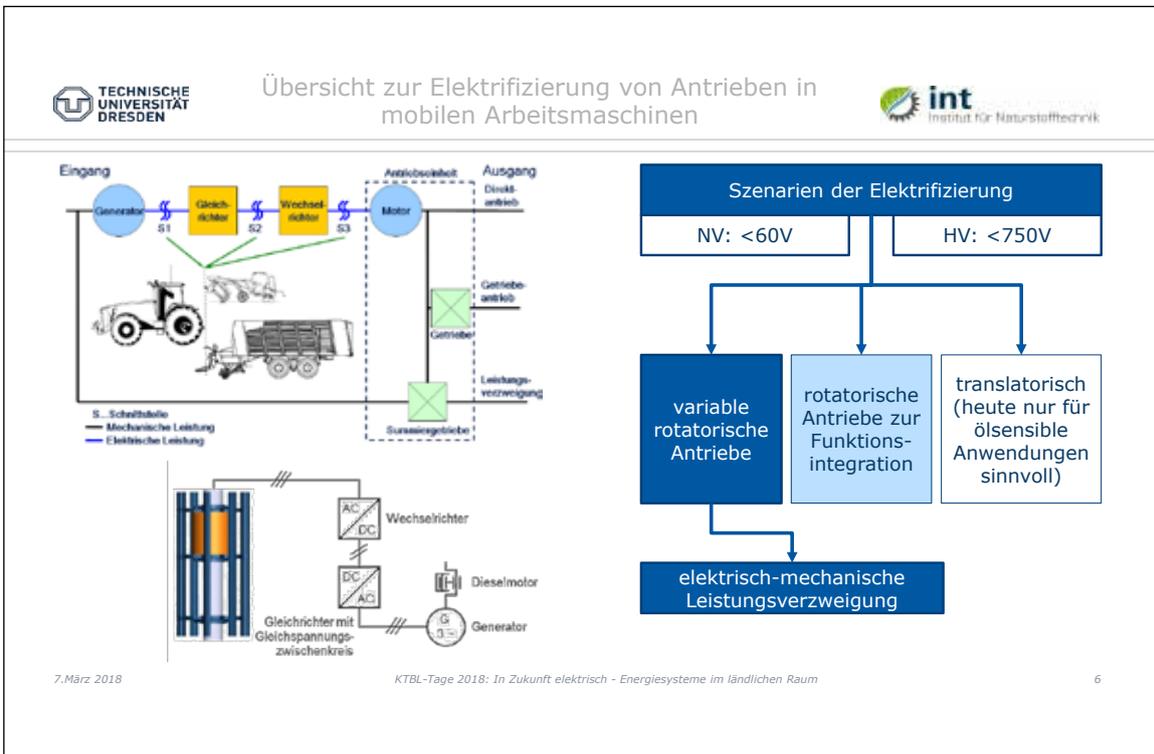
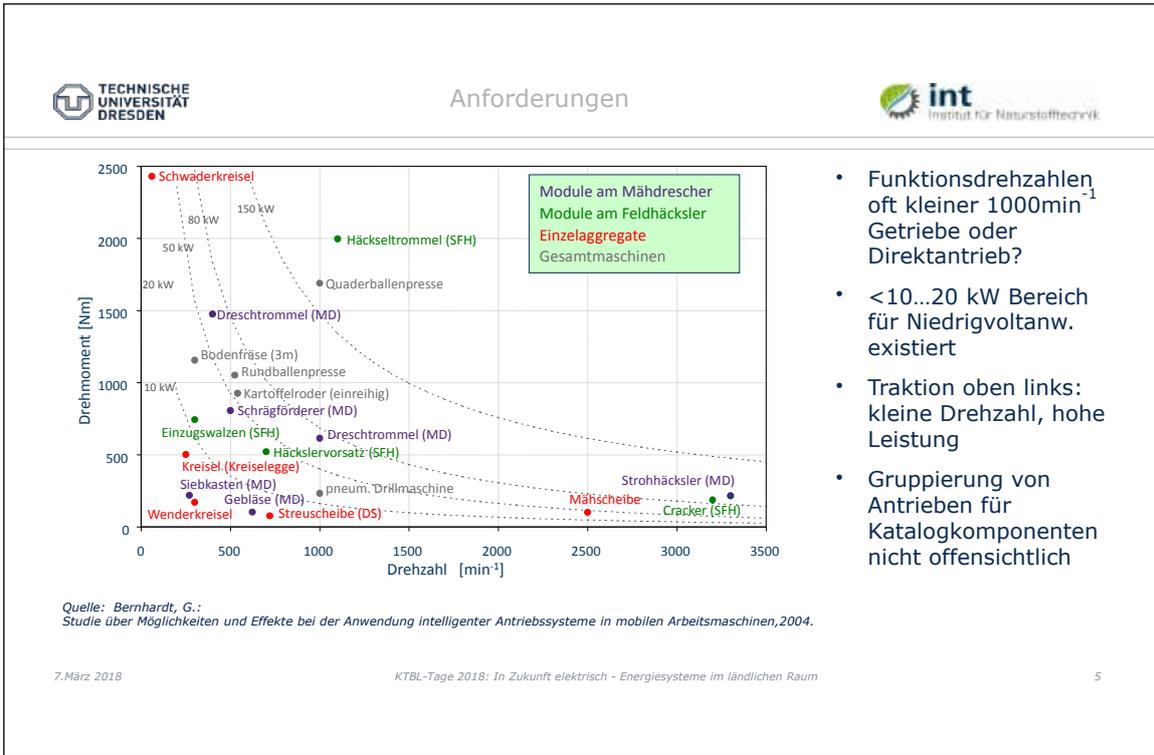
- Wettbewerbsfähige Kosten und spezifische Massen
- Marktakzeptanz und Einführungsaufwand

- **Steigerung Funktionalität durch beste Steuer-/Regelbarkeit**
 → Automatisierung
 → Produktivität
 -----> neue Maschinekonzepte ...
- Effektivitätssteigerungen im
 – Antriebsstrang
 – Power Management im System
 – **Arbeitsprozess**
- Zuverlässigkeit
- Flexibilität in Konstruktion und Fertigung, Optionsmanagement
- Usability and Serviceability

7. März 2018

KTBL-Tage 2018: In Zukunft elektrisch - Energiesysteme im ländlichen Raum

2


7. März 2018
KTBL-Tage 2018: In Zukunft elektrisch - Energiesysteme im ländlichen Raum
6



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
DRESDEN

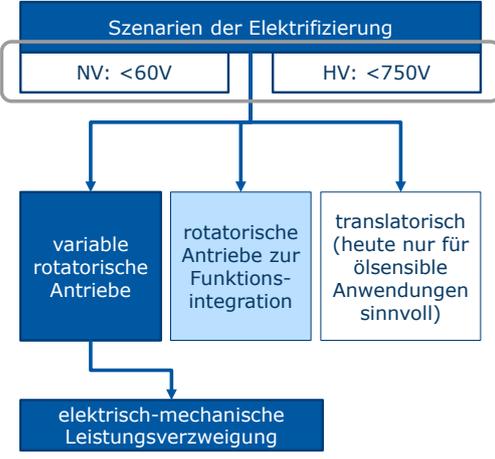
Übersicht zur Elektrifizierung von Antrieben in mobilen Arbeitsmaschinen



int
Institut für Naturstofftechnik

Kriterien für Niedrigvolt / Hochvolt

- NV nur praktikabel für geringe Leistung <20kW (48V ... 60V (80V))
- Standard 12/24V Schutzmaßnahmen, Systeme deutlich einfacher keine besonderen Befähigungen in der Fertigung und im Service
- komplexere Standards HV / NV noch keine vollständige Standardisierung
- Verfügbarkeit aus Automobilsektor erwartet → Kosteneffizienz → Integrationsaufwand
- Bauraum



7. März 2018
KTBL-Tage 2018: In Zukunft elektrisch - Energiesysteme im ländlichen Raum
7



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
DRESDEN

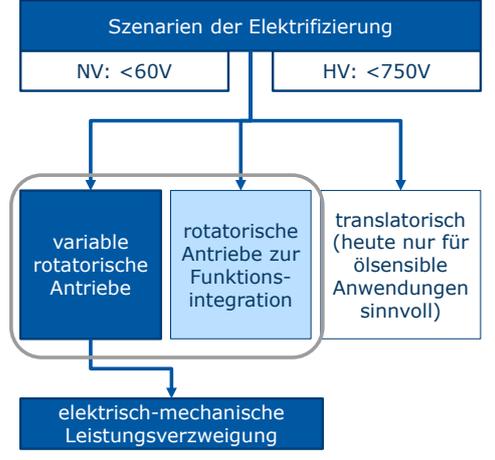
Übersicht zur Elektrifizierung von Antrieben in mobilen Arbeitsmaschinen



int
Institut für Naturstofftechnik

Kriterien für Antriebsstrang

- Motor und Leistungselektronik als Package, geringerer Integrationsaufwand aber auch weniger anwendungsspezifisch
- hochdrehende E-Maschinen 6-10 000 min⁻¹ mit Getriebe reduzieren Kosten, Gewicht, Bauraum
- Baureihen zur Kostenreduktion, obwohl wenig funktionsspezifisch
- Alternativen zu Synchron- und Asynchronmaschinen mit Reluktanz- oder Transversalflussmaschinen möglich



7. März 2018
KTBL-Tage 2018: In Zukunft elektrisch - Energiesysteme im ländlichen Raum
8



TECHNISCHE UNIVERSITÄT DRESDEN

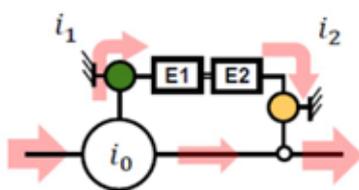
Übersicht zur Elektrifizierung von Antrieben in mobilen Arbeitsmaschinen



int Institut für Naturstofftechnik

Kriterien für Leistungsverzweigung

- hochdrehende E-Maschinen 6-10 000 min⁻¹ mit Getriebe ausbaubar zum Leistungsverzweiger
- Reduktion des elektrischen Anteils bei Beibehaltung der Automatisierungsvorteile
- offene und geschlossene Systeme möglich
- Kapselung der Elektrifizierung möglich



Szenarien der Elektrifizierung

NV: <60V	HV: <750V	
variable rotatorische Antriebe	rotatorische Antriebe zur Funktionsintegration	translatorisch (heute nur für ölsensible Anwendungen sinnvoll)
elektrisch-mechanische Leistungsverzweigung		

7.März 2018

KTBL-Tage 2018: In Zukunft elektrisch - Energiesysteme im ländlichen Raum

9



TECHNISCHE UNIVERSITÄT DRESDEN

Übersicht zur Elektrifizierung von Antrieben in mobilen Arbeitsmaschinen



int Institut für Naturstofftechnik

Kriterien für Funktionsintegration

- sehr anwendungsspezifisch, dadurch Entwicklungsaufwand und eingeschränkte Verwendbarkeit von Katalogkomponenten
- Volumen und Massennachteile elektrischer Antriebe können kompensiert werden
- Prozessraum Vergrößerung bei gleichen Maschinendimensionen als bessere Alternative zur Produktivitätssteigerung



Szenarien der Elektrifizierung

NV: <60V	HV: <750V	
variable rotatorische Antriebe	rotatorische Antriebe zur Funktionsintegration	translatorisch (heute nur für ölsensible Anwendungen sinnvoll)
elektrisch-mechanische Leistungsverzweigung		

7.März 2018

KTBL-Tage 2018: In Zukunft elektrisch - Energiesysteme im ländlichen Raum

10

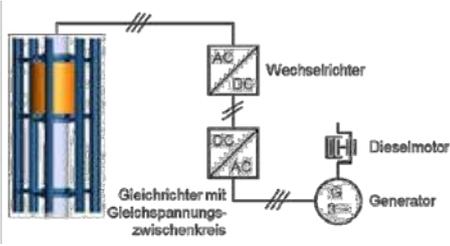


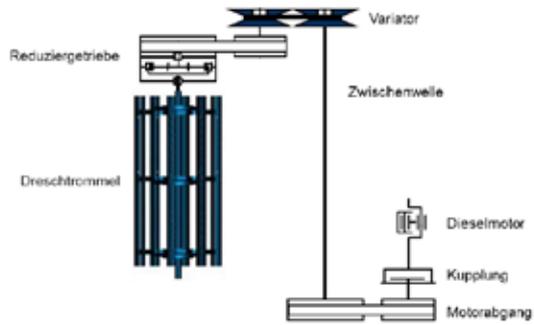
TECHNISCHE UNIVERSITÄT DRESDEN

Leistung pro Volumen - Beispiel funktionsintegrierter Dreschtrommelantrieb



int
Institut für Naturstofftechnik





Kriterium / Mähdrescher		Prototyp	A	B	C
Leistungsgewicht	[kg/kW]	2,54	3,33	2,32	2,48
Leistungsdichte	[kW/dm ³]	1,20	0,36	0,39	-
Wirkungsgrad	[-]	0,84	0,82	0,82	0,84
Schätzkosten	[€/kW]	57,5	26,4	31,9	31,9

Quelle: Aumer, Wolfgang, Dissertation, 2017.

7. März 2018
KTBL-Tage 2018: In Zukunft elektrisch - Energiesysteme im ländlichen Raum
11



TECHNISCHE UNIVERSITÄT DRESDEN

Leistung pro Masse und Volumen Beispiel Rübenroder

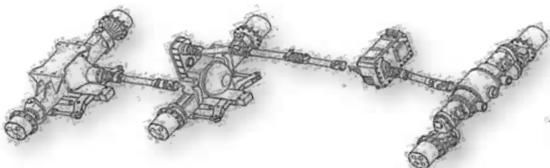


int
Institut für Naturstofftechnik



Quelle: Produktbroschüre ROPA, 2013

- Zentralantrieb vollhydraulisch
340kW hydraulische Leistung
- 2-Gang Getriebe für Straße / Feld
3 Achsen permanent angetrieben
Differenzial in jeder Achse
- ersetzt mit 280 kW elektrisch
20% Erhöhung Wirkungsgrad
verbessertes Fahrverhalten



	Hydraulik	Elektrik incl. Getriebe
Volumenverhältnis Pumpe-Generatoren	■	■ ■
Volumenverhältnis Motoren	■ ■	■ ■
Massenverhältnis	1	3.3

7. März 2018
KTBL-Tage 2018: In Zukunft elektrisch - Energiesysteme im ländlichen Raum
12



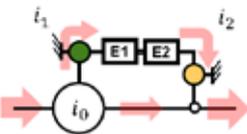
TECHNISCHE UNIVERSITÄT DRESDEN

Intelligente Antriebe
Beispiel Leistungsverzweigung



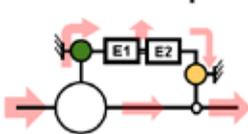
int
Institut für Naturstofftechnik

eLVG



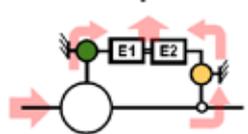
Drehzahlvariable Zapfwelle

eLVG+Powerpack



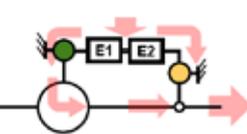
Drehzahlvariable Zapfwelle + Generator

Powerpack



Zapfwellengenerator

ePTO



Elektrisch angetriebene Zapfwelle

Elektrisch-mechanisch leistungsverzweigte Getriebe als modularer Baukasten für mobile Arbeitsmaschinen und -geräte

3 Zusatzfunktionen:
mobiles Powerpack, elektrisch angetriebene Zapfwelle, variable Zapfwelle mit PP-Funktion



7. März 2018
KTBL-Tage 2018: In Zukunft elektrisch - Energiesysteme im ländlichen Raum
13

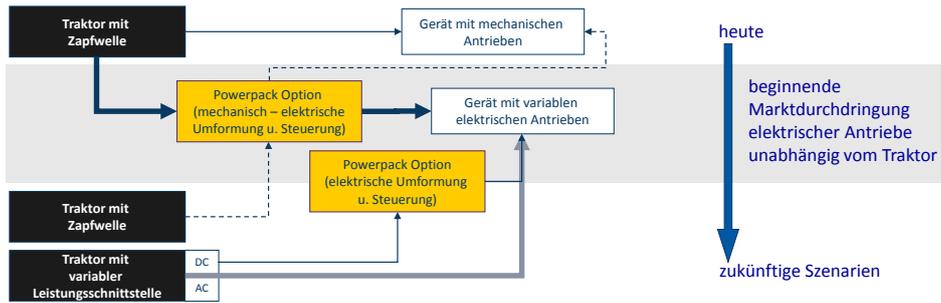


TECHNISCHE UNIVERSITÄT DRESDEN

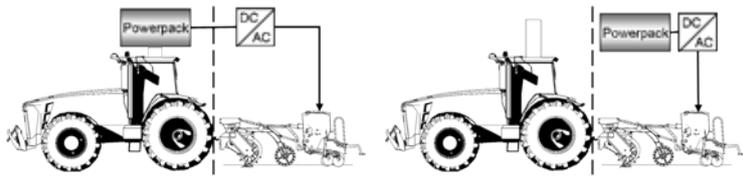
Energiebereitstellung am Gerät



int
Institut für Naturstofftechnik



heute
↓
beginnende Marktdurchdringung elektrischer Antriebe unabhängig vom Traktor
↓
zukünftige Szenarien



7. März 2018
KTBL-Tage 2018: In Zukunft elektrisch - Energiesysteme im ländlichen Raum
14



TECHNISCHE UNIVERSITÄT DRESDEN

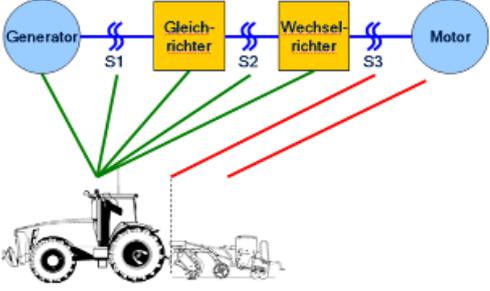
Konfigurationen von Traktor ~~und~~ Geräte Elektrifizierung

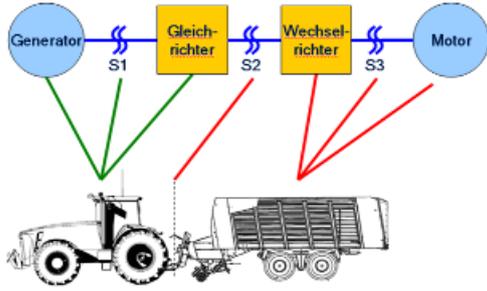


int Institut für Naturstofftechnik

Traktor: Elektrische Energieerzeugung
Schnittstelle: AC
 Gerät: Elektrische Antriebe

Traktor: Elektrische Energieerzeugung
Schnittstelle: DC
 Gerät: Elektrische Antriebe





7. März 2018

KTBL-Tage 2018: In Zukunft elektrisch - Energiesysteme im ländlichen Raum

15



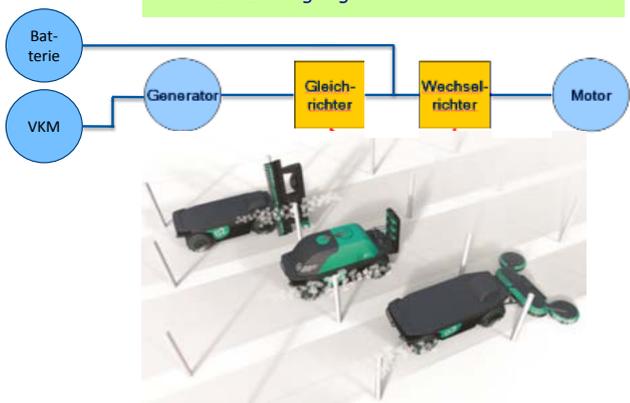
TECHNISCHE UNIVERSITÄT DRESDEN

Konfigurationen von Traktor ~~oder~~ Geräte Elektrifizierung



int Institut für Naturstofftechnik

Robotik und Autonome Maschinen
 Gerät: El. Erzeugung und el. Antriebe



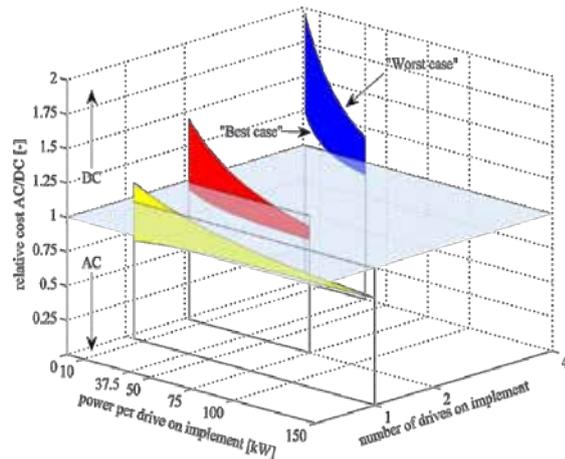
7. März 2018

KTBL-Tage 2018: In Zukunft elektrisch - Energiesysteme im ländlichen Raum

17

als Funktion der Anzahl der Antriebe und Leistungsbedarf

- Systemansatz zwingend (mech. → el. → mech.)
- Tendenzen sind nicht sensitiv zu Komponentenkosten
- Die AC Schnittstelle realisiert höhere Nutzung der LE auf dem Traktor aber muss auf Maximalleistung ausgelegt sein
- Die DC Schnittstelle ist sinnvoller, wenn das Gerät mehr als zwei variable Antriebe hat
- Zur Optimierung von Kosten/Nutzen wird eine Kombination beider Schnittstellen erwartet



- Elektrifizierung ist teuer und muss sich durch Mehrwert amortisieren
Amortisation kommt hauptsächlich aus Produktivitätssteigerung
→ Verantwortung der Hersteller
- Traktor und Gerät müssen als System betrachtet werden, da sich die Elektrifizierungskosten verteilen
- Es wird erwartet, dass sich Verfügbarkeit und Kostensituation bald bessert
besonders interessant der low Voltage (48...60V) Bereich für Antriebe < 10...20 kW
- Integration von Motor, Leistungselektronik und Getriebestufen vorteilhaft
- Elektrische Maschinen mit hoher Drehzahl und Untersetzungsgetriebe reduzieren Kosten, Bauraum und Masse
- Leistungsgestuffer Baugruppenkatalog und el.-mech. Leistungsverzweigung sind sinnvoll
- Robotik und neue Maschinenkonzepte brauchen Elektrifizierung
- Integration elektrischer Antriebe in die Bauräume von Funktionsbaugruppen ermöglicht bei gleichen Maschinendimensionen eine Vergrößerung der Prozessräume → Produktivität

Innovative Stromanwendungen in der Innenwirtschaft

Eberhard Hartung
Institut für landwirtschaftliche Verfahrenstechnik
Christina-Albrechts-Universität zu Kiel

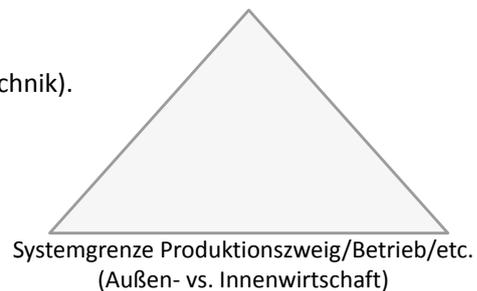


Agenda für die nächsten 20/25 min:

- **Status Quo**
- ...
- ...
- **Fazit**

Status Quo - Elektrifizierung in der Innenwirtschaft

- E-Senken/-Lasten:
 - Beleuchtung;
 - aufbereiten/mischen/vorlegen Futter;
 - Versorgung/Temperierung Tränken;
 - Lüften/Heizen/Kühlen;
 - Entmisten;
 - Melken;
 - (mobile/autonome Verfahrenstechnik).



Status Quo - Elektrifizierung in der Innenwirtschaft

C | A | U

Christian-Albrechts-Universität zu Kiel

- E-Senken/-Lasten:
 - Beleuchtung;
 - aufbereiten/mischen/vorlegen Futter;
 - Versorgung/Temperierung Tränken;
 - Lüften/Heizen/Kühlen;
 - Entmisten;
 - Melken;
 - (mobile/autonome Verfahrenstechnik).

- E-Quellen/-Erzeugung:
 - Netzanschluss;
 - BHKW / Bioenergie;
 - PV-Anlage;
 - Windenergie;
 - (Wasserenergie);
 - (Notstromgeneratoren).

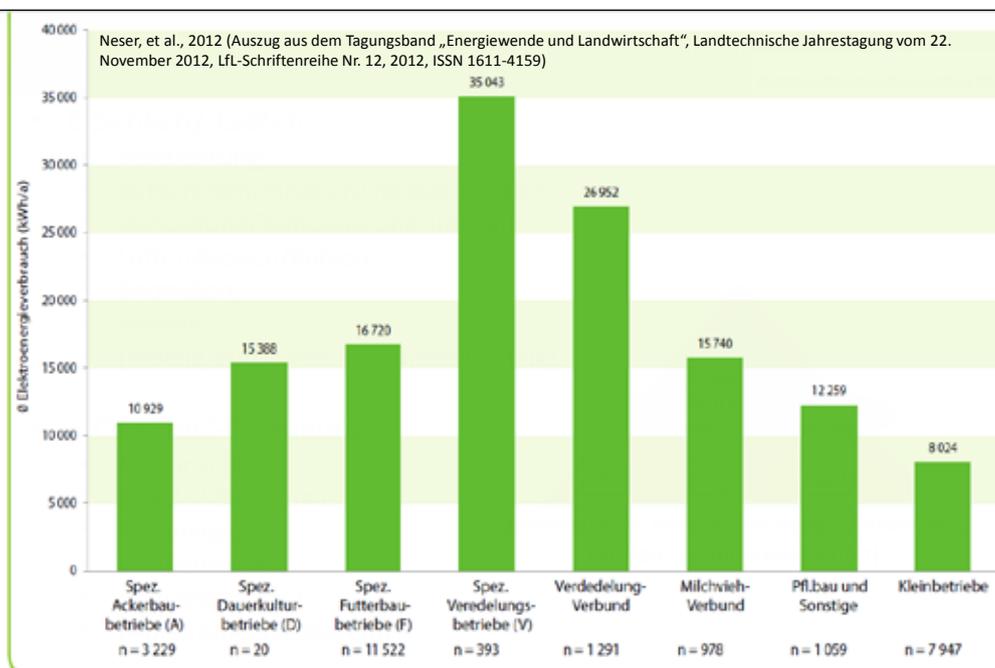
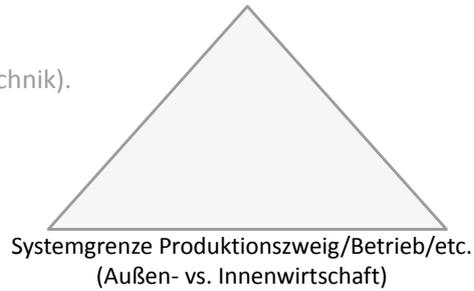
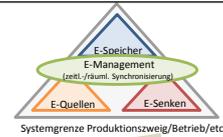


Abbildung 1: Durchschnittlicher Elektroenergieverbrauch bayerischer landwirtschaftlicher Betriebe – Auswertung von Stromverbrauchsdatensätzen (eigene Auswertung)

Status Quo - Elektrifizierung in der Innenwirtschaft



- E-Senken/-Lasten:
 - Beleuchtung;
 - aufbereiten/mischen/vorlegen Futter;
 - Versorgung/Temperierung...
 - Lüften/...

Fazit: Innenwirtschaft ist bereits stark elektrifiziert

Es stellt sich mehr die Frage nach dem **Wie als nach dem **Was****

- E-Speicher/-Puffer:
 - (Kühlen/mobile Verfahrenstechnik)

In Zukunft elektrisch – Energiesysteme im ländlichen Raum KTBL-Tage 2018 in Bayreuth

C | A | U

Christian-Albrechts-Universität zu Kiel

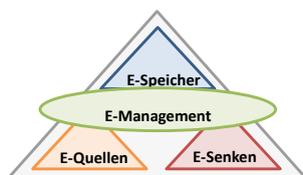
Innovative Stromanwendungen in der Innenwirtschaft

Eberhard Hartung
Institut für landwirtschaftliche Verfahrenstechnik
Christina-Albrechts-Universität zu Kiel



Agenda für die nächsten 20/25 min:

- **Status Quo**



- **Fazit**

E-Senken- Potentiale & Herausforderungen

- Kapazität Netzanschlüsse zukünftig zu gering, denn
- Stromverbrauch wird noch steigen, durch:
 - neue strombetriebene Verfahrenstechnik im Bereich der Auslauf-, Außen-, Weidehaltung:
 - Versorgung mit Tränke & Futter;
 - Monitoring Versorgung/Qualität Wasser, Futter-(Aufwuchs);
 - Monitoring Tierverhalten, -wohlbefinden, -gesundheit, -leistung;
 - Entmistung.

E-Senken- Potentiale & Herausforderungen

- Kapazität Netzanschlüsse zukünftig zu gering, denn
- (Eigen-)Stromverbrauch wird noch steigen, durch:
 - neue strombetriebene Verfahrenstechnik im Bereich der Auslauf-, Außen-, Weidehaltung:
 - Versorgung mit Tränke & Futter;
 - Monitoring Versorgung/Qualität Wasser, Futter-(Aufwuchs);
 - Monitoring Tierverhalten, -wohlbefinden, -gesundheit, -leistung;
 - Entmistung.
 - mobile (autonome) Verfahrenstechnik/Roboter:
 - Futter entnehmen, mischen, transportieren, vorlegen;
 - Futter nachschieben;
 - Entmisten;
 - Reinigung & Desinfektion;
 - mobile Arbeitsmaschinen wie selbstfahrende Futtermischwagen, Hoflader, leichte Traktoren, etc..

E-Senken- Potentiale & Herausforderungen

- Kapazität Netzanschlüsse zukünftig zu gering, denn
- (Eigen-)Stromverbrauch wird noch steigen, durch:
 - neue strombetriebene Verfahrenstechnik im Bereich der Auslauf-, Außen-, Weidehaltung:
 - Versorgung mit Tränke & Futter;
 - Monitoring Versorgung/Qualität Wasser, Futter-(Aufwuchs);
 - Monitoring Tierverhalten, -wohlbefinden, -gesundheit, -leistung;
 - Entmistung.
 - **mobile (autonome) Verfahrenstechnik/Roboter:**
 - Futter entnehmen, mischen, transportieren, vorlegen;
 - Futter nachschieben;
 - Entmisten;
 - Reinigung & Desinfektion;
 - mobile Arbeitsmaschinen wie selbstfahrende Futtermischwagen, Hoflader, leichte Traktoren, etc..
 - **dies können (auch) semistationäre / mobile Energiespeicher sein**

E-Senken- Potentiale & Herausforderungen

- mobile Verfahrenstechnik als „Energiespeicher“:
 - Dimensionierung: Eigenverbrauch &/oder Pufferspeicher.

E-Senken- Potentiale & Herausforderungen

- mobile Verfahrenstechnik als „Energiespeicher“:
 - Dimensionierung: Eigenverbrauch &/oder Pufferspeicher.
 - Lademanagement: Bedarfs- &/oder Versorgungsorientiert &/oder kontext-sensitiv gesteuert &/oder selbstlernend.

E-Senken- Potentiale & Herausforderungen

- mobile Verfahrenstechnik als „Energiespeicher“:
 - Dimensionierung: Eigenverbrauch &/oder Pufferspeicher.
 - Lademanagement: Bedarfs- &/oder Versorgungsorientiert &/oder kontext-sensitiv gesteuert &/oder selbstlernend.
- Lade- bzw. Einspeisungsinfrastruktur:
 - standardisierte, herstellerunabhängige, multifunktionale (kabellose) „Funktionsbereiche“;
 - für mobile Verfahrenstechnik, Arbeitsmaschinen, LKW, PKW, eBikes, etc.;
 - Ladedienstleistung(en) anbieten.

E-Senken- Potentiale & Herausforderungen

- mobile Verfahrenstechnik als „Energiespeicher“:
 - Dimensionierung: Eigenverbrauch &/oder Pufferspeicher.
 - Lademanagement: Bedarfs- &/oder Versorgungsorientiert &/oder kontext-sensitiv gesteuert &/oder selbstlernend.
 - Lade- bzw. Einspeisungsinfrastruktur:
 - standardisierte, herstellerunabhängige, multifunktionale (kabellose) „Funktionsbereiche“;
 - für mobile Verfahrenstechnik, Arbeitsmaschinen, LKW, PKW, eBikes, etc.;
 - Ladedienstleistung(en) anbieten.
- Notwendige Kenntnis über aktuellen und zu erwartenden
 - Strombedarf / Lastprofile
 - Stromerzeugung

E-Senken- Potentiale & Herausforderungen

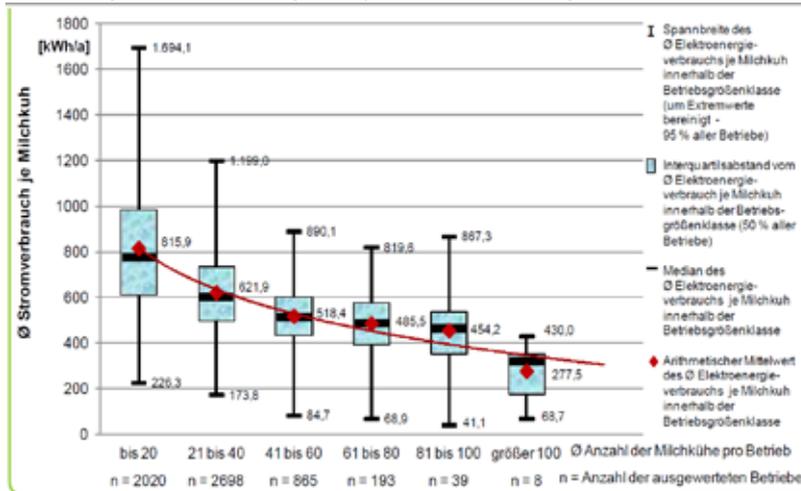
- mobile Verfahrenstechnik als „Energiespeicher“:
 - Dimensionierung: Eigenverbrauch &/oder Pufferspeicher.
 - Lademanagement: Bedarfs- &/oder Versorgungsorientiert &/oder kontext-sensitiv gesteuert &/oder selbstlernend.
 - Lade- bzw. Einspeisungsinfrastruktur:
 - standardisierte, herstellerunabhängige, multifunktionale (kabellose) „Funktionsbereiche“;
 - für mobile Verfahrenstechnik, Arbeitsmaschinen, LKW, PKW, eBikes, etc.;
 - Ladedienstleistung(en) anbieten.
- Notwendige Kenntnis über aktuellen und zu erwartenden
 - Strombedarf / Lastprofile
 - Stromerzeugung
- „Speicherung“ in Produkten / neue Art der „Veredelung“

E-Senken- Lastprofile / Lastprognosen



Ausgangshypothesen:

- steigender Eigenenergieverbrauch
- regionales Energie-(speicher-)management



Neser, et al., 2012 (Auszug aus dem Tagungsband „Energiewende und Landwirtschaft“, Landtechnische Jahrestagung vom 22. November 2012, LfL-Schriftenreihe Nr. 12, 2012, ISSN 1611-4159)

E-Senken- Lastprofile / Lastprognosen

Ausgangshypothesen:

- steigender Eigenenergieverbrauch
- regionales Energie-(speicher-)management

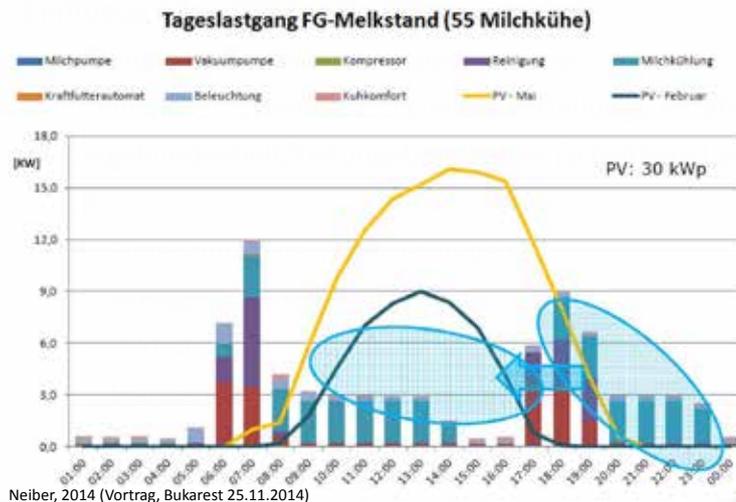
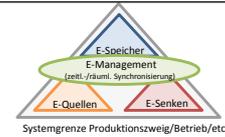
Einflussgrößen Lastprofile Innenwirtschaft:

- regionale Klima-/Witterungsbedingungen;
- Produktionsrhythmus (zeitliche Lastverteilung), Anzahl Tiere;

E-Senken- Lastprofile / Lastprognosen

Ausgangshypothesen:

1. Lastverschiebung Eiswasseraufbereitung



Verschiebung der Eiswasseraufbereitung für die MilchKühlung in Niedertarifzeiten oder bei PV-Eigenstromnutzung in Zeiten mit hoher solarer Einstrahlung.

Neiber-IL TZh 011-2014 015 25

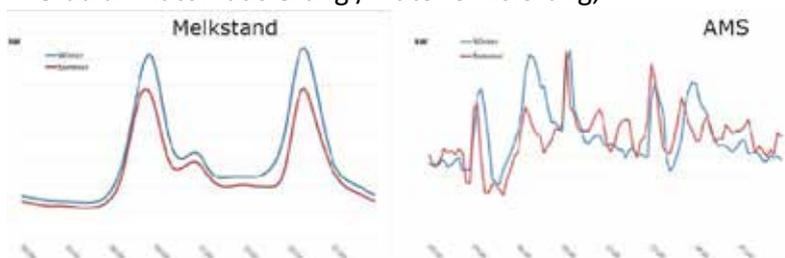
E-Senken- Lastprofile / Lastprognosen

Ausgangshypothesen:

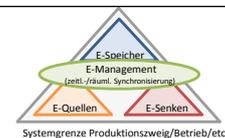
- steigender Eigenenergieverbrauch
- regionales Energie-(speicher-)management

Einflussgrößen Lastprofile Innenwirtschaft:

- regionale Klima-/Witterungsbedingungen;
- Produktionsrhythmus (zeitliche Lastverteilung), Anzahl Tiere;
- Zeitgebundenheit/Zeitungebundenheit (schaltbare Lasten/Bedarfe);
- Grad an Automatisierung / Autonomisierung;



Neiber, 2017 (ALB Mitgliederversammlung 2017 „Energieeffizienz in der Landwirtschaft – Schwerpunkt Tierhaltung“)



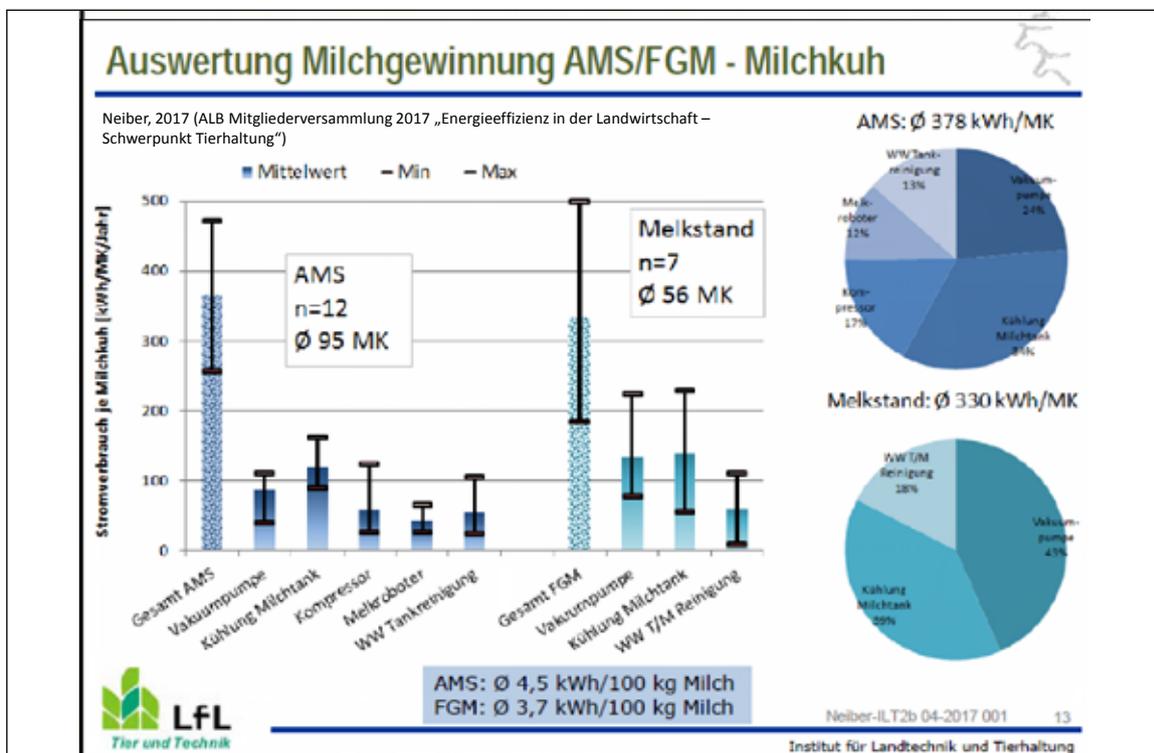
E-Senken- Lastprofile / Lastprognosen

Ausgangshypothesen:

- steigender Eigenenergieverbrauch
- regionales Energie-(speicher-)management

Einflussgrößen Lastprofile Innenwirtschaft:

- regionale Klima-/Witterungsbedingungen;
- Produktionsrhythmus (zeitliche Lastverteilung), Anzahl Tiere;
- Zeitgebundenheit/Zeitungebundenheit (schaltbare Lasten/Bedarfe);
- Grad an Automatisierung / Autonomisierung;
- Art & (elektrische) Dimensionierung der Verfahrenstechnik;
- (energetische) Effizienz Verfahrenstechnik & Geräte:
 - Kenntnis über/Erfassung von realen Lastprofilen;
 - bedarfsorientierter, dynamischer Betrieb;
 - kontext-sensitive Steuerung.



E-Senken- energetische Effizienz

- (energetische) Effizienz Verfahrenstechnik & Geräte:
 - Kenntnis über/Erfassung von realen Lastprofilen;
 - bedarfsorientierter, dynamischer Betrieb;
 - kontext-sensitive Steuerung.
- „Innovationen“ zur Steigerung energetischer Effizienz:
 - Sensorik zum Monitoring von (Energie-/) Ressourceninput, Arbeitsergebnis & -qualität;
 - Monitoring-basierte, selbstlernende (Arbeits-)Prozessoptimierung;
 - Ableitung von Pflege- und Wartungsintervallen sowie Reparaturbedarfsprognosen;
 - digitale Vernetzung.

E-Senken- energetische Effizienz

- (energetische) Effizienz Verfahrenstechnik & Geräte:
 - Kenntnis über/Erfassung von realen Lastprofilen;
 - bedarfsorientierter, dynamischer Betrieb;
 - kontext-sensitive Steuerung.
- „Innovationen“ zur Steigerung energetischer Effizienz:
 - Sensorik zum Monitoring von (Energie-/) Ressourceninput, Arbeitsergebnis & -qualität;
 - Monitoring-basierte, selbstlernende (Arbeits-)Prozessoptimierung;
 - Ableitung von Pflege- und Wartungsintervallen sowie Reparaturbedarfsprognosen;
 - digitale Vernetzung.

Fazit - Energiemanagementsysteme

Welche Ziele?

- Bedarf reduzieren;
- Kosten reduzieren;
- Zusatzerlöse schaffen.

Was notwendig?

- digital vernetztes Messen & Prognostizieren von (betriebspezifischer) Stromerzeugung sowie Strombedarf & (Energie-)Speicherbedarf;
- adäquate, umfassende Energieberatung;
- neue (lokale) Energieverbünde denken;
- neue (lokale) Energiedienstleistungen denken.

In Zukunft elektrisch – Energiesysteme im ländlichen Raum
KTBL-Tage 2018 in Bayreuth

C | A | U

Christian-Albrechts-Universität zu Kiel

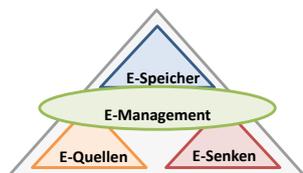
Innovative Stromanwendungen in der Innenwirtschaft

Eberhard Hartung
Institut für landwirtschaftliche Verfahrenstechnik
Christina-Albrechts-Universität zu Kiel



Agenda der letzten 20/25 min:

- **Status Quo**



- **Fazit**



Bayerische Landesanstalt für
Landwirtschaft 



Institut für Landtechnik und Tierhaltung
Arbeitsbereich: Umwelttechnik in der Landnutzung
Arbeitsgruppe: Emissionen und Immissionsschutz



Innovativer Energieeinsatz im Milchviehbetrieb

Milchkühlung, Wärmerückgewinnung und Warmwassererzeugung
mittels einer Milchabwärme und Sole-Wasser Wärmepumpe

Josef Neiber
KTBL-Tage 2018 in Bayreuth, 07.03.2018

Inhalt und Ziele der Untersuchung

Bewertung der **energetischen Effizienz** einer
Milchabwärme + Sole-Wasser Wärmepumpe
für die Produktion von Eiswasser zur Abkühlung der Milch,
sowie der Erhitzung von Brauch- und Heizwasser für den
Stall- (Büro, Technikräume) und Wohnhausbereich
am Beispiel eines Milchviehbetriebes



Tier und Technik

Neiber-ILT2b 03-2018 004 2
Institut für Landtechnik und Tierhaltung

Betriebliche und technische Rahmendaten



2014: Neubau eines Laufstalls für 50 Milchkühe mit Nachzucht

Ersatz der alten Ölheizung im Wohnhaus durch neue regenerative Energietechnik

Milchviehbetrieb:

- Ø Kuhbestand 2017: 32 MK
- Ø Milchleistung: 9.000 kg Milch
- 1 x 6 er Fischgrätenmelkstand
- Eiswasserkühlung
- Kochendwasserreinigung der Melk- und Kühltechnik



Erzeugung des Eiswassers mittels einer Wärmepumpe und Wärmerückgewinnung aus der Abkühlung der Milch

Nutzung des erwärmten Wassers für die Melkanlagen- / Tankreinigung und Bereitstellung von Wärme für das Wohngebäude mit einer Fernwärmeleitung von ca. 60 m



Neiber-ILT2b 03-2018 004 3

Institut für Landtechnik und Tierhaltung

Betriebliche und technische Rahmendaten



Milchabwärme + Sole-Wasser Wärmepumpe:

Leistungszahl: 5,4 *)

Heizleistung (W10/W35): 30 kW

Kälteleistung (W10/W35): 25,8 kW

*) Leistungszahl COP (Coefficient of Performance):
Verhältnis der abgegebenen Heizleistung zur
aufgewendeten elektrischen Leistung des Verdichters

Flächenkollektor unter dem Stallboden, sowie am Boden und der Wand der Güllegrube (je 400 m Soleleitung)



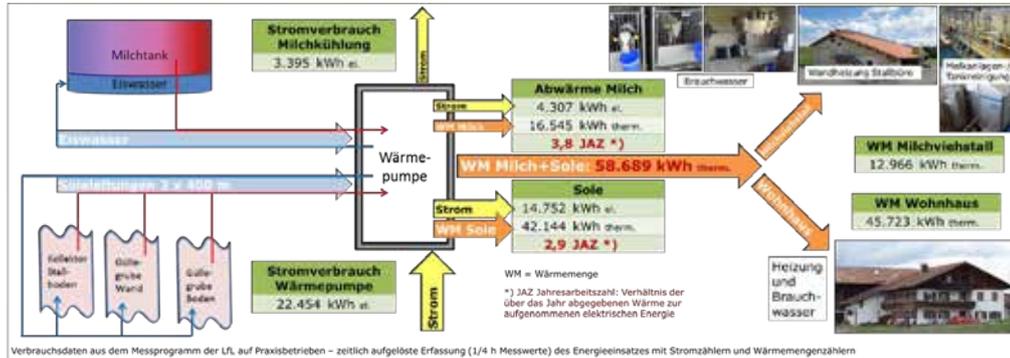
- 1 x 400 m Soleleitung am Boden des Güllelagers
- 1 x 400 m Soleleitung an der Wand des Güllelagers
- 1 x 400 m Soleleitung unter dem Stallboden (entlang des Güllekanals)



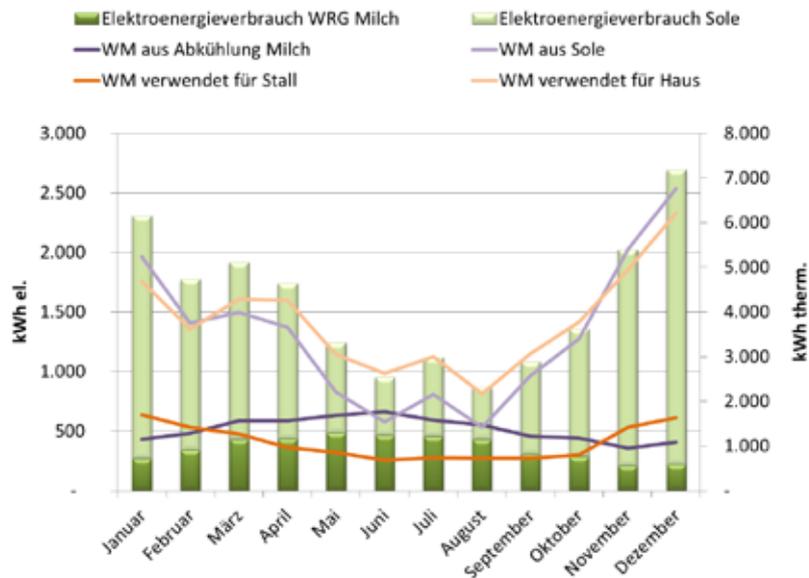
Neiber-ILT2b 03-2018 004 4

Institut für Landtechnik und Tierhaltung

Funktionsskizze und Energiedaten 2017



Stromverbrauch und Wärmegewinnung



Wirtschaftlichkeit der Wärmebereitstellung Wohnhaus



Investitionskosten Heizsysteme

	Erneuerung der Ölheizung + Holz	Wärmepumpe + Holz	Pelletheizung
	€	€	€
Ölbrennwertkessel inkl. Speicher	4.500	Kollektorfläche 3x400 m	5.100
Installationskosten	1.500	Anschaffung + Installation der WP	27.600
Umbau und Anschluss	4.000	Wärmebereitstellung Wohnhaus	10.000
		J. Aufwand Milchkühlung	3.500
		J. Förderung (BAFA)	5.300
J. Förderung (10.000 Häuser-Heizungst.)	1.000		3.500
Investitionskosten	9.000	33.900	16.500
Feste Kosten	7% AfA, 4% Zins, 4% Wartung + Rep.	7% / 5% AfA, 4% Zins, 1% Wart. + Rep.	7% AfA, 4% Zins, 2% Wartung + Rep.
	1.170	3.158	1.815

Wärmebereitstellung Wohnhaus

	€	€	€
20 Ster	24.000	6 Ster	7.200
Öleinsatz	2.950 l	80 €/Ster	1.918
Heiz- /Betriebsstrom	600 kWh	14.848 kWh	45.723
Heizkosten	52.910	3.686	6.756
Gesamtkosten	4.856	6.756	4.901

mit 40 % Solarstromnutzung

Heiz- /Betriebsstrom	360 kWh	28 ct/kWh	101	8.908 kWh	21 ct/kWh	1.871	720 kWh	28 ct/kWh	202
Heiz- /Betriebsstrom PV	240 kWh	12 ct/kWh	29	5.940 kWh	12 ct/kWh	713	480 kWh	12 ct/kWh	58
Gesamtkosten			4.817			6.222			4.824

CO2 Strommix: 527 g/kWh

CO2 PV/Ökostrom: 40 g/kWh

11,2 t CO2

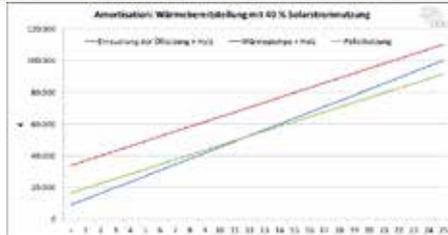
10,9 t CO2

8,1 t CO2

0,9 t CO2

2,9 t CO2

2,4 t CO2



Neiber-ILT2b 03-2018 004

7

Institut für Landtechnik und Tierhaltung

Fazit



- Die Erzeugung von Brauch- und Heizwasser mittels einer Wärmepumpe über die Abkühlung der Milch erreicht gute Leistungszahlen (JAZ: 3,8)
- Die geringere Wärmeproduktion in den Wintermonaten durch die Wärmerückgewinnung aus der Milch und der höhere Heizwärmebedarf wird hier im Praxisbetrieb durch die Wärmegewinnung aus den Soleleitungen kompensiert
 - dies führt zu geringeren Wirkungsgraden bei der Sole-Wasser Wärmepumpe (JAZ: 2,9)
- Die Wirtschaftlichkeit ist abhängig von betrieblichen Voraussetzungen (z. B. Investitionskosten für Fernwärmeleitungen, Eigennutzung von Solarstrom) und politischen Rahmenbedingungen (BAFA – Förderung, Förderung aus dem MAP)
- Bei Nutzung von Solar- und Ökostrom sind die CO₂-Emissionen der Wärmepumpe im Vergleich sehr gering



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!



Neiber-ILT2b 03-2018 004

8

Institut für Landtechnik und Tierhaltung

:meistro

EINSPARZÄHLER TIERHALTUNG WER MITMACHT ZÄHLT!

Gefördert durch:

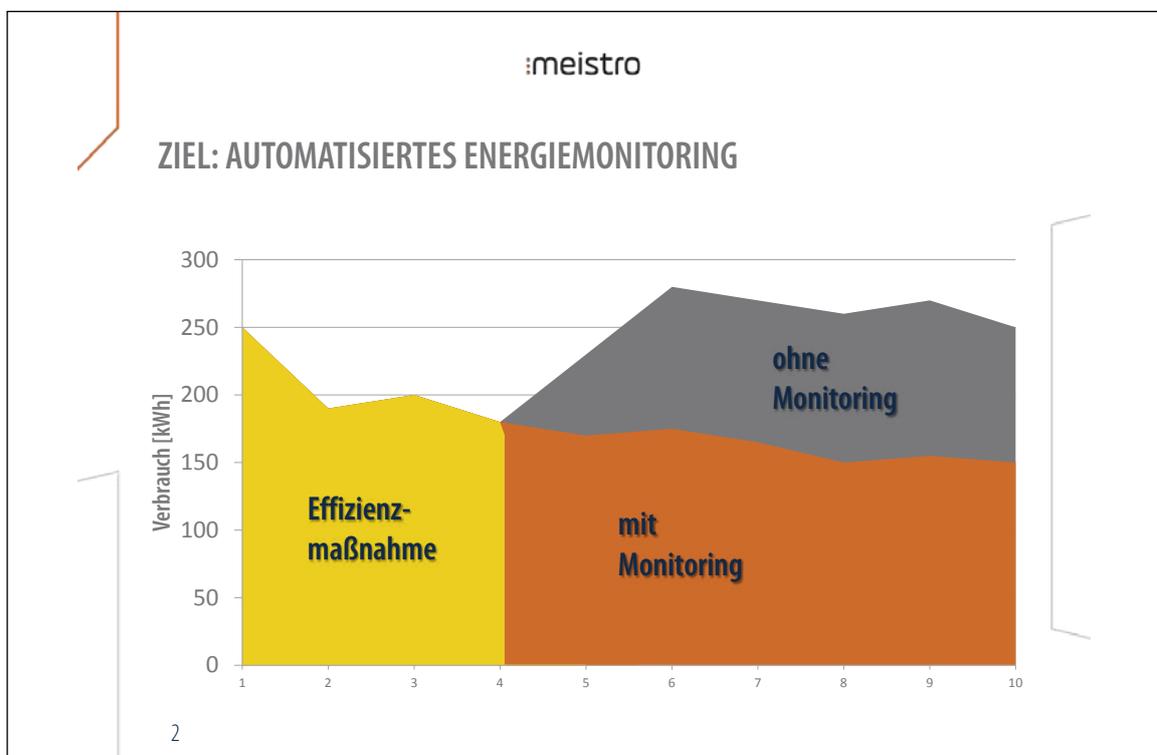


Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Mit Energie zum Erfolg.



:meistro

UNSER EINSPARZÄHLER-PROGRAMM – MAIK



**MESSEN &
ANALYSIEREN**



INVESTIEREN



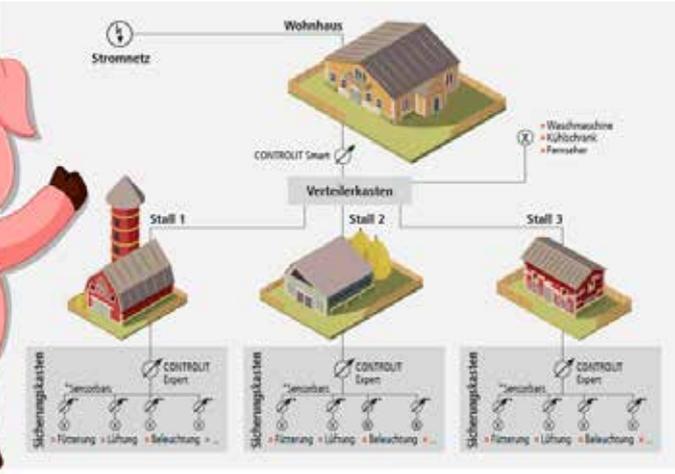
KONTROLLIEREN

3

:meistro

SO FUNKTIONIERT DER EINSPARZÄHLER





4 Das ist der Kern des Vortrages:
schweinchen ganz klein,

:meistro

WER MITMACHT ZÄHLT!

- » **Kein Förderantrag** notwendig
- » **Energieberatung 3 Jahre inklusive**
- » **Projektpartner**



Weitere Details:

<https://www.rind-schwein.de/aktuelles/stromeffizienz-projektpartner-gesucht.html>



5

:meistro

Projektbetriebe

- » Landwirt Hezel (Video-Link)
https://wattislos.de/stepboard/view_step/5/2/Energieeffizienz-Video/
- » Schweinezucht Bühren (Bild)



6



FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE

Agrophotovoltaik: *Power and Food*

Ein Beitrag zur ressourceneffizienten Landnutzung



Stephan Schindele
Fraunhofer ISE

KTBL-Fachtagung:
In Zukunft elektrisch –
Energiesysteme im ländlichen Raum

Bayreuth, 07.03.2018
www.ise.fraunhofer.de

© Fraunhofer ISE



AGENDA

- Problem
- Lösung
- International
- Ausblick

2

© Fraunhofer ISE



Problem

PV-Freiflächenanlagen

- Versiegelt landwirtschaftliche Nutzflächen (kostbare Böden!)
- Landschaftsbild wird beeinflusst
- Deutschland ist netto Energieimporteuer
- Energiesektor ist für 85 % der CO₂-Emissionen verantwortlich
- Energiewende kommt ins stocken, NIMBY

Landwirtschaft

- Viele Kulturpflanzen leiden unter zu hoher Sonneneinstrahlung
- Umweltbelastung durch Pestizideinsatz nimmt stetig zu
- „Tank, Textil oder Teller“-Diskussion
- Deutschland ist netto Nahrungsmittelimporteur
- Landwirtschaftssektor ist für 7,5% der CO₂-Emissionen verantwortlich

- EEG-Novelle 2014: nein zu Biogasanlagen, ja zu PV-FFA
- Atomausstieg bis 2022 → Kohleausstieg bis 20?? → Land wird knapp!
- Landwirte als Schlüssel zur Energiewende und erfolgreichen Klimaschutz

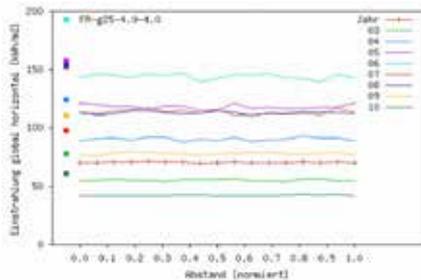
➔ Ressourceneffiziente Landnutzung → Doppelnutzung der Fläche

3

© Fraunhofer ISE



Lösung Doppelnutzung der Fläche



- 2011: Fraunhofer ISE-Patent zum Lichtmanagement unter APV
 - Südwest/-ost Ausrichtung
 - Vegetationsphase
 - Ausreichend und gleichmäßige Solareinstrahlung unter APV
- 2016: Agrophotovoltaik-Prototyp in Heggelbach, Herdwangen-Schönach
 - 194,4 kWp, bi-faziale PV-Module
 - Spinnanker, Bodenschutzplatten
 - Stromeigenverbrauch und Direktvermarktung

4

© Fraunhofer ISE



Lösung

Agrophotovoltaik-Systemtechnik

- Steigerung der Landnutzungseffizienz
 - Landwirte, die Energie produzieren, ohne Einschränkung der Nahrungsmittelproduktion
- Regionale Wertschöpfung
 - Landwirte, die sich selbst und ihr Umfeld mit Strom, Wärme und Treibstoff versorgen (P2G)
- Elektrifizierung von Landmaschinen
 - Substitution von Diesel
 - Integration von Agrarrobotik
- Landschaftsintegrierte Photovoltaik (LiPV)
 - Farbige PV, Landschaftsmodellierung, Wüstenbegrünung, Sozialverträglichkeit
 - Ausweitung der Flächenkulisse



5

© Fraunhofer ISE



International

APV als bewährte Landnutzungsoption



- (A) Italien, R.E.M. Spa, 3 x jeweils 3 MWp, 2011
- (B) Frankreich, Straßburg, 300 kWp, E. Gimbel, 2016
 - Innovationsausschreibung: 45 MWp APV, 2017 – 2019
- (C) Chile, 3x APV-Systeme, Santiago, Fraunhofer CSET, 2016
- (D) Japan, Solar Sharing, Ministry of Agriculture, Forest and Fishery, Higashi, 2013, > 600 APV Systeme installiert
- (E) China, Ningxia, 700 MWp, Huawei, 2016
 - > 2 GWp APV installiert zwischen 2016 – 2017
- (F) Egypt, SEKEM, Almaden, Kairo, 90 kWp, 2017

6

© Fraunhofer ISE



Ausblick APV-Innovationsprozess: nächste Schritte

- Technology-Push
 - Horizontale Ebene = Diversifikation
Acker- und Gemüsebau, Obst-, Wein-, Beeren- und Hopfenbau, Aquakultur und Nutztierhaltung
 - Vertikale Ebene = Innovationspotential
Indoor-farming, Lichtmanagement, organische PV-Folien, Energiespeicher, Bewässerungssysteme, Spektralanalyse
- Demand-Pull
 - Kleinserie zur Marktintegration, 40 MWp
 - Mess- und Auswerteprogramm (MAP)
 - Qualitätssicherung und Zertifizierung



7
© Fraunhofer ISE



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!



Stephan Schindele, Fraunhofer ISE

APV-RESOLA ist ein gemeinsames Projekt von:

stephan.schindele@ise.fraunhofer.de
www.agrophotovoltaik.de
www.ise.fraunhofer.de



8
© Fraunhofer ISE



OPTIMIERUNG ELEKTRISCHER LEISTUNGS- UND TRAKTIONSANTRIEBE

»In Zukunft elektrisch – Energiesysteme im ländlichen Raum | KTBL Tage 2018 | 7. März 2018«



Rüdiger Heim | Bereichsleiter | Fraunhofer-Institut für Betriebsfestigkeit und Systemzuverlässigkeit LBF

© Fraunhofer LBF

Fraunhofer LBF | Leichtbau • Polymertechnik • Zuverlässigkeit • Schwingungstechnik

— „[...] **Die Wissenschaften** sind nicht wie Minerva, welche vollständig bewaffnet dem Haupte Jupiters entsprang. Sie **sind Töchter der Zeit und bilden sich langsam**, zuerst durch Sammlung der Methoden, welche die Erfahrung angibt, und später durch Entdeckung der Principien, die aus der Combination der Methoden sich folgern lassen [...].

— J. A. Brillat-Savarin: »*La Physiologie du Goût*« (Physiologie des Geschmacks | 1826)



© Fraunhofer LBF

Fraunhofer
LBF

Neodym-Eisen-Bor: Die aktuell leistungsfähigsten Permanentmagnete

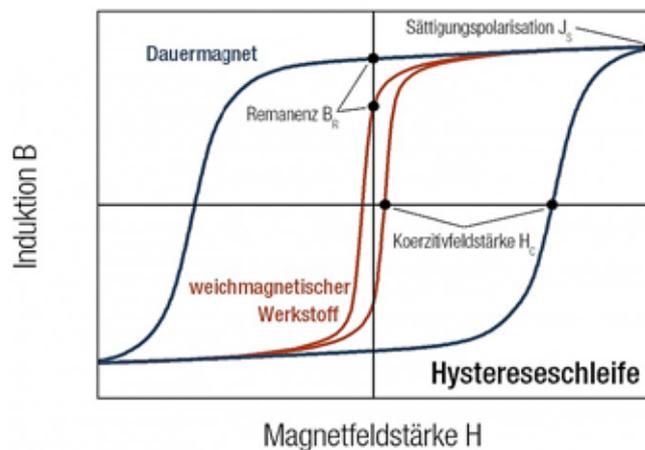
- **Permanentmagnet-erregte Synchronmaschinen (PSM)** sind besonders kompakt und haben gute Wirkungsgrade
- **Seltene Erdmetalle für Hochleistungsmagnete** – speziell Neodym-Eisen-Bor – finden sich in zahlreichen Anwendungen, u.a. in Windenergieanlagen, Industrierobotern und in der Elektromobilität
- Die **Preisentwicklung der Seltenen Erden** ab Mitte 2010 führte zu einer deutlichen Bewußtseinsveränderung hinsichtlich der Nutzung der SE-Magnete

© Fraunhofer LBF



Dysprosium zur Temperaturstabilisierung der Koerzitivfeldstärke

- Die **Beimischung von Dysprosium** dient zur Steigerung der Koerzitivfeldstärke bei hohen Temperaturen
- **NdFeB-Magnete ohne Dysprosium** sind nur bis Temperaturen von ca. 80°C in ihren magnetischen Eigenschaften stabil
- Die Beimischung von bis zu 10 % Dysprosium erhöht den möglichen Temperaturbereich auf bis zu 200°C



© Fraunhofer LBF



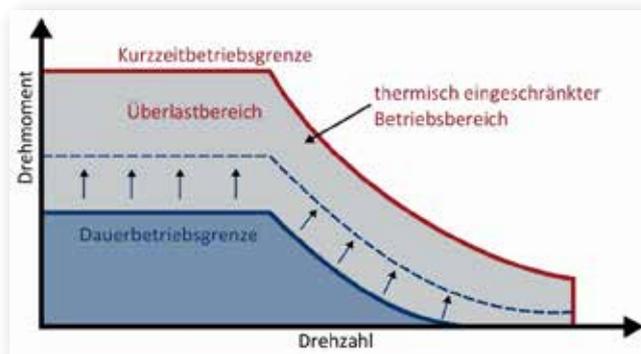
Eigenschaftsoptimalität von elektrischen Antrieben



© Fraunhofer LBF

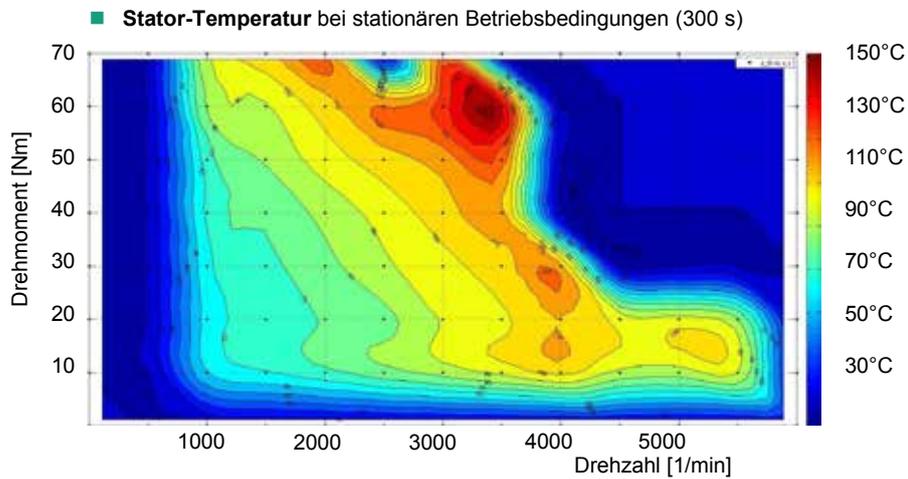
Optimierung von elektrischen Antrieben

- **Temperaturbelastung** relevanter Komponenten (u.a. Wicklung, Magnete) ist **dimensionsbestimmend**
- Große Leistungsunterschiede bei Dauerbetrieb bzw. kurzzeitiger Maximalleistung
- **Zeitanteil** deutlich **erhöhter Motortemperatur** ist gering (< 1% bei üblichen Fahrstrecken)



© Fraunhofer LBF

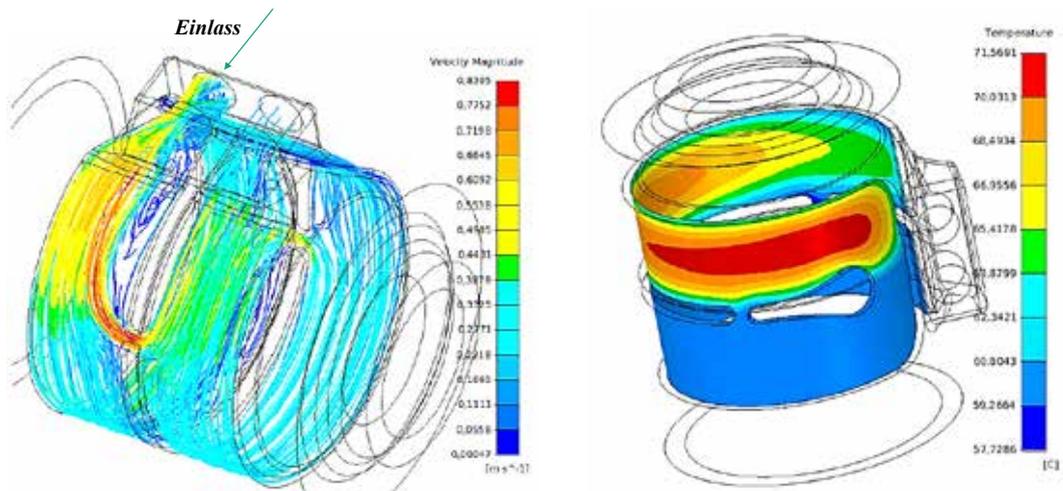
Laborerprobung elektrischer Antriebsmotor | Statortemperatur



© Fraunhofer LBF

Fraunhofer LBF

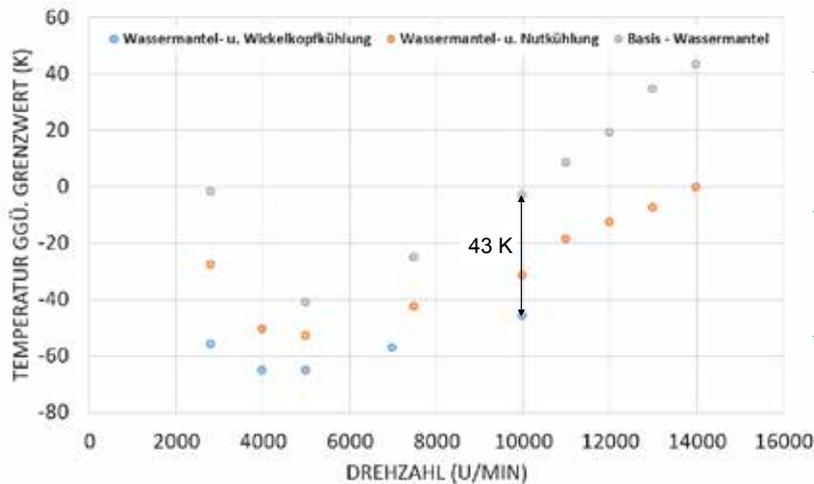
Strömungsgeschwindigkeit und Temperatur des Kühlmediums im Motor



© Fraunhofer LBF

Fraunhofer LBF

Temperaturanstieg bei stationärer Leistung | unterschiedliche Kühlkonzepte

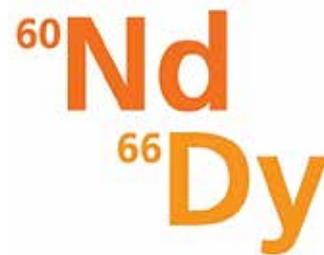


- Simulation: Temperaturanstieg bei konstanter Leistung und jeweiliger Drehzahl
- Referenzmotor:
 - $P_{\max} = 35 \text{ kW}$,
 - $M_{\max} = 75 \text{ Nm}$ bei
 - $n = 4.500 \text{ min}^{-1}$
- Grenzwert: Temperaturanstieg um 75 K

© Fraunhofer LBF

Zusammenfassung

- **Elektromobilität** ist zur Reduktion verkehrsbedingter Emissionen zwingend notwendig
- Die leistungsfähigsten elektrischen Leistungs- und Traktionsantriebe nutzen **Neodym-Eisen-Bor Magnete**
- **Temperaturentwicklung** bei elektrischen Traktionsantrieben ist eine dimensionierungsrelevante Größe und muss für den instationären Betrieb bei Elektrofahrzeugen beschrieben werden
- **Fahrzyklen** als Modell von Fahrbetriebsbedingungen müssen wirklichkeitsnah sein, um Entwicklungsingenieuren die notwendigen, technisch validen »Leitplanken« zu geben
- **Fluidische Kühlung** ist bei elektrischen Traktionsantrieben Stand der Technik – optimierte Auslegung kann den Wärmetransport signifikant verbessern



© Fraunhofer LBF



Technologie- und Förderzentrum
im Kompetenzzentrum
für Nachwachsende Rohstoffe



Das NAWAREUM – Erlebnisort für die Energie- und Rohstoffwende

Kurzvortrag anlässlich der KTBL-Tage

Bayreuth, 07.03.2018

Dr. Bernhard Widmann
Leiter

P 18LW1011

Das NAWAREUM – Natürlich erneuerbar! Handlungsbedarf und Zielsetzung

Herausforderung und Handlungsbedarf:

- Jahrhundert-Herausforderung für die gesamte Gesellschaft:
Klimaschutz, Ressourcenschutz, Erhalt der Lebensgrundlagen
→ Umbau der Energie- und Rohstoffversorgung und Gesinnungswandel
(Energiewende und Bioökonomie),
- gesamtgesellschaftlicher Bildungsauftrag.

Zielsetzung des NAWAREUM:

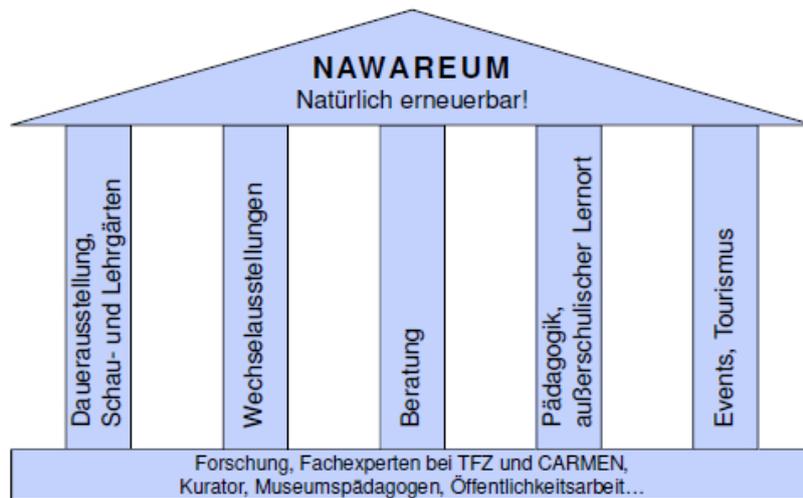
- Motivierende und lösungsorientierte Vermittlung der gesellschaftlichen und persönlichen Verantwortlichkeiten, Perspektiven und Handlungsoptionen für eine nachhaltigere Zukunft auf der Basis Nachwachsender Rohstoffe und erneuerbarer Energien,
- erstmals verknüpfte Darstellung von Bioökonomie und Umbau der Energieversorgung zur Zukunftssicherung der Gesellschaft.

Widmann, Engelkirchen
P 18LW1011
17LW1018 Folie 2



Das NAWAREUM – Natürlich erneuerbar!

Grundkonzept: Wissenstransfer auf 5 Säulen



Widmann
P 18LW1011
17LW1062

Folie 3



Das NAWAREUM – Natürlich erneuerbar!

Eckpunkte

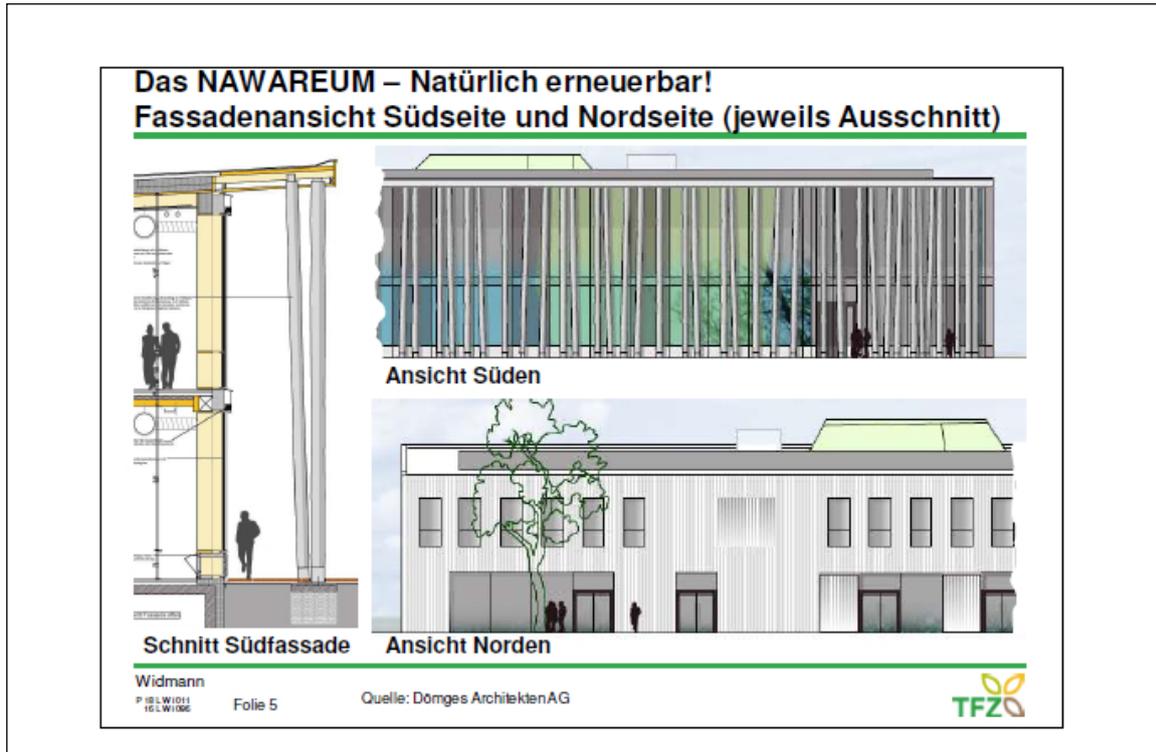
Der zentrale Informations- und Erlebnisort zum Energie- und Rohstoffwandel in Bayern

- Zuständige Ressorts/Finanzierung: StMELF und StMWi
- Freistaat Bayern investiert 25 Mio. Euro
- Träger: TFZ (inhaltliche Kooperation mit C.A.R.M.E.N. e.V.)
- Zielgruppen: breite Öffentlichkeit, Umsetzungswillige, Familien, Kinder, Schulen
- Öffnungszeiten auch am Wochenende
- Ziel: mehrere Zehntausend Besucher jährlich
- vorbildlicher Bau aus Holz/ökologischen Baustoffen in Passivhaus-Standard
→ Gebäude ist Teil der Ausstellung
- Hauptnutzfläche: rd. 2.500 m² (1.235 m² Dauer-, 275 m² Wechselausstellung, zzgl. Seminar-, Beratungs-, Pädagogikräume, Büros, Bistro, Shop)
- Nachhaltige Zukunft erlebbar machen
→ interaktiv (Hands-On, Exponate und Mitmachstationen)

Widmann
P 18LW1011
17LW1062

Folie 4





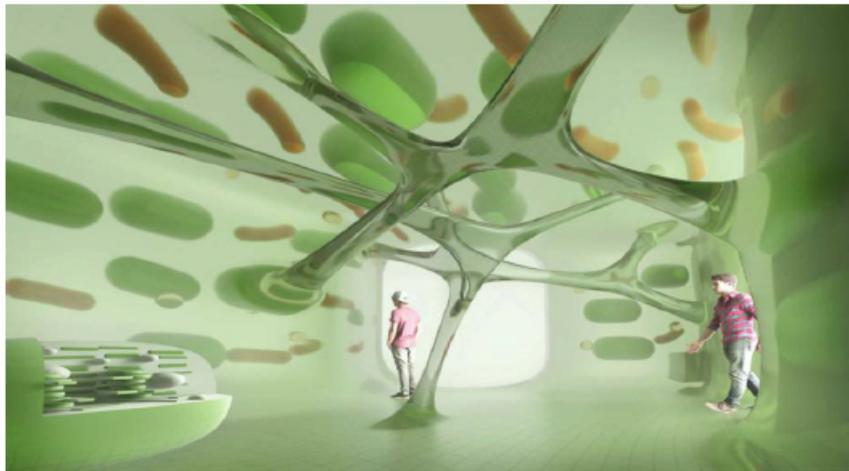
Das NAWAREUM – Natürlich erneuerbar!
Die Ausstellungseinheiten (kurz: „AE“)

- AE 0 Intro: Den Besucher abholen, wo er steht
- AE 1 Energie- und Rohstoffnutzung im Wandel der Zeit
- AE 2 Nachwachsende Rohstoffe
- AE 3 Lebens-Mittel
- AE 4 Produkte aus Nachwachsenden Rohstoffen
- AE 5 Energie
- AE 6 Oikos – Nachhaltige Ressourcennutzung
- AE 7 Willkommen in der Zukunft
- AE 8 Die Handlungsmotivation
- AE 9 Informationspfad Holzbau

Bildquellen: TFZ,
Holzer Kobler Architekturen

Widmann, Engelskirchen
P 10 L W 011
10 L 001 Folie 6 TFZ

Das NAWAREUM – Natürlich erneuerbar! Szenografie: Beispiel Pflanzenzelle



Bildquelle: Holzer Kobler Architekturen

Engelskirchen
P 18 LW 011
18 L 23 007 Folie 7



Das NAWAREUM – Natürlich erneuerbar! Eröffnung und Vorlaufbetrieb



Eröffnung: 2020

Bildquelle: Holzer Kobler Architekturen

Vorlaufbetrieb im
„Schaufenster NAWAREUM“
seit 2017



Widmann
P 18 LW 011
18 L 23 006 Folie 8





Technologie- und Förderzentrum
im Kompetenzzentrum
für Nachwachsende Rohstoffe



Danke für Ihre Aufmerksamkeit!

www.NAWAREUM.de

P 18LW1011

Neue Randbedingungen für die dezentrale Erzeugung von Strom

CHRISTOPH GERS-GRAPPERHAUS

Landwirtschaftskammer Niedersachsen, Oldenburg

I. Einleitung

So vielfältig wie die landwirtschaftliche Produktion, so vielfältig ist auch der Energiebedarf auf landwirtschaftlichen Betrieben. Ist es in der Außenwirtschaft überwiegend der Kraftstoffbedarf für die Maschinen, so ist es in der Innenwirtschaft neben dem Heizenergiebedarf der Ställe in der wärmeintensiven Sauen- und Geflügelhaltung der Stromverbrauch für alle anderen Arbeitsabläufe in der Veredlung. Beispielhaft sei der Strombedarf für das Füttern, für die Belüftung und Beleuchtung, die Futteraufbereitung und Entmistung sowie für das Melken und Kühlen genannt. Das Einsparen von Energie und die Verbesserung der Energieeffizienz sind die besten Möglichkeiten zur Kostensenkung und zur Vermeidung von Klimabelastungen in der landwirtschaftlichen Produktion. Neben dem Sparen durch eine verbesserte Energieeffizienz ist auch die Substitution von Strom ein wichtiger Aspekt auf landwirtschaftlichen Betrieben. Hierbei ist die Landwirtschaft in einer besonderen Position. Kaum ein anderer Wirtschaftszweig verfügt über das dafür notwendige Flächenpotenzial. Seien es die erforderlichen Dachflächen für PV-Anlagen oder die räumlichen Abstandsflächen für Kleinwindanlagen, die Potenziale sind vielfach vorhanden. Auch von daher spielt die Stromsubstitution in der Landwirtschaft eine große Rolle.

II. Randbedingungen

Die wirtschaftlichen Faktoren für die dezentrale Stromerzeugung unterliegen häufig anderen Gesetzmäßigkeiten, die auch außerhalb des landwirtschaftlichen Betriebes festgeschrieben werden. Hier sind in erster Linie die jeweils aktuellen Strompreise und die staatlich festgesetzten Steuern und Abgaben zu nennen.

1. Strompreis und festgesetzte Steuern und Abgaben

Der Strompreis kannte in den vergangenen Jahren für den Endverbraucher nur eine Richtung und die war steigend. Vom Jahr 2000 bis 2010 gab es nahezu eine Verdoppelung des Strompreises von 10,2 auf 19,6 ct/kWh. Die jährlichen Steigerungsraten lagen im Mittel bei 8 %. Seit dieser Zeit ist der Preisanstieg deutlich geringer ausgefallen. Aktuell liegt der Strompreis bei 23,7 ct/kWh. Das ist eine prozentuale jährliche Steigerung von 2,5 % seit dem Jahr 2010. Diese Strompreise beziehen sich auf den Einkauf einer landwirtschaftlichen Betriebsmittel GmbH in Niedersachsen und können in anderen Regionen und anderen Tarifen hiervon deutlich abweichen.

Wesentlich bestimmt wird der Strompreis auf die pro kWh festgelegten Steuern, Umlagen und Abgaben. Bezogen auf den Arbeitspreis pro kWh sind das etwa 84 % des gesamten Strompreises. Hauptkostenbestandteile sind die Netzentgelte, die EEG-Umlage, die Stromsteuer und die Mehrwertsteuer. Der Netto-Energiepreis in Cent/kWh ist dagegen rückläufig gewesen, mit Ausnahme des Jahres 2016. Im Zuge der zunehmenden Digitalisierung wird sich das Tarifgefüge weiter verän-

dem. Standard- oder Einheitstarife mit festen Arbeitspreisen und Grundgebühren werden zunehmend von wechselnden Tarifzeiten mit unterschiedlichen Strompreisen abgelöst. Aufgrund der schwankenden Kosten für die Energiebereitstellung aus dem öffentlichen Stromnetz wird die Eigenenergieversorgung durch regenerative Energiequellen immer attraktiver. Zusätzlich sind durch die gesunkenen Investitionskosten der Anlagentechnik und der günstigen Sollzinssätze verschiedener Finanzierungsdarlehen die Stromgestehungskosten stark gesunken.

2. Lastprofile

Produktionsbedingt ist der Stromverbrauch in Veredlungsbetrieben deutlich höher als in Ackerbau- oder Futterbaubetrieben. Aber auch in einem Produktionsverfahren ergeben sich sehr unterschiedliche Verbräuche und Lastprofile. Verantwortlich ist dafür die Anzahl der gehaltenen Tiere, die eingesetzte Verfahrenstechnik und der Grad der Automatisierung. Besonders die zunehmende Automatisierung verändert ganz entscheidend den Gesamtstrombedarf und die Stromabnahme über den Tag.

Ein besonders markantes Beispiel dafür ist die Milchviehhaltung. In einem Milchviehbetrieb mit Melkstand weist der Stromverbrauch zwei typische Tagesspitzen zu den jeweiligen Melk- und Kühlzeiten am Morgen und am Abend auf. Oft wird in nur 6 bis 7 Stunden 80 % des gesamten täglichen Strombedarfes verbraucht. Völlig anders ist das Lastprofil auf einem Milchviehbetrieb mit einem automatischen Melksystem. Hier verteilt sich der Stromverbrauch relativ gleichmäßig über den gesamten Tag. Die Voraussetzungen für einen höheren Eigenverbrauchsanteil aus dezentraler Stromproduktion verbessern sich dadurch entscheidend. Auch der zunehmende Einsatz von strombetriebenen Hilfsmitteln wie beispielsweise Reinigungsroboter oder auch Hoflader führen zu steigenden Stromverbräuchen.

Besonders gute Bedingungen für eine hohe Eigenstromproduktion bietet die Schweinehaltung. Mit ihren zwangsbelüfteten Ställen weist das Lastprofil einen relativ gut prognostizierbaren Verlauf im Hinblick auf die jahreszeitlichen Schwankungen und im Tagesverlauf, bedingt durch die Sonneneinstrahlung, auf. Die kontinuierliche Stallbelegung in der Schweinehaltung bietet gegenüber der Mastgeflügelhaltung bessere Einsatzbedingungen für dezentrale Stromerzeugungsanlagen. Insgesamt weist die Geflügelhaltung ebenfalls einen hohen Stromverbrauch auf. Der vier- bis sechswöchige Produktionsrhythmus in der Hähnchenmast führt aber zu sehr wechselnden Lüftungsraten der Ställe. Hier kommen neben den altersbedingten geringen Luftraten zu Beginn der Mast noch die temperaturbedingten jahreszeitlichen Schwankungen zum Tragen.

3. Stromerzeugung

Die Strombereitstellung kann aus regenerativen Quellen wie der Nutzung von Wind und Sonne und auch aus fossilen Energieträgern stammen. Welche Form der Energiebereitstellung den höchsten Gewinn erwarten lässt, ist vorher gründlich zu prüfen.

a. Photovoltaikanlagen

Auf vielen Stalldächern sind inzwischen Photovoltaikanlagen installiert. Aufgrund der hohen EEG-Vergütungen und den fallenden Investitionskosten für die Anlagen lagen die höchsten Zubauraten mit bis zu 7.500 MW pro Jahr in den Jahren von 2010 bis 2012. Diese Anlagen speisen ganz überwiegend den Strom ins öffentliche Stromnetz ein. Die Eigennutzung ist nicht oder nur selten wirtschaftlich, da die EEG-Vergütungen deutlich über den aktuellen Strombezugspreisen liegen.

Seit dieser Zeit sind die EEG-Vergütungen aber kontinuierlich gesunken. Aktuell beträgt die EEG-Vergütung für eine 30-kWp-Anlage 11,98 ct/kWh. Aber auch die Investitionskosten für die PV-Anlagen sind seit dieser Zeit stetig gesunken. Die Stromgestehungskosten sind deshalb mittlerweile niedriger als der Strombezug aus dem Netz. Beim Bau neuer PV-Anlagen betragen die Investitionskosten etwa 1.000 €/kWp. Bei diesen Kosten und einem Stromertrag von – durchschnittlich über 20 Jahre betrachtet – 900 kWh/Jahr liegen die Stromgestehungskosten unter Berücksichtigung der Kapital- und der Betriebskosten bei etwa 9,8 ct/kWh.

b. Kleinwindenergieanlagen

Besonders in Norddeutschland ist das Interesse an Kleinwindenergieanlagen hoch. Aufgrund der guten Standortbedingungen mit hohen Windgeschwindigkeiten für die Megawatt-Anlagen steigt auch die Nachfrage nach kleinen Windenergieanlagen. Auch die ganztägige Stromproduktion ist für Betriebe, die über automatische Melksysteme verfügen, ein wichtiges Argument, neben PV-Anlagen auch den Bau von Kleinwindenergieanlagen zu prüfen.

Die Bedingungen für Kleinwindanlagen sind im Vergleich zu PV-Anlagen aber oft schwieriger. Die im EEG festgelegte Einspeisevergütung ist im Vergleich zu Solarstrom deutlich niedriger. Ab dem 01.04.2018 beträgt sie für Anlagen bis 50 kW 7,31 ct/kWh über einen Zeitraum von 20 Jahren. Darüber hinaus unterliegt die EEG-Vergütung einer starken Degression, da die hohen Zubauraten der großen Windenergieanlagen für die Berechnung der EEG-Vergütung bestimmend sind.

Diese Einspeisevergütungen sind für Kleinwindenergieanlagen aber nicht kostendeckend. Die Stromgestehungskosten betragen häufig 20 bis 25 ct/kWh. Nur unter sehr günstigen Standortbedingungen liegen sie bei 15 bis 20 ct/kWh. Um die Anlagen wirtschaftlich betreiben zu können, ist ein sehr hoher Eigenverbrauch erforderlich. Dazu sind eine angepasste Anlagengröße an den betrieblichen Stromverbrauch, ein guter Standort mit freier Windanströmung auf den Rotor und ein gleichmäßiger Stromverbrauch über den Tag unbedingt erforderlich.

c. Blockheizkraftwerke (BHKW)

Blockheizkraftwerke produzieren im Vergleich zu den vorhergenannten Energieanlagen Strom und Wärme. Als Brennstoff kommt in erster Linie Erdgas, Flüssiggas und Heizöl, seltener Biogas oder Holzgas zum Einsatz. Die in der Landwirtschaft eingesetzten BHKW haben selten Leistungen über 50 kW elektrisch, am häufigsten liegt die elektrische Leistung zwischen 5 und 20 kW. Bei gleichzeitiger Strom- und Wärmeverwertung sind BHKW besonders energieeffizient mit Gesamtwirkungsgraden von etwa 90 %.

Die Förderung von BHKW wird durch das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) geregelt. Die Novellierung des KWKG vom 01.01.2016 hat die Einsatzbedingungen verbessert. Für Klein-BHKW bis 50 kW sieht das KWKG eine Förderung von 8 ct/kWh bei Einspeisung ins öffentliche Netz und von 4 ct/kWh auf den Eigenverbrauch für maximal 60.000 Vollbenutzungsstunden vor. Um einen möglichst hohen Eigenverbrauch zu erreichen, ist eine vorherige gründliche Prüfung des Strom- und Wärmeverbrauches (im Tages- und Jahresablauf) erforderlich, um eine daran angepasste Anlagengröße bestimmen zu können. Besonders interessant sind BHKW für sauenhaltende Betriebe, da hier eine ganzjährige Strom- und Wärmeverwertung möglich ist.

Die Wirtschaftlichkeit von BHKW ist von vielen individuellen betrieblichen Faktoren wie Energieverbrauch, Energiekosten, den Lastprofilen des Strom- und Wärmeverbrauches und den Investitionskosten abhängig. Unter Berücksichtigung aller Aspekte haben eigene Wirtschaftlichkeitsbe-

rechnungen Energieerzeugungskosten von rund 7,7 ct/kWh für die Strom- und Wärmeproduktion ergeben. Bei einer hohen jährlichen Auslastung und der Nutzung beider Energiearten, Strom und Wärme, kann eine attraktive Wirtschaftlichkeit dargestellt werden.

4. Zukünftige Anforderungen

Um die dezentrale Stromerzeugung auf landwirtschaftlichen Betrieben in Zukunft noch attraktiver zu gestalten, sind einige Anforderungen zu erfüllen.

a. Stromspeicher

Um den Eigenverbrauch aus erneuerbaren Energien weiter zu erhöhen, ist die Stromspeicherung ein wirksames Instrument. Um einen Speicher möglichst gut nutzen zu können, muss er in einem angemessenen Größenverhältnis zur Energieerzeugungsanlage und zum Eigenverbrauch stehen. Heutige Speichergrößen dienen eher der Speicherkapazität von Haushalten, aber nicht der Kapazität landwirtschaftlicher Betriebe. Batteriespeicher in der Größe von etwa 100 kWh sind für landwirtschaftliche Betriebe eine denkbare Größenordnung.

b. EDV-gestützte Energiemanagementsysteme

Grundlage für ein optimales betriebliches Energiemanagement ist die Kenntnis über die Energieverbräuche des Betriebes und die Kenntnis über die zu erwartende Stromproduktion aus den Energieerzeugungsanlagen. Für die Erfassung und Analyse des spezifischen Strom- und Wärmeverbrauches und der Produktion ist die Installation von Verbrauchs- und Messeinrichtungen erforderlich. Für die Auswertungen müssen EDV-gestützte Energiemanagementsysteme zur Verfügung stehen und in Bezug auf die landwirtschaftliche Produktion weiterentwickelt und optimiert werden.

c. Änderungen zur EEG-Umlage auf den Eigenverbrauch

Ein wesentliches wirtschaftliches Hemmnis ist die festgelegte Zahlung der vollen oder anteiligen EEG-Umlage auf den Stromeigenverbrauch. Diese wirkt sich besonders nachteilig bei den Kleinwindenergieanlagen aus, deren Stromgestehungskosten bereits relativ hoch sind. Aber auch auf großen landwirtschaftlichen Betrieben mit einem Stromverbrauch über 100.000 kWh ist die EEG-Umlage ein Hemmnis. Nicht selten verfügen die Betriebe über eigene Trafostationen am Betriebsstandort, womit die Stromlieferung aus der Mittelspannungsebene möglich und der Strom zu niedrigeren Preisen eingekauft wird. Häufig sind die wirtschaftlichen Anreize durch die abzuführende EEG-Umlage zu gering, um in dezentrale Energieanlagen zu investieren und den Stromeigenverbrauch zu nutzen.

KTBL-Tage 2018 In Zukunft elektrisch – Energiesysteme im ländlichen Raum



Neue Randbedingungen für die dezentrale Erzeugung von Strom

KTBL-Tage 2018
Bayreuth, 07. - 08. März

Christoph Gers-Grapperhaus
Fachbereich Energie, Bauen, Technik

Inhalt:

I. Randbedingungen

- Strompreis
- Lastprofile

II. Stromerzeugung

- Photovoltaikanlagen
- Kleinwindenergieanlagen
- Blockheizkraftwerke

III. Zukünftige Anforderungen

- Stromspeicher
- Energiemanagementsysteme
- Gesetzliche Änderungen zur EEG-Umlage

KTBL-Tage 2018
Bayreuth, 07. - 08. März

Christoph Gers-Grapperhaus
Fachbereich Energie, Bauen, Technik

Veränderbare Randbedingungen

- **Änderung des Strombezugs**
 - Stromtarif überprüfen
 - Anbieterwechsel
- **Verringerung der Lastaufnahme**
 - Lastmanagement
- **Energie effizienter nutzen**
 - Lüftung/Heizung
 - Fütterung
 - Melken/Kühlen
 - Beleuchtung
- **Dezentrale Energieerzeugung**

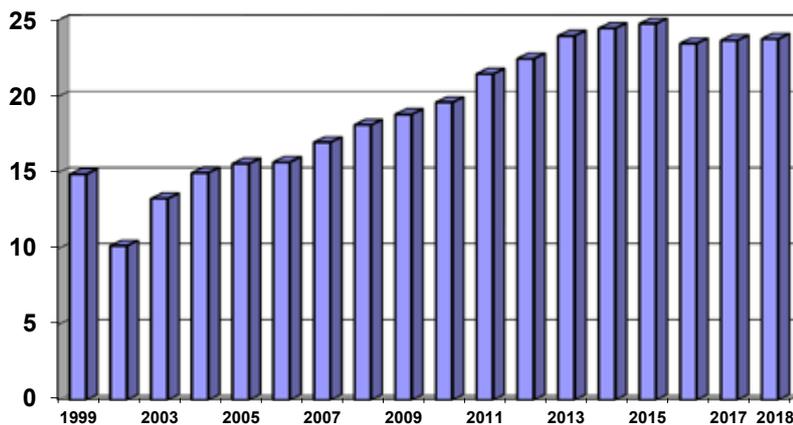


KTBL-Tage 2018
Bayreuth, 07. - 08. März

Christoph Gers-Grapperhaus
Fachbereich Energie, Bauen, Technik

Entwicklung der Strompreise von 1999 bis 2018

Stromtarif ohne Leistungsmessung; Einkauf über Betriebsmittel GmbH in Nds.; einschl. Steuern und Abgaben



KTBL-Tage 2018
Bayreuth, 07. - 08. März

Christoph Gers-Grapperhaus
Fachbereich Energie, Bauen, Technik

Kostenbestandteile beim Strompreis

Bestandteil	Preis (Cent/kWh)	
Grundpreis	111,00 €/Jahr	variabel
Arbeitspreis kWh Strom	3,960	variabel
Netzentgelt	6,710	staatlich festgelegte Abgaben auf den Strompreis
EEG-Umlage	6,792	
KWK-Umlage	0,345	
Umlage § 17 EnWG	-0,028	
Umlage § 18 AbLaV	0,006	
Umlage § 19 StromNEV	0,370	
Konzessionsabgabe	1,320	
Stromsteuer	2,050	
Netto Arbeitspreis 21,58 Ct/kWh + MwSt	25,6	

Quelle: e.on Agrar Strom
Liefertermin: ab 01.01.2018

KTBL-Tage 2018
Bayreuth, 07. - 08. März

Christoph Gers-Grapperhaus
Fachbereich Energie, Bauen, Technik

Für wen lohnt sich Eigenverbrauch – was kostet die produzierte kWh?

Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeitsrechnung:

- Kaufpreis der Anlage
- Kreditzins
- spezifischer Ertrag der Anlage
- Stromverbrauch und Lastprofil des Betriebes
- Strompreis des Betriebes

Individualbetrachtung erforderlich

KTBL-Tage 2018
Bayreuth, 07. - 08. März

Christoph Gers-Grapperhaus
Fachbereich Energie, Bauen, Technik

Milchviehhaltung



Reinigungsroboter



KTBL-Tage 2018
Bayreuth, 07. - 08. März

Christoph Gers-Grapperhaus
Fachbereich Energie, Bauen, Technik

Milchviehhaltung



Technik in modernen Ställen

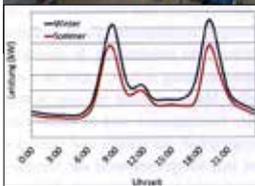


KTBL-Tage 2018
Bayreuth, 07. - 08. März

Christoph Gers-Grapperhaus
Fachbereich Energie, Bauen, Technik

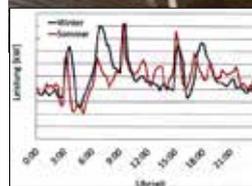
Milchviehhaltung

**Konventioneller Melkstand
mit täglich zwei Melkzeiten**



Strombedarf:
350 - 450 kWh/Kuh

**Automatisches Melksystem
mit ganztägigen Melkzeiten**



Strombedarf:
ca. 500 kWh/Kuh

Quelle:
KTBL-Heft 110

KTBL-Tage 2018
Bayreuth, 07. - 08. März

Christoph Gers-Grapperhaus
Fachbereich Energie, Bauen, Technik

Schweinehaltung



Mastschweine:
Flüssig- und Trockenfütterung



Sauenhaltung:
Abruffütterungsanlage mit Gruppenhaltung

KTBL-Tage 2018
Bayreuth, 07. - 08. März

Christoph Gers-Grapperhaus
Fachbereich Energie, Bauen, Technik



Schweinemaststall Lüftungsanlage

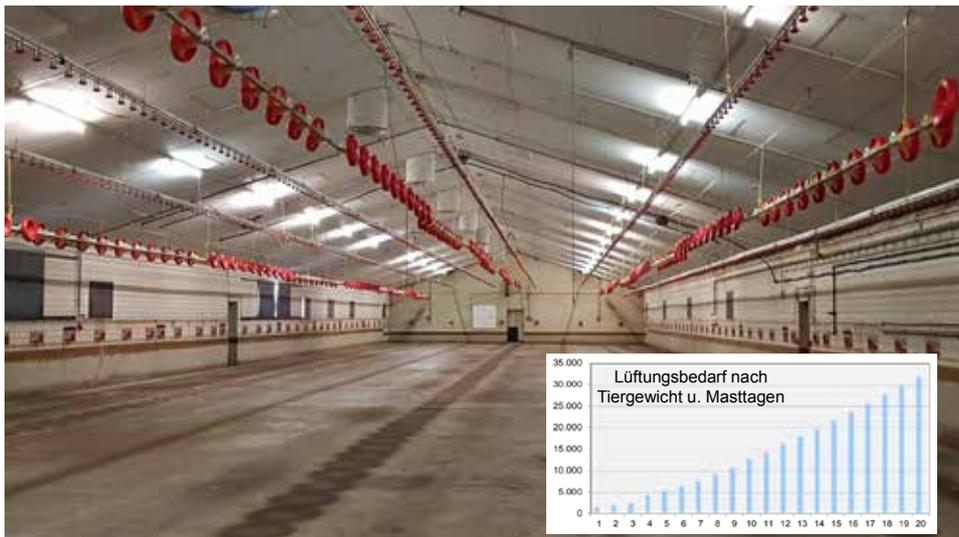
50 – 60 %
des gesamten
Stromverbrauches



KTBL-Tage 2018
Bayreuth, 07. - 08. März

Christoph Gers-Grapperhaus
Fachbereich Energie, Bauen, Technik

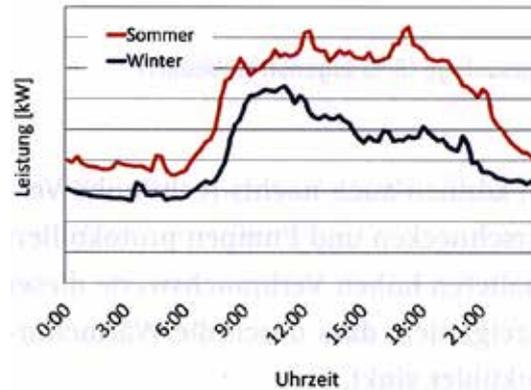
Geflügelhaltung



KTBL-Tage 2018
Bayreuth, 07. - 08. März

Christoph Gers-Grapperhaus
Fachbereich Energie, Bauen, Technik

Lastprofile Schweine- und Geflügelhaltung



Gesamtstromverbrauch: Ferkelerzeugung 129 kWh/Platz
 Schweinemast 34 kWh/Platz
 Hähnchenmast 1,1 kWh/Platz

Quelle:
KTBL-Heft 110

KTBL-Tage 2018
Bayreuth, 07. - 08. März

Christoph Gers-Grapperhaus
Fachbereich Energie, Bauen, Technik

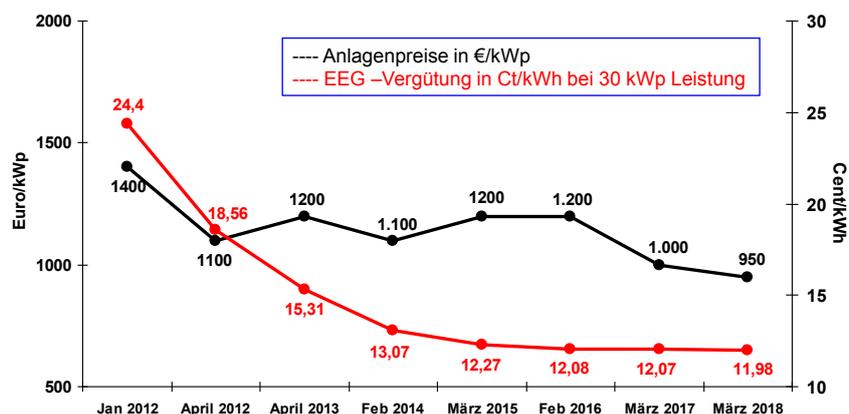
Stromproduktion PV-Anlage



KTBL-Tage 2018
Bayreuth, 07. - 08. März

Christoph Gers-Grapperhaus
Fachbereich Energie, Bauen, Technik

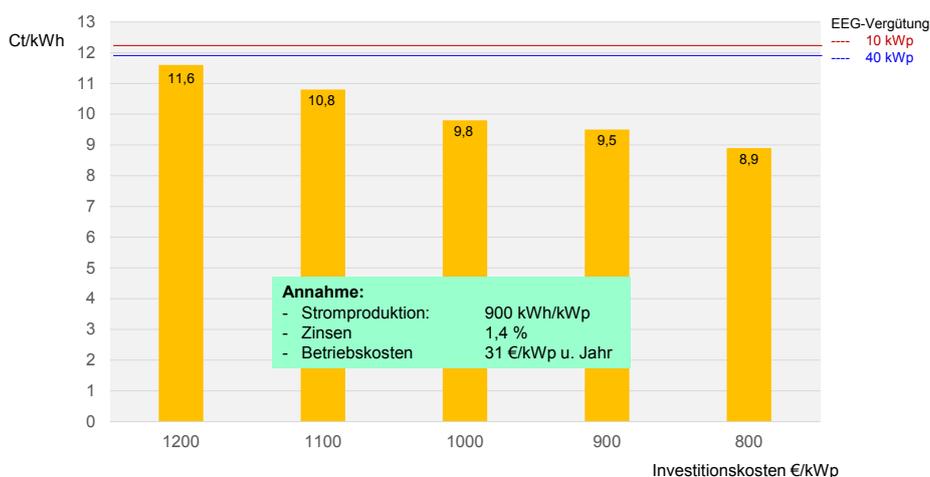
Preisentwicklung von PV-Anlagen und der EEG-Vergütung



KTBL-Tage 2018
Bayreuth, 07. - 08. März

Christoph Gers-Grapperhaus
Fachbereich Energie, Bauen, Technik

Stromerzeugungskosten bei verschiedenen Investitionskosten



KTBL-Tage 2018
Bayreuth, 07. - 08. März

Christoph Gers-Grapperhaus
Fachbereich Energie, Bauen, Technik

EEG-Umlage auf Eigenverbrauch

Die Definition setzt voraus, dass der **Eigenversorger** als **natürliche** oder **juristische** Person die Anlage **selbst betreibt**.

Wichtig:

Bestimmung der **Betreibereigenschaft**

- wer übt die Herrschaft über die Anlage aus
- wer bestimmt eigenverantwortlich die Arbeitsweise
- wer trägt das wirtschaftliche Risiko

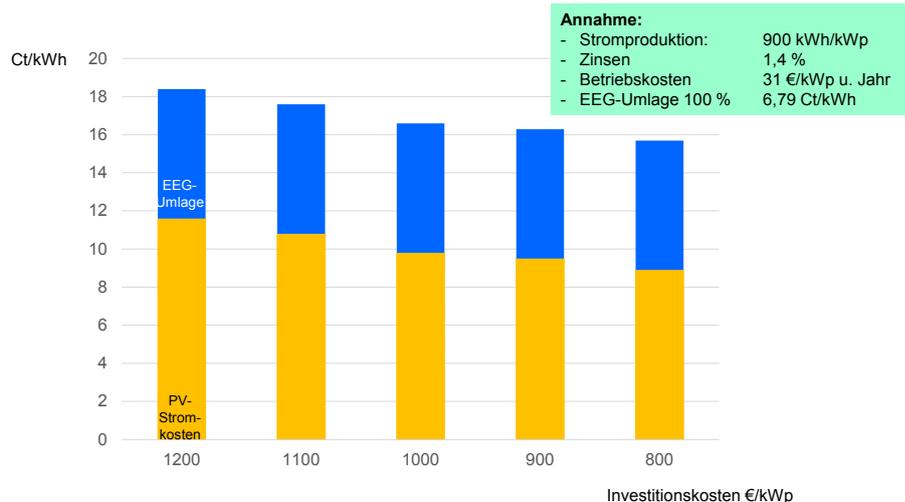
Beispiele:

- GbR (Anlage/Stall eine Person) = Eigenversorgung **40 % EEG-Umlage**
- GbR (Anlage/Stall Ehefrau o. Sohn) = Stromlieferung **100 % EEG-Umlage**

KTBL-Tage 2018
Bayreuth, 07. - 08. März

Christoph Gers-Grapperhaus
Fachbereich Energie, Bauen, Technik

Stromkosten bei Eigenverbrauch und 100 % EEG-Umlage



KTBL-Tage 2018
Bayreuth, 07. - 08. März

Christoph Gers-Grapperhaus
Fachbereich Energie, Bauen, Technik

Kleinwindenergieanlagen



Eigenverbrauchsanlage

- Privilegierung
- Standortbeurteilung
- Anlagentechnik
- Wirtschaftlichkeit

KTBL-Tage 2018
Bayreuth, 07. - 08. März

Christoph Gers-Grapperhaus
Fachbereich Energie, Bauen, Technik

Urteil des Bundesverwaltungsgerichts vom 04.11.2008 zur Privilegierung von Hof-Windenergieanlagen

Anforderungen:

- räumlich funktionaler Zusammenhang zum Betrieb (bis ca. 200 m)
- untergeordnete Funktion der Anlage zum Betrieb
- **50 %** der erzeugten Energie muss vom Betrieb verbraucht werden
- Verrechnung des Strom- und Heizenergieverbrauches zulässig;

Nachweis des Verbrauches erforderlich!

KTBL-Tage 2018
Bayreuth, 07. - 08. März

Christoph Gers-Grapperhaus
Fachbereich Energie, Bauen, Technik

Landwirtschaftliche Privilegierung

- Die Genehmigung ist immer eine Einzelfallentscheidung
- Eine landwirtschaftlich privilegierte Windenergieanlage ist an den Betrieb gebunden und kann nicht herausgelöst durch Dritte betrieben werden
- Die Privilegierung gilt nicht für tierhaltende Betriebe ohne eigene überwiegende Futtergrundlage

KTBL-Tage 2018
Bayreuth, 07. - 08. März

Christoph Gers-Grapperhaus
Fachbereich Energie, Bauen, Technik

Anlagentechnik Kleinwindenergieanlagen



Leistung	6 kW	10 kW	30 kW
Rotor: Ø/m ²	6,80 m / 36 m ²	12 m / 113 m ²	13,10 m / 135 m ²
Turm/Mast	Stahlrohr; 7/13/19 m	Rohrmast, 15/18 m	Gittermast; 30/36/42 m
Preis	ca. 30.000 €	ca. 60.000 €	ca. 160.000 €

KTBL-Tage 2018
Bayreuth, 07. - 08. März

Christoph Gers-Grapperhaus
Fachbereich Energie, Bauen, Technik

Durchschnittlicher Ertrag pro m² Rotorfläche

Ø Windgeschwindigkeit m/s	spezifischer Stromertrag kWh/m ²
4,0	185
4,5	260
5,0	335
5,5	420
6,0	500

KTBL-Tage 2018
Bayreuth, 07. - 08. März

Christoph Gers-Grapperhaus
Fachbereich Energie, Bauen, Technik

Stromerzeugungskosten

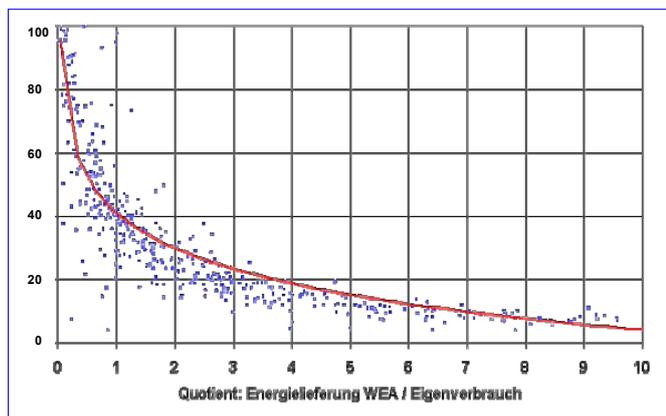
Mittlerer Windstandort 4,2 m/s in 10 m Höhe	6 kW Anlage	10 kW Anlage	30 kW Anlage
Investitionskosten	30.000 €	60.000 €	160.000 €
Stromproduktion			
Nabenhöhe	19 m	18 m	42 m
Windgeschwindigkeit	5,0 m/s	5,0 m/s	6,0 m/s
Stromertrag	12.000 kWh	19.000 kWh	67.000 kWh
Kosten			
Afa, 20 Jahre, 5%	1.500 €	3.000 €	8.000 €
Verzinsung, 1,5 % v. ½ Inv.	225 €	450 €	1.200 €
Betriebskosten 3,0 Ct/kWh	360 €	570 €	2.000 €
	2.085 €	4.020 €	11.200 €
Stromerzeugungskosten pro kWh	17,4 Ct/kWh	21,1 Ct/kWh	16,7 Ct/kWh

KTBL-Tage 2018
Bayreuth, 07. - 08. März

Christoph Gers-Grapperhaus
Fachbereich Energie, Bauen, Technik

Eigenstromverbrauch bei Windkraftanlagen

Eigenanteil



Anteil an der Stromproduktion, der im Betrieb verbraucht werden kann

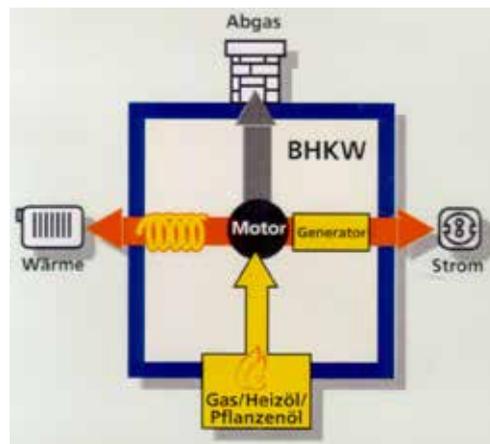
Quelle: Fraunhofer IWES

KTBL-Tage 2018
Bayreuth, 07. - 08. MärzChristoph Gers-Grapperhaus
Fachbereich Energie, Bauen, TechnikVergütungssätze
Windenergie an Land
EEG 2017

- Anlagen < 750 kW
- 8,38 Ct/kWh / am 01.01.2017
- Degression: 1,05 %/Monat
ab Okt. 2,4 %/Quartal
- 01.01.2017 8,38 Ct/kWh
- 01.03. 8,29 Ct/kWh
- 01.04. 8,20 Ct/kWh
- 01.05. 8,12 Ct/kWh
- 01.06. 8,03 Ct/kWh
- 01.07. 7,95 Ct/kWh
- 01.08. 7,87 Ct/kWh
- 01.10. 7,68 Ct/kWh
- 01.01.2018 7,49 Ct/kWh
- 01.04. 7,31 Ct/kWh
- Sonderregelung WEA bis 50 kW
- 70 % des Referenzertrages =
volle Vergütung über 20 Jahre

KTBL-Tage 2018
Bayreuth, 07. - 08. MärzChristoph Gers-Grapperhaus
Fachbereich Energie, Bauen, Technik

Kraft-Wärme-Kopplung



KTBL-Tage 2018
Bayreuth, 07. - 08. März

Christoph Gers-Grapperhaus
Fachbereich Energie, Bauen, Technik

Anlagenkonzepte für BHKW

Typ	Mini-BHKW	Klein-BHKW		Groß-BHKW
				
Anlagenleistung	0 – 2,5 kW	2,5 – 15 kW	15 – 50 kW	über 50 kW
Stromkennzahl	0,2 - 0,4	0,4 – 0,6	0,5 – 0,7	0,6 – 0,9

KTBL-Tage 2018
Bayreuth, 07. - 08. März

Christoph Gers-Grapperhaus
Fachbereich Energie, Bauen, Technik

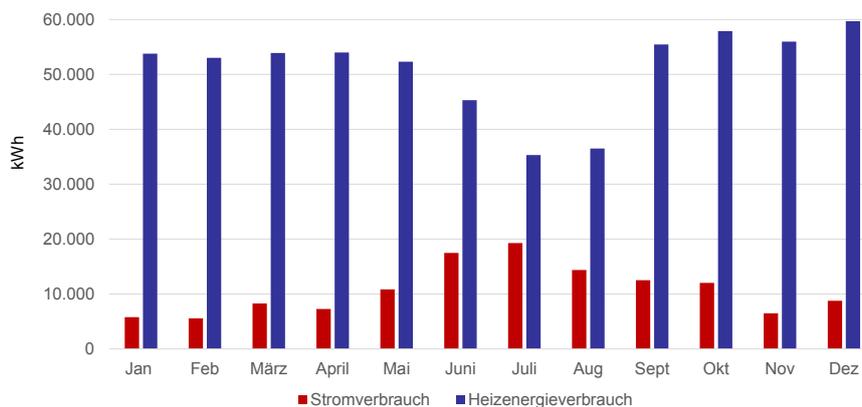
Elektrische und thermische Wirkungsgrade verschiedener Blockheizkraftwerke

BHKW-Leistung	elektr. Wirkungsgrad	therm. Wirkungsgrad
5 kW	25 – 27 %	60 – 63 %
20 kW	28 – 30 %	60 – 62 %
50 kW	33 – 35 %	50 – 55 %
100 kW	35 – 37 %	48 – 53 %
150 kW	36 – 38 %	45 – 50 %

KTBL-Tage 2018
Bayreuth, 07. - 08. März

Christoph Gers-Grapperhaus
Fachbereich Energie, Bauen, Technik

Strom- und Heizenergieverbrauch Sauenbetrieb: 850 Sauenplätze u. 4.000 Ferkelaufzuchtplätze



KTBL-Tage 2018
Bayreuth, 07. - 08. März

Christoph Gers-Grapperhaus
Fachbereich Energie, Bauen, Technik

Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)
- Vergleich der Zuschläge nach altem und neuem KWKG-Gesetz -

Leistungsgröße kW	Einspeisung Netz Ct/kWh		Eigenverbrauch Ct/kWh		Benutzungsstunden Jahre/Stunden	
	alt	neu	alt	neu	alt	neu
0 – 2*	-	4,0	-	-		45.000
bis 50	5,41	8,0	5,41	4,0	10 Jahre	60.000
50 - 100	4,0	6,0	4,0	3,0	30.000	30.000
100 - 250	4,0	5,0	4,0	2,0	30.000	30.000
250 - 2.000	2,4	4,4	2,4	1,5	30.000	30.000
über 2.000	1,8	3,1	1,8	1,0	30.000	30.000

* auf Antrag, pauschalierte Zahlung für die Dauer von 45.000 Vollbenutzungsstunden mit 4 Ct/kWh

KTBL-Tage 2018
Bayreuth, 07. - 08. März

Christoph Gers-Grapperhaus
Fachbereich Energie, Bauen, Technik

BHKW – Energieerzeugungskosten

Bedingungen:		
BHKW:	20 kW elektr.; 40 kW therm.	
Investitionskosten:	BHKW-Aggregat	35.000 €
	Pufferspeicher/Bau/Montage	30.000 €
Energieerzeugung und Erzeugungskosten		
Festkosten	Afa, Verzinsung	8.700 €/Jahr
Betriebskosten	Vollwartungsvertrag	6.200 €/Jahr
Energiekosten	Erdgas für BHKW	<u>17.100 €/Jahr</u>
		32.030 €/Jahr
Betriebsstunden:	6.200 Volllaststunden/Jahr	
Stromproduktion	124.000 kWh	
Wärmeproduktion	<u>248.000 kWh</u>	
	372.000 kWh	8,6 ct/kWh
Energiepreise des Sauenbetriebes		
Strompreis	incl. Steuern und Abgaben	24,2 ct/kWh
Erdgaspreis	incl. Steuern und Abgaben	4,7 ct/kWh
KWK-Zuschlag	Einspeisung Netz	8,0 ct/kWh
	Eigenverbrauch	4,0 ct/kWh

KTBL-Tage 2018
Bayreuth, 07. - 08. März

Christoph Gers-Grapperhaus
Fachbereich Energie, Bauen, Technik



- Zukünftige Anforderungen**
- Stromspeicher
 - EDV gestützte Managementsysteme



KTBL-Tage 2018
Bayreuth, 07. - 08. März

Christoph Gers-Grapperhaus
Fachbereich Energie, Bauen, Technik

Stromspeicher



KTBL-Tage 2018
Bayreuth, 07. - 08. März

Christoph Gers-Grapperhaus
Fachbereich Energie, Bauen, Technik

Stromspeicher größer 100 kWh



KTBL-Tage 2018
Bayreuth, 07. - 08. März

Christoph Gers-Grapperhaus
Fachbereich Energie, Bauen, Technik

Kosten der Stromspeicherung je Kilowattstunde aus dem Speicher bezogenen Stroms

Investitionsbedarf Speichersystem (€/kWh Nutzkapazität)	Zyklenzahl (n)					
	2.000	2.500	3.000	4.000	5.000	6.000
	Speicherkosten (ct/kWh)					
350	25,9	21,4	18,3	14,5	12,2	10,7
500	37,0	30,5	26,1	20,7	17,4	15,3
750	55,6	45,8	39,2	31,0	26,1	22,9
1.000	74,1	61,0	52,3	41,4	34,9	30,5
1.500	111,1	91,5	78,4	62,1	52,3	45,8
2.000	148,1	122,0	104,6	82,8	69,7	61,0

Quelle: KTBL-Heft 110 „Stromspeicher“, 2016

KTBL-Tage 2018
Bayreuth, 07. - 08. März

Christoph Gers-Grapperhaus
Fachbereich Energie, Bauen, Technik

Wie kann der Eigenverbrauch erhöht werden?

- **Anforderungsmanagement**
Energieverbrauch in die Zeiten verschieben, zu denen die günstigste Energieform zur Verfügung steht.
- **Speicherung**
Energieverfügbarkeit in die Zeit verschieben, zu der Energie benötigt wird.
- **Optimum**
Eine Mischung aus beidem! Reduziert den Energiebedarf und die benötigte Batteriegröße

aber **Optimierung über EDV gestützte Managementsysteme**

KTBL-Tage 2018
Bayreuth, 07. - 08. März

Christoph Gers-Grapperhaus
Fachbereich Energie, Bauen, Technik

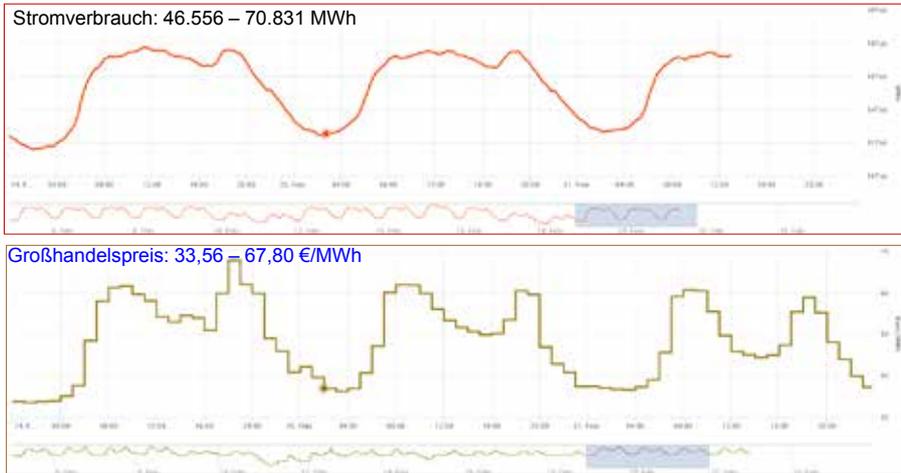
EDV-gestütztes Energiemanagement



KTBL-Tage 2018
Bayreuth, 07. - 08. März

Christoph Gers-Grapperhaus
Fachbereich Energie, Bauen, Technik

Stromverbrauch und Großhandelspreise in Deutschland vom 19.02. bis 21.02.2018



Quelle: Bundesnetzagentur

KTBL-Tage 2018
Bayreuth, 07. - 08. März

Christoph Gers-Grapperhaus
Fachbereich Energie, Bauen, Technik

Strommarkt: Digitalisierung und Datenerfassung



Quelle: eneka

KTBL-Tage 2018
Bayreuth, 07. - 08. März

Christoph Gers-Grapperhaus
Fachbereich Energie, Bauen, Technik

Landwirtschaftskammer
Niedersachsen

EEG-Umlagepflichten

EEG-Umlage 2018: 6,79 Ct/kWh

- Eigenversorgung 40 % EEG-Umlage = 2,71 ct/kWh
- Stromlieferung 100 % EEG-Umlage = 6,79 ct/kWh

* Nur KWK-Anlagen i.S.d. besonderen Erlöszuflussregelungen nach § 81 Abs. 1 S. 2 Nr. 1 EEG

KTBL-Tage 2018
Bayreuth, 07. - 08. März

Christoph Gers-Grapperhaus
Fachbereich Energie, Bauen, Technik

Landwirtschaftskammer
Niedersachsen

Vielen Dank für ihre Aufmerksamkeit.....

..... und evt. eine weitere Randbedingung für die dezentrale Erzeugung von Strom!

KTBL-Tage 2018
Bayreuth, 07. - 08. März

Christoph Gers-Grapperhaus
Fachbereich Energie, Bauen, Technik

Elektrische Landmaschinen und Photovoltaik: mehr Klimaschutz mit Batterie

MICHAEL STÖHR, BASTIAN HACKENBERG

B.A.U.M. Consult GmbH, München

Zusammenfassung

Elektrifizierte Landmaschinen ermöglichen eine höhere Arbeitspräzision und Leistungsdichte, erzeugen, je nach Grad der Elektrifizierung, weniger oder gar keine Abgasemissionen und haben geringere Betriebskosten als ihre Pendanten mit Verbrennungsmotor. Aus diesen Gründen sind Landmaschinenhersteller dazu übergegangen, elektrifizierte Landmaschinen zu entwickeln, die über eine mitgeführte Batterie oder, falls deren Kapazität nicht ausreicht, direkt über ein elektrisches Kabel mit Energie versorgt werden. Insbesondere die von letzteren benötigte elektrische Leistung erfordert jedoch, ähnlich wie eine hohe Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, einen starken Ausbau ländlicher Verteilnetze. Da die Leistungsflüsse entgegengerichtet sind, kann eine günstige Kombination die erforderliche Netzverstärkung verringern und/oder eine höhere erneuerbare Stromerzeugung, deren Nutzung im Bereich mobiler Arbeitsmaschinen und damit mehr Klimaschutz ermöglichen. Insbesondere fallen Zeiten hoher PV-Erzeugung und hohen Leistungsbedarfs elektrifizierter Landmaschinen zumindest teilweise zusammen. Diese Synergie kann durch den Einsatz stationärer Energiespeicher noch verstärkt werden. Dazu wurden Modellrechnungen durchgeführt.

Zunächst wurde die Netzintegration eines vollelektrischen Traktors mit einer 130-kWh-Batterie, der auf einem Milchviehhof zum Einsatz kommt, untersucht, dann ein Modell eines ländlichen Ortsnetzes mit PV-Anlagen entwickelt, in dem eine leitungsgeführte vollelektrische Landmaschine mit einer maximalen Leistungsaufnahme von 1,2 MW betrieben wird. Dieses Modell wurde im Modular Open Source Framework To Modell Energy Supply Systems, oemof, abgebildet und für verschiedene Ortsnetzgrößen und PV-Ausbaustufen die volkswirtschaftlich optimale Kombination von Netzanschluss, stationärem Energiespeicher und PV-Abregelung berechnet. Zu den zentralen Parametern wurden Sensibilitätsuntersuchungen durchgeführt.

Die Ergebnisse zeigen, dass bereits zum Nachladen der Traktionsbatterie einer batteriebetriebenen Landmaschine ein üblicher Netzanschluss landwirtschaftlicher Betriebe in vielen Fällen verstärkt werden muss, aber auch, dass dies durch die Kombination mit einer PV-Anlage begrenzt werden kann. Bei einer kabelgeführten vollelektrischen Landmaschine ist der Einsatz stationärer Energiespeicher wirtschaftlich optimal, wenn der Energiespeicher nicht nur als lokaler Pufferspeicher, sondern auch zur Primärregelungsbereitstellung (PRL) genutzt wird. Verglichen mit einer sonst gleichen Situation ohne Landmaschine ist meistens ein stärkerer Netzanschluss erforderlich, der Energiespeicher kann jedoch etwas kleiner ausfallen. In vielen Fällen dürfte es sinnvoll sein, den Energiespeicher semi-stationär, d. h. versetzbar zu gestalten, um ihn Teile des Jahres an anderen Stellen zu anderen Zwecken einsetzen zu können. Entgegen früherer Abschätzungen erweist sich die Abregelung von PV-Strom dann nur in wenigen Fällen und wenn meist deutlich unter 4 % als volkswirtschaftlich optimal. Dank des Energiespeichers kann PV-Energie vollständiger genutzt werden.

Batteriebetriebene Landmaschinen

Vollelektrische batteriebetriebene Landmaschinen sind in erster Linie für Arbeiten mit kleiner Leistung in der Nähe eines Ladepunktes geeignet. Das prädestiniert sie für viehhaltende Betriebe. Diese, insbesondere solche mit Milchviehhaltung, haben ein Lastprofil, das mehr als alle anderen das elektrische Netz sehr schlecht ausnutzt, da es durch zwei sehr ausgeprägte Leistungsspitzen am Morgen und am Abend gekennzeichnet ist. Es stellt sich darum nicht nur die Frage nach der Netzintegration batteriebetriebener Landmaschinen und erneuerbarer Energien, sondern auch die nach einer besseren Netzintegration von Milchviehbetrieben im Sinne einer besseren Ausnutzung ihres Netzanschlusses. Im SESAM-Projekt wurde gezeigt, dass eine batteriebetriebene Landmaschine bzw. der erforderliche Ladepunkt für die Batterie nun eine zusätzliche Last darstellt, die nicht per se einen bestehenden Anschluss besser ausnutzt. Optimiert werden kann die Situation jedoch durch langsames Laden der Batterie in der Nacht oder dann, wenn eine PV-Anlage mit etwa gleicher Leistung auf dem gleichen Betrieb oder in räumlicher Nähe Energie ins Netz einspeist. Hierzu ist es hilfreich, wenn mehrere leicht wechselbare Batterien eingesetzt werden.

Kabelgeführte Landmaschinen

Da die Leistungsaufnahme einer kabelgeführten Landmaschine die übliche Netzanschlussleistung eines einzigen landwirtschaftlichen Betriebs weit übersteigt, wurde der Einsatz einer solchen Maschine gleich im Zusammenhang mit ganzen ländlichen Ortsnetzen betrachtet. Die untersuchten Situationen wurden durch zwei Parameter charakterisiert: (1) den Jahresverbrauch an elektrischer Energie aller an das betrachtete Ortsnetz angeschlossenen elektrischen Verbraucher ausgenommen der Landmaschine (Jahresgrundverbrauch) und (2) den neu eingeführten Parameter des PV-Sättigungsgrads. Es wurde angenommen, dass der Grundverbrauch dem Standardlastprofil L2 für landwirtschaftliche Betriebe ohne Milchwirtschaft folgt. Der PV-Sättigungsgrad wurde definiert, um ländliche Ortsnetze nach dem Stand der PV-Stromerzeugung bezogen auf den Jahresgrundverbrauch klassifizieren zu können. Ein PV-Sättigungsgrad von 100 % entspricht exakt dem Grenzfall, dass ein Ortsnetzanschluss gerade noch nicht aufgrund des PV-Anlagenbaus verstärkt werden muss, wenn er so dimensioniert ist, dass er gerade die maximale Grundlast decken kann. Bei einem PV-Sättigungsgrad von 200 % muss die maximale Übertragungsleistung des Ortsnetzanschlusses demgegenüber verdoppelt werden, bei 300 % verdreifacht usw. Der genaue Zusammenhang von Grundverbrauch, PV-Anlagenleistung und PV-Sättigungsgrad hängt von den jeweiligen Last- und Erzeugungsprofilen ab. Für die Modellierung des Einsatzes einer leitungsgeführten Landmaschine wurde neben dem Standardlastprofil L2 für die PV-Erzeugung das Standardprofil ESO zugrunde gelegt. Eine bilanzielle Volldeckung des Grundverbrauchs durch die PV-Erzeugung im Ortsnetz entspricht dann einem PV-Sättigungsgrad von 234 %.

Es wurde ein hypothetisches Betriebsszenario für die Landmaschine mit Einsatzzeiten in fast allen Monaten des Jahres und einem Jahresenergieverbrauch von 1.689 MWh zugrunde gelegt. Es enthält auch Einsatzzeiten mit hoher Maschinenleistung zu Zeiten geringer PV-Erzeugung in den Wintermonaten, wo mögliche Synergien zwischen PV-Erzeugung und Landmaschinenverbrauch gering sind.

Weitere Parameter, die bei den Optimierungsrechnungen zugrunde gelegt und im Rahmen der Sensibilitätsuntersuchungen im GridCon2-Projekt variiert wurden, sind: die Anzahl der Wochen, in denen mit dem Energiespeicher Einkommen aus PRL erzielt wird (13 Wochen), die gewichteten Finanzierungskosten (weighted average cost of capital, $wacc = 5\%$), der Prozentsatz der elektrischen Energie, der bei der Übertragung über das vorgelagerte elektrische Netz verloren geht (6,85 %, das entspricht dem Durchschnitt der Verluste im deutschen Netz) und die volkswirtschaftlich anzusetzenden Kosten des Stromes, der entweder bei der Übertragung über das Netz, im Energiespeicher oder durch Abregelung von PV-Anlagen verloren geht (6,5 ct/kWh, das entspricht etwa den Vollkosten der Erzeugung von PV und Windstrom, den künftig zu erwartenden Hauptquellen elektrischer Energie). Verglichen wurde vor allem, welchen Unterschied es macht, ob eine Landmaschine zum Einsatz kommt oder nicht. Die Ergebnisse zeigen die folgenden Grafiken: Unter den gewählten Annahmen ist ein Energiespeicher immer Teil einer volkswirtschaftlich optimalen Lösung. Mit Landmaschine ist er meist etwas kleiner, der Netzanschluss meist größer.

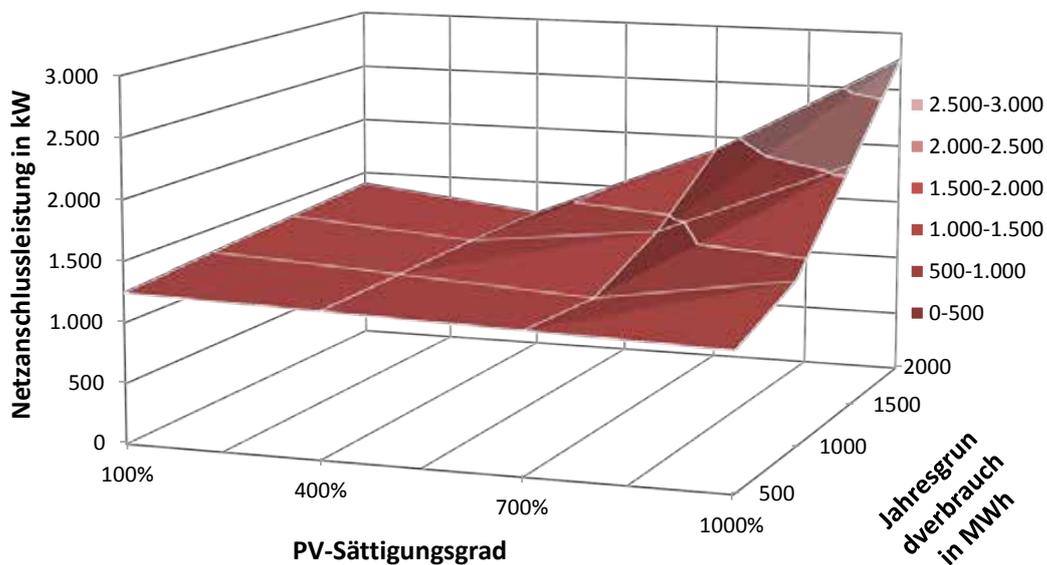


Abb. 1: mit Landmaschine, mit 13 Wochen PRL, $wacc = 5\%$, Netzverluste = 6,85%, Stromkosten = 6.5 ct/kWh

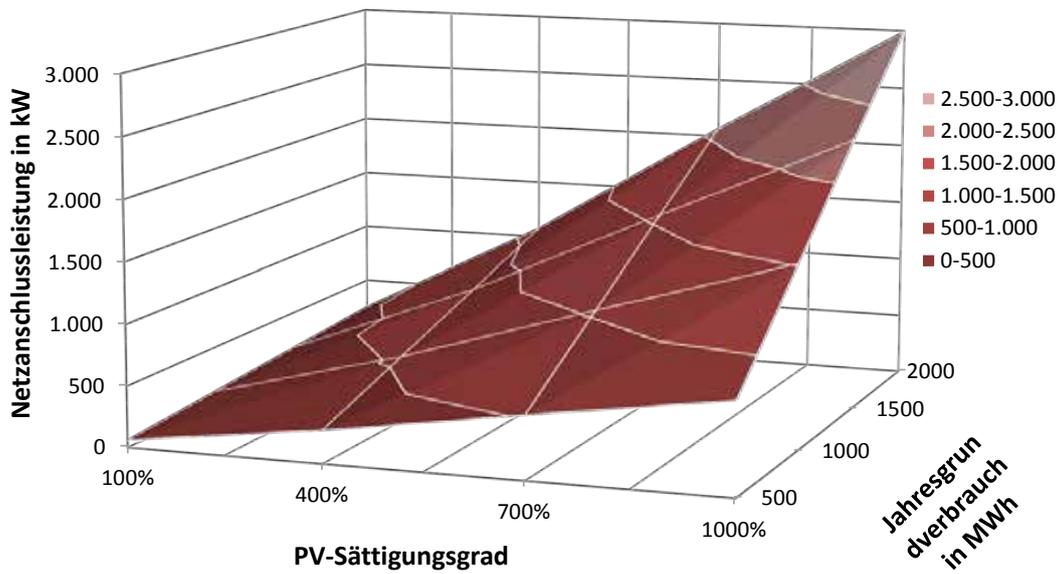


Abb. 2: ohne Landmaschine, mit 13 Wochen PRL, wacc = 5%, Netzverluste = 6,85%, Stromkosten = 6.5 ct/kWh

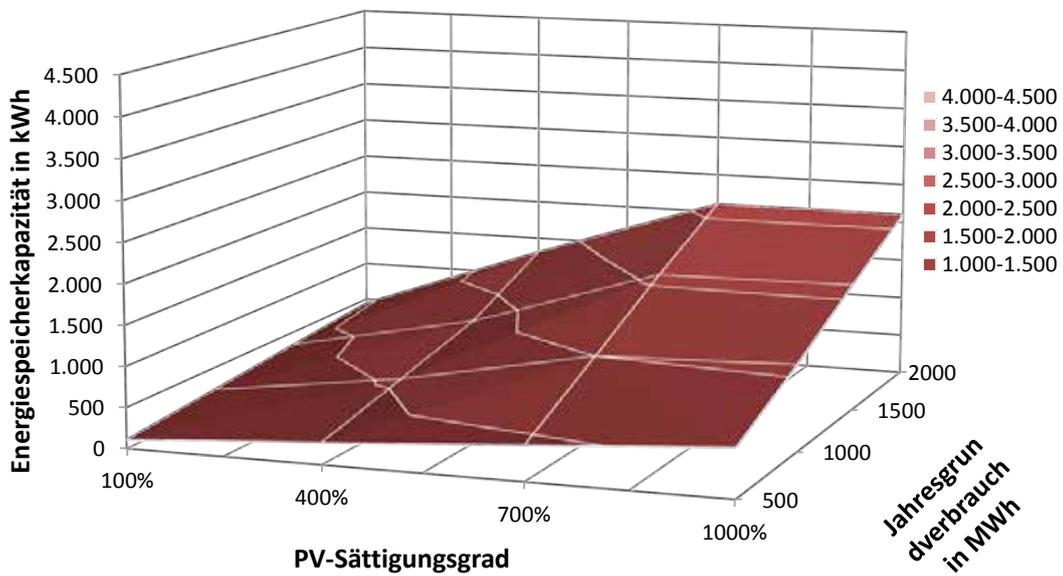


Abb. 3: mit Landmaschine, mit 13 Wochen PRL, wacc = 5%, Netzverluste = 6,85%, Stromkosten = 6.5 ct/kWh

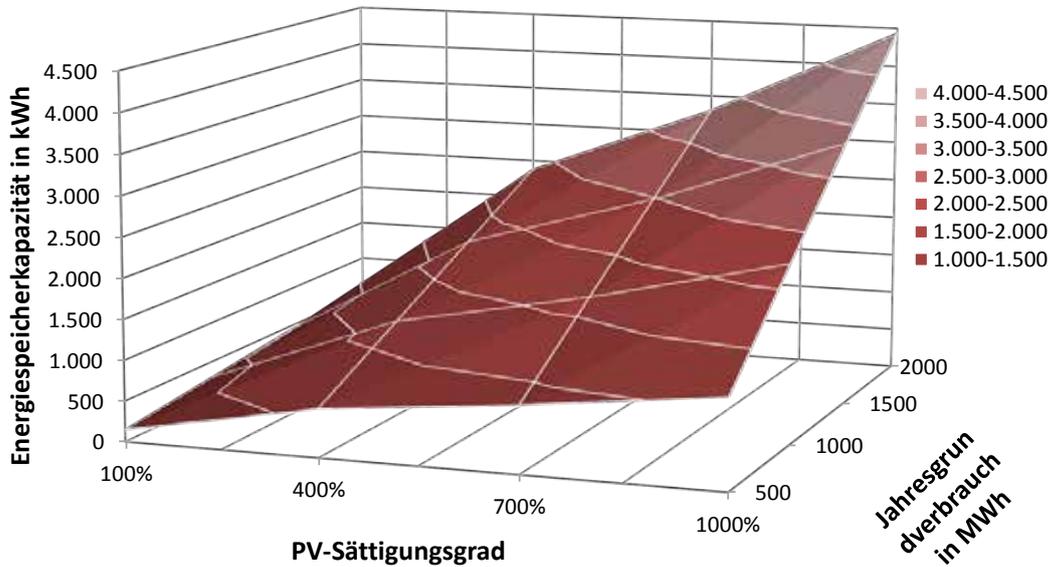


Abb. 4: ohne Landmaschine, mit 13 Wochen PRL, $wacc = 5\%$, Netzverluste = 6,85%, Stromkosten = 6.5 ct/kWh

Sensibilitätsuntersuchungen

Eine besonders starke Abhängigkeit der Ergebnisse existiert vom der Zahl der Wochen, in denen Einkommen aus PRL erzielt werden kann. Erfolgt dies nicht oder nur für weniger als 10 Wochen pro Jahr, ist die Installation eines stationären Energiespeichers in der Regel nicht optimal. Dies ist stattdessen dann ein hinreichend dimensionierter Netzanschluss. Je höher die gewichteten Kosten der Finanzierung ($wacc$), desto größer der optimale Netzanschluss und desto kleiner der optimale stationäre Energiespeicher. Beide steigen jedoch bei einer Erhöhung der veranschlagten volkswirtschaftlichen Kosten für verlorene elektrische Energie. Mit einer höheren Verlustrate über das Netz übertragener Energie fällt die optimale Netzanschlussleistung und es steigt die optimale Speicherleistung. Die Veränderungen sind im Rahmen vernünftig anzusetzender Netzverluste jedoch gering. Diese ersten Erkenntnisse werden im ersten GridCon2-Fortschrittsbericht näher ausgeführt werden.

Erhaltene Fördermittel

Die hier vorgestellten Ergebnisse wurden im Rahmen der Verbundprojekte SESAM (FKZ 01ME12124), GridCon (FKZ 01ME14004C) und GridCon2 (FKZ 01ME17007C) mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) im Rahmen des Programms IKT für Elektromobilität erarbeitet. Eine ausführliche Darstellung der Ergebnisse enthalten die Abschluss- bzw. Fortschrittsberichte, die von den jeweiligen Projektwebseiten heruntergeladen werden können.

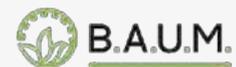
Literatur

- Stöhr, Mi. (2019): *GridCon2, Teilvorhaben Smart Farm Modellierung, erster Fortschrittsbericht*. München, B.A.U.M. Consult GmbH, gefördert mit Mitteln des BMWi, FKZ 01ME17007C (geplant)
- Stöhr, M.; Hackenberg, B. (2017): *Auslegung (semi-)stationärer Energiespeicher für leitungsgeführte voll-elektrische Landmaschinen*. München, B.A.U.M. Consult GmbH, gefördert mit Mitteln des BMWi, FKZ 01ME14004C (öffentliche Freigabe voraussichtlich 2018)
- Stöhr, M.; Giglmaier, S.; Berlet, R. (2015): *Folgenabschätzung zum Einsatz batteriebetriebener vollelektrifizierter Landmaschinen*. München, B.A.U.M. Consult GmbH, gefördert mit Mitteln des BMWi, FKZ 01ME12124C, S. 112



Elektrische Landmaschinen und Photovoltaik: mehr Klimaschutz mit Batterie

KTBL-Tage, 6.-8. März 2018
Dr. Michael Stöhr, Bastian Hackenberg



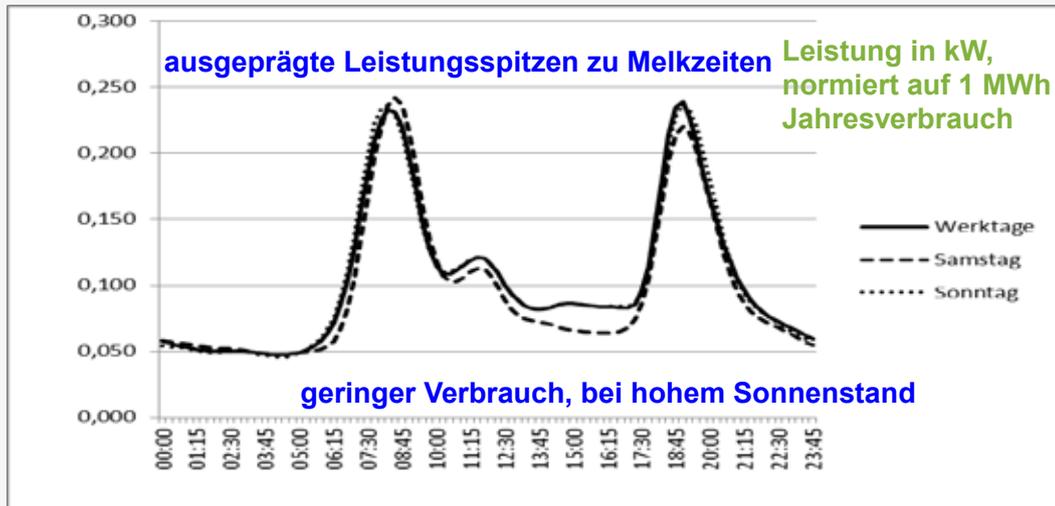
Ausgangsfrage:

Welche Auswirkungen hat der Betrieb elektrifizierter Landmaschinen auf die Auslegung ländlicher Verteilnetze, die Ersetzung von fossiler Energie durch erneuerbare und damit auf den Klimaschutz?

KTBL-Tage, 6.-8. März 2018

2

Lastprofil L1 von Milchwirtschaftsbetrieben

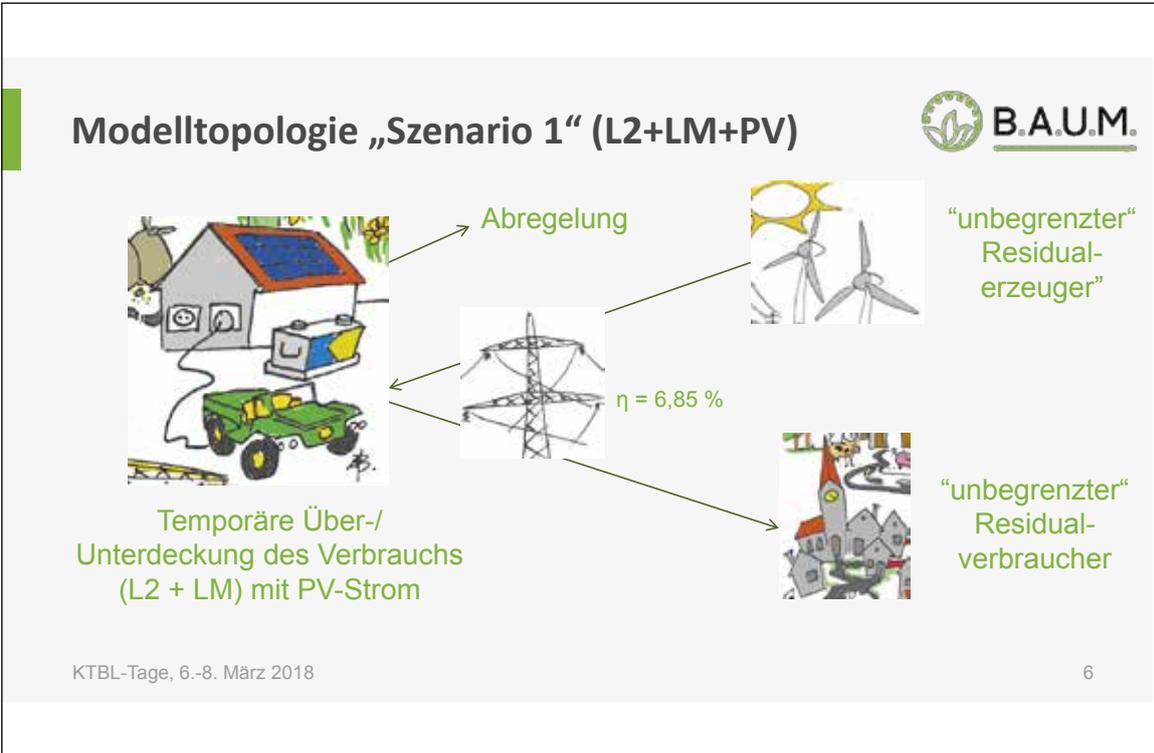
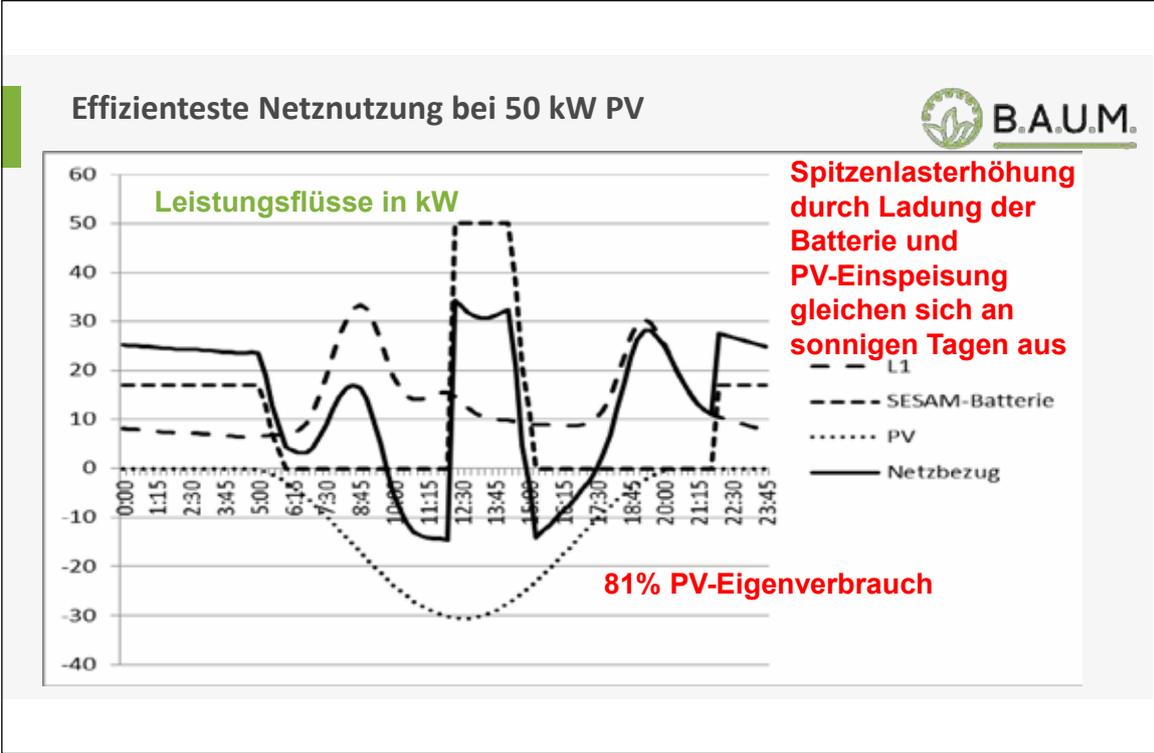


Modellierung einer batteriebetriebenen Landmaschine auf Milchwirtschaftsbetrieb



- Grundverbrauch folgt L1-Standardlastprofil
- Ladeleistung 50 kW, Batteriekapazität 130 kWh
- Landmaschine hat zwei Einsatzzeiten à 2-3 h: 1x vormittags, 1x nachmittags/ abends; Batterie wird jeweils komplett entladen
- Ladung nachts: 17,1 kW über 7,25 h, dann exponentieller Abfall, Ladeschluss nach 8 h) → nutzt vorhandenen Netzanschluss optimal
- Ladung am Mittag: 50 kW über 2,25 h, dann exponentieller Abfall, Ladeschluss nach 3 h) → optimiert PV-Eigenverbrauch
- **Optimiert wird PV-Anlagenleistung zwischen 10 und 100 kW**

KTBL-Tage, 6.-8. März 2018



Situationsparameter

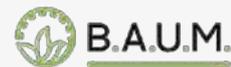


- Grundverbrauch im Ortsnetz (in MWh/Jahr)
- PV-Sättigungsgrad (in %) – statt PV-Nennleistung

KTBL-Tage, 6.-8. März 2018

7

PV-Sättigungsgrad



- Der PV-Sättigungsgrad S soll den Faktor angeben, um den der Ortsnetzanschluss verstärkt werden muss.
- **100%:** es fließt für einen Moment so viel Leistung aus dem Ortsnetz, wie bei maximaler Last und null PV-Erzeugung in das Ortsnetz fließt. Der auf die Last ausgelegte Netzanschluss ist gerade noch ausreichend.
- **200%:** es fließt für einen Moment doppelt so viel Leistung aus dem Ortsnetz, wie bei maximaler Last und null PV-Erzeugung in das Ortsnetz fließt. Die Netzanschlusskapazität muss verdoppelt werden.
- Allgemein für $S \geq 100\%$: $S = - E_{\text{res,min}} / E_{L2,\text{max}}$

KTBL-Tage, 6.-8. März 2018

8

PV-Sättigungsgrad



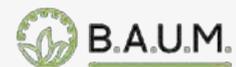
$$P_{PV,nenn}/E_{L2,Jahr} = 350,81 W_p/MWh \cdot S + 178,66 W_p/MWh$$

für L2-Lastprofil und ESO-Erzeugungsprofil

KTBL-Tage, 6.-8. März 2018

9

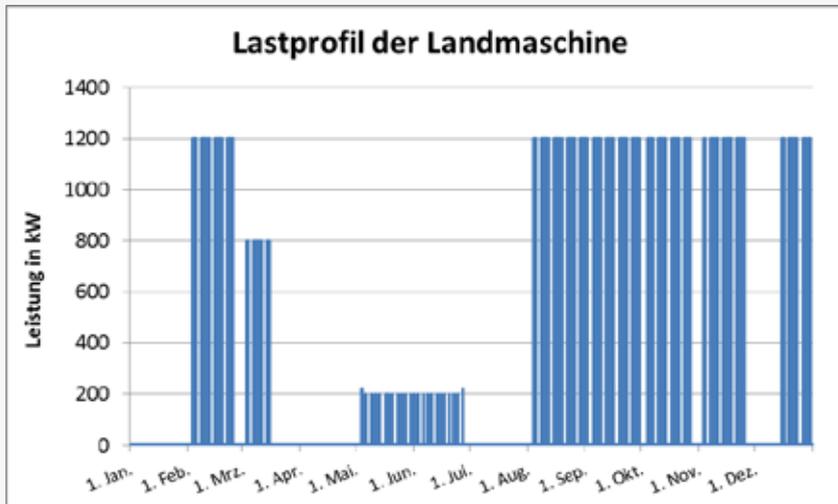
Betriebsprofil Landmaschine



Betriebsintervall	1	2	3	4	5	6
Tätigkeit	Bodenbearbeitung	Säen	Düngen/Spritzen	Ernten	Bodenbearbeitung	Bodenbearbeitung
Leistung der Landmaschine [kW]	1.200	800	200	1.200	1.200	1.200
Starttag	01.02.2016	01.03.2016	01.05.2016	01.08.2016	01.11.2016	15.12.2016
Endtag	28.02.2016	18.03.2016	30.06.2016	31.10.2016	30.11.2016	31.12.2016
darin Anzahl Arbeitstage	17	8,4	22,6	58,3	17	10,1
Startzeit (MEZ)	7:00	7:00	5:00	5:00	7:00	8:00
Endzeit (MEZ)	18:00	19:00	18:00	19:00	18:00	18:00
Betriebsstunden je Tag	11	12	13	14	11	10
Tagesenergiebedarf [kWh]	13.200	9.600	2.600	16.800	13.200	12.000
Gesamtenergiebedarf [MWh]	224	81	59	979	224	121
Jahresenergiebedarf [MWh]	1.689					
Jahresbetriebsstunden [h]	1.686					
mittlere Leistung [kW]	1.002					

KTBL-Tage, 6.-8. März 2018

10



KTBL-Tage, 6.-8. März 2018

11

Spezifische jährliche Netz- und Speicherkosten

Wirkleistung	400 kW
max. Energie je Viertelstunde	100 kWh
einmalige Investitionskosten	200.000 €
Lebensdauer	50 a
Betrachtungszeitraum	50 a
Zahl der Investitionen	1
Zinsfuß	5.0%
Annuitätsfaktor	0.05
Annuität	10.955 €
Betriebskosten	4.000 €
jährliche Kosten	14.955 €
kN	149.55 €/kWh

nominale Kapazität	100 kWh
spezifische Investitionskosten	300 €/kWh
absolute Investitionskosten	30.000 €
Kostendegression	10% 1/a
Lebensdauer	5 a
Betrachtungszeitraum	50 a
Zahl der Investitionen	10
Zinsfuß	5.0%
Annuitätsfaktor	0.05
Annuität	3056.87 €
Betriebskosten	600 €
jährliche Kosten	3.657 €
kS	36.57 €/kWh

KTBL-Tage, 6.-8. März 2018

12

Einnahmen aus PRL-Bereitstellung



Dauer der Bereitschaft zur Leistungserbringung	168 h
Dauer der zu erbringenden Leistung	0.5 h
Zeit zur Wiederherstellung der Bereitschaft	2 h
Mindestleistung für Angebotsabgabe	1 MW
Maximale Be-/Entladung im Einsatzfall	0.5 MWh
Minimale Batteriekapazität	1.25 MWh
Maximale Be-/Entladeleistung zur Wiederherstellung der Bereitschaft	0.25 MW
Vergütung je Woche Bereitschaft	3.000 €/MW
Teilnahme der Batterie an PRL-Bereitstellung, Wochen je Jahr	13
Gesamterlös je Batteriekapazität	31.20 €/kWh

KTBL-Tage, 6.-8. März 2018

13

Open Energy System Modelling Framework

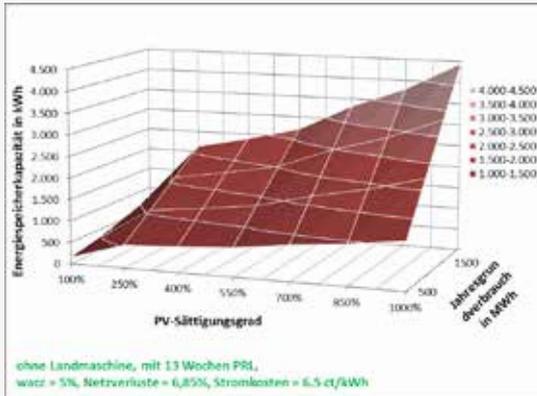


- OEMOF, <https://oemof.org/>
- kostenlos, dokumentiert, relativ gut auf Fehler geprüft
- entwickelt in Python
- OEMOF Framework bietet Zusammenstellung von Modulen zur Simulation von Energiesystemen: eigenes Programm steuert vorhandene Module

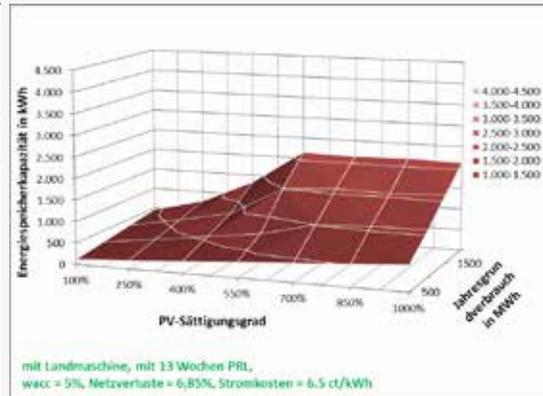
KTBL-Tage, 6.-8. März 2018

14

Energiespeicherkapazität



ohne Landmaschine

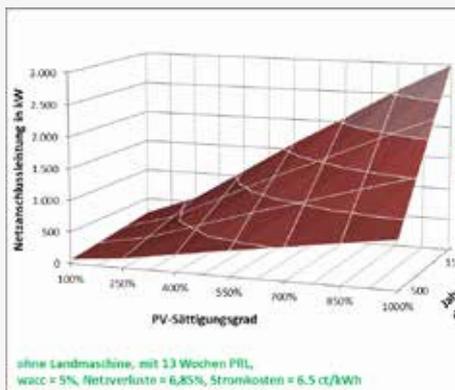


mit Landmaschine

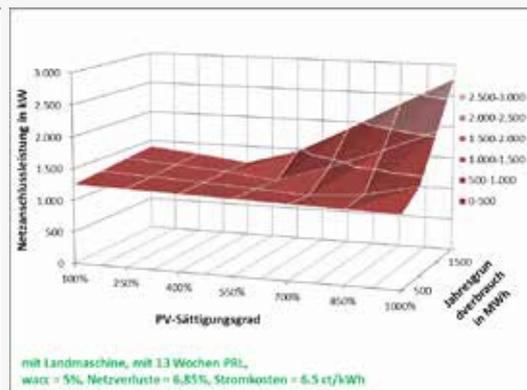
KTBL-Tage, 6.-8. März 2018

15

Netzanschlussleistung



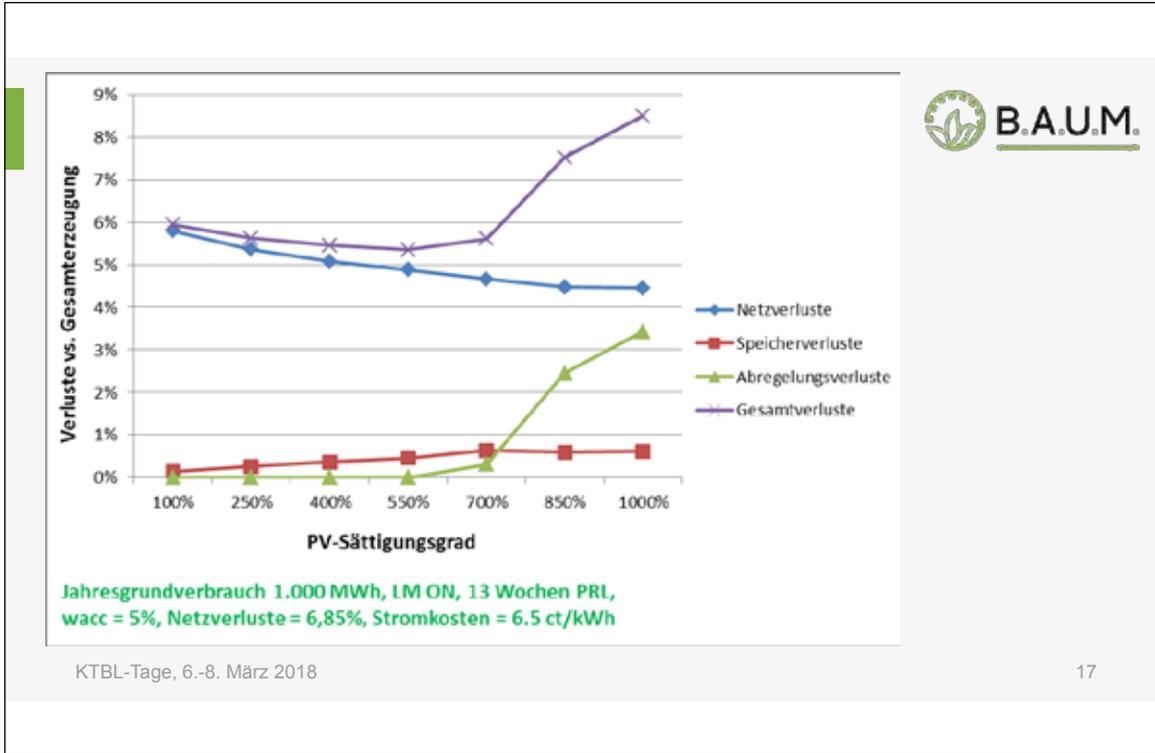
ohne Landmaschine



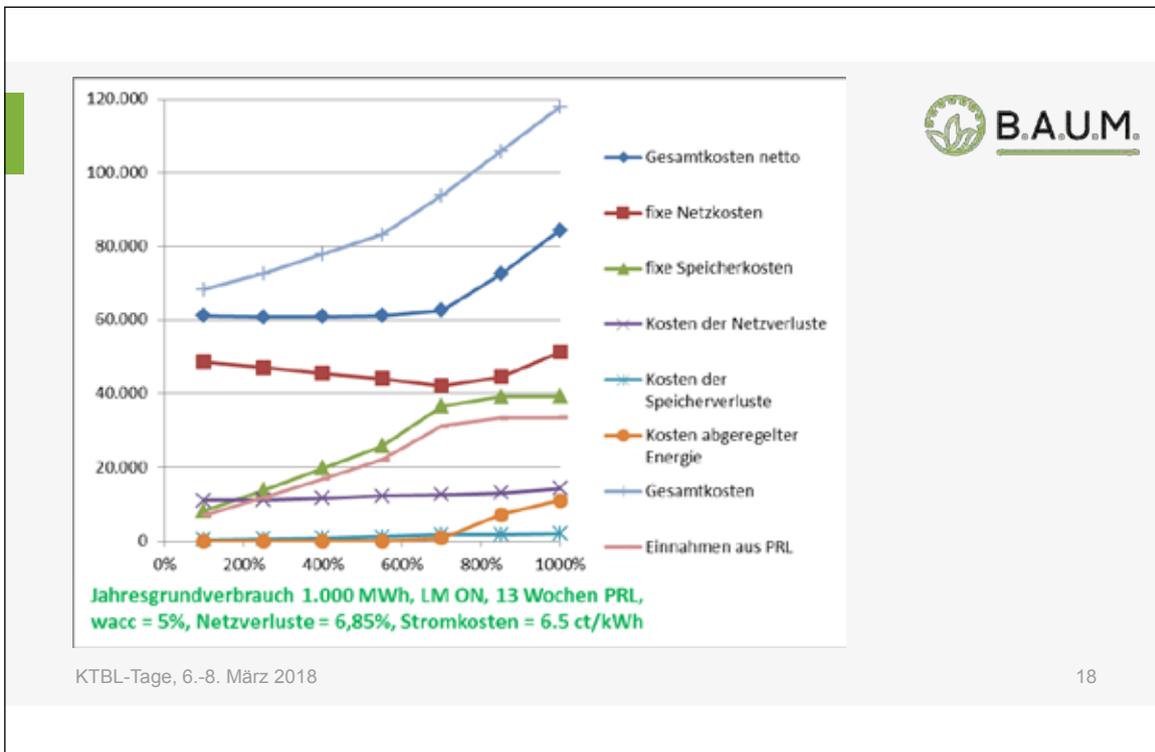
mit Landmaschine

KTBL-Tage, 6.-8. März 2018

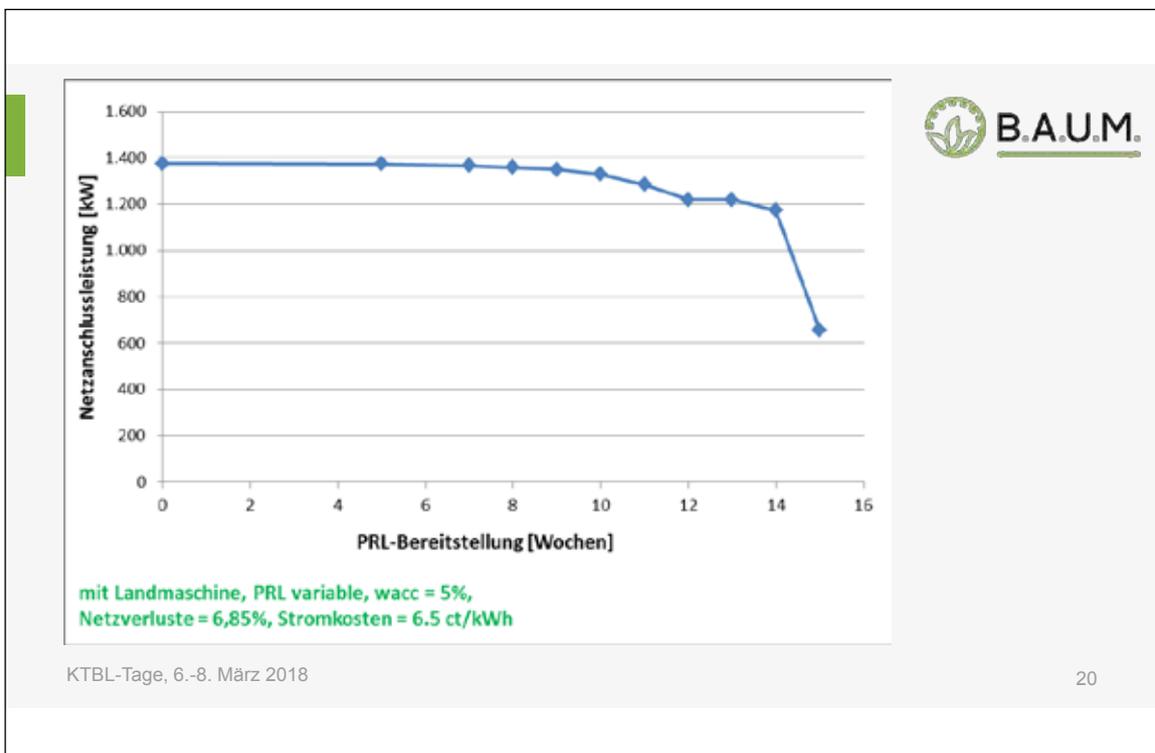
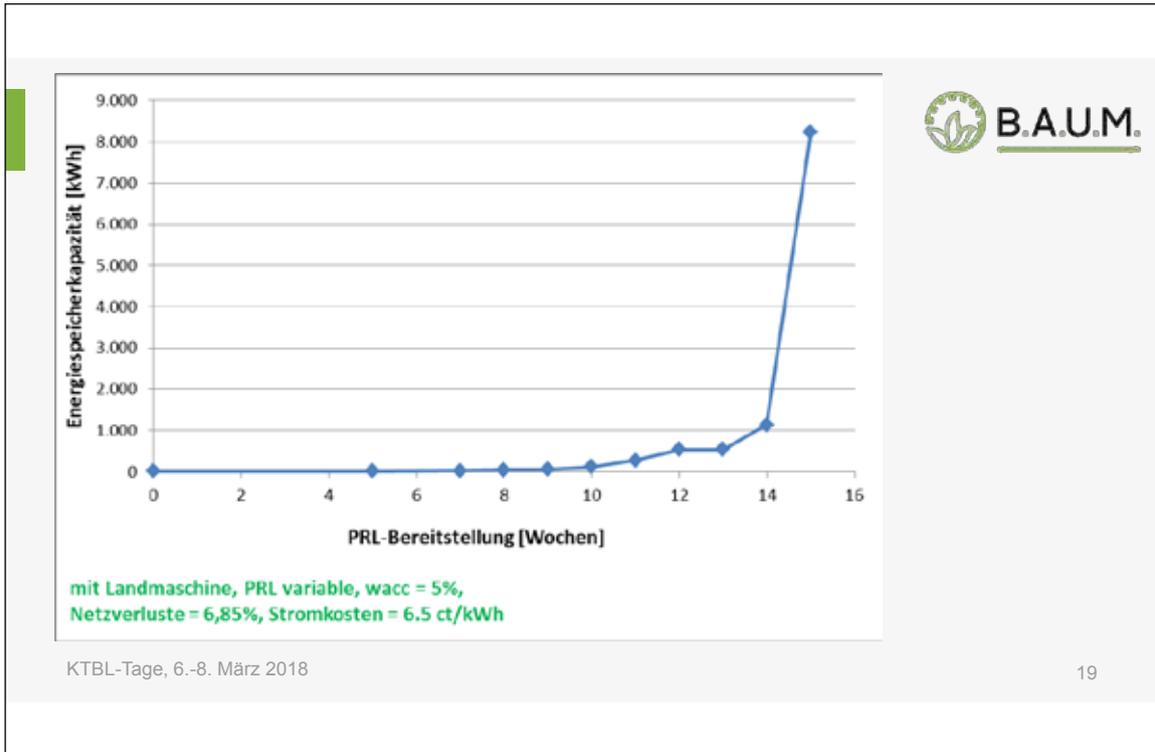
16

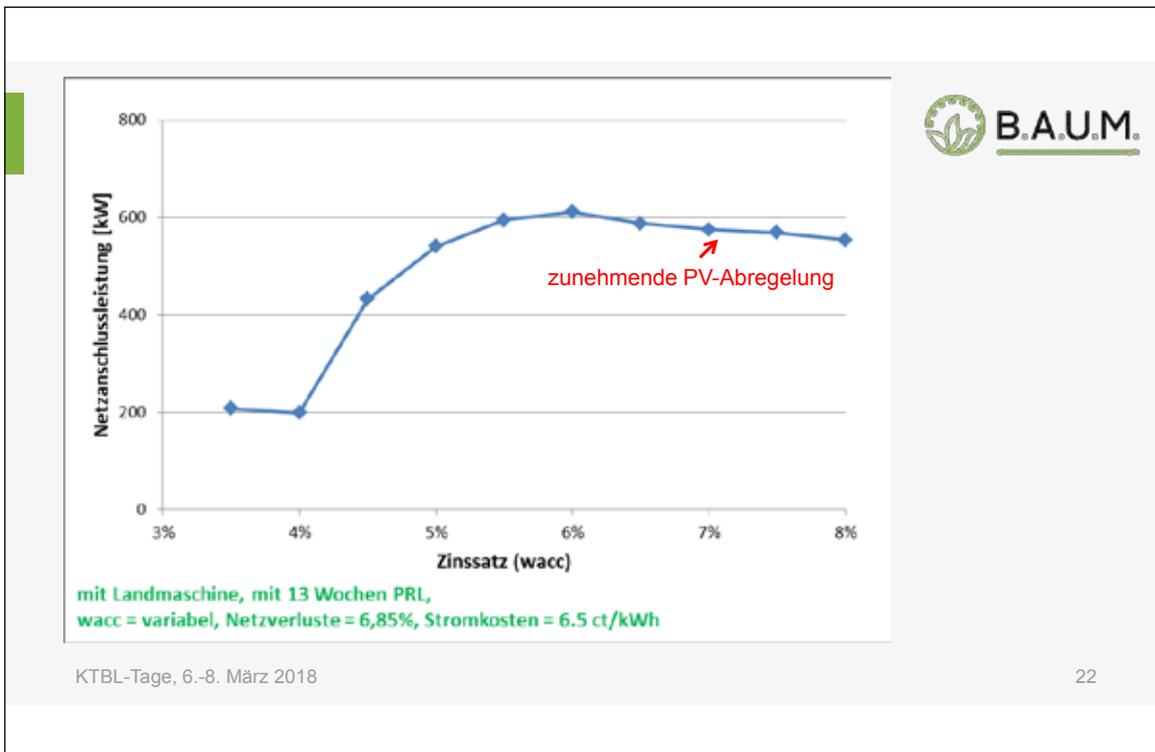
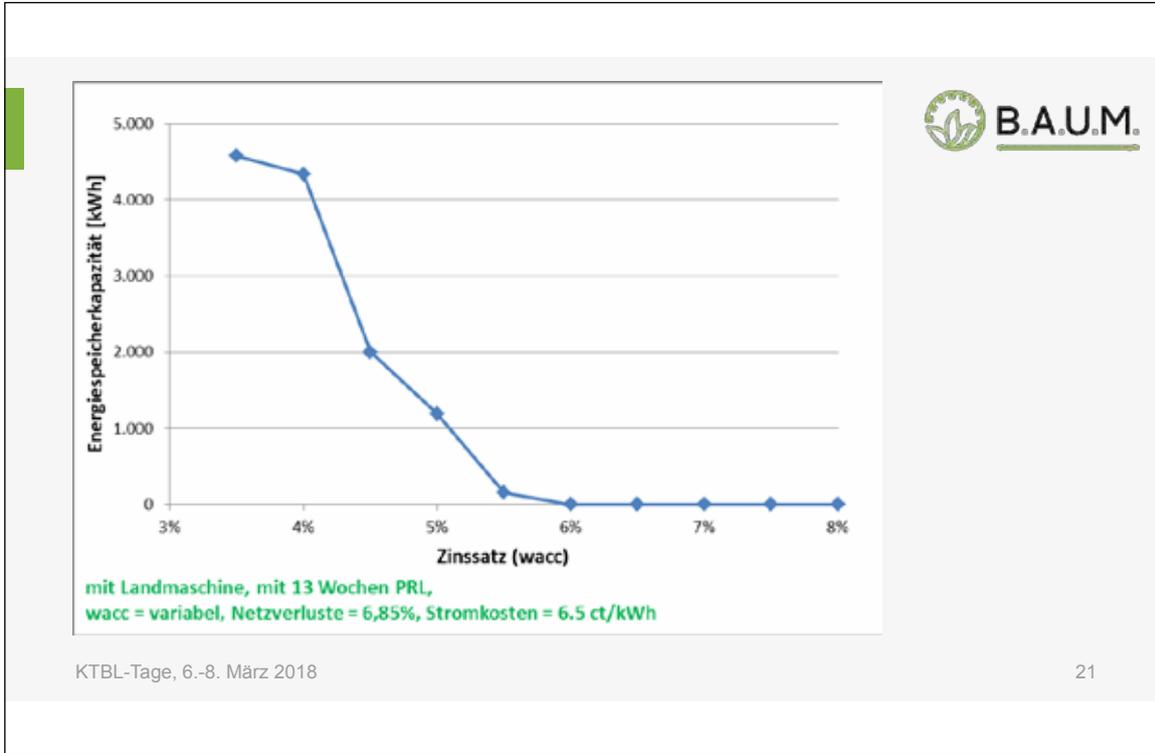


17



18





Zusammenfassung



- 1) Der Einsatz eines stationären Energiespeichers ist immer sinnvoll, auch ohne Landmaschine, vor allem zur Verbrauchs- und Erzeugungsglättung und zur Vermeidung von PV-Abregelung -> höhere PV-Integration, mehr Klimaschutz.
- 2) Der Einsatz einer leitungsgeführten Landmaschine erfordert in kleinen Orten mit wenig PV-Erzeugung einen stärkeren Netzanschluss als es ohne Landmaschine notwendig wäre.
- 3) Eine Sekundärnutzung des Energiespeichers zur PRL-Bereitstellung verbessert die wirtschaftliche Situation sehr. Eine Auslegung auf bis zu 14 Wochen pro Jahr ist risikoarm.

KTBL-Tage, 6.-8. März 2018

23

Sensibilitätsanalyse



- Starker Einfluss der Einkommen aus PRL-Bereitstellung: Die Installation eines Energiespeichers ist unter 10 Wochen/Jahr selten optimal.
- Höhere gewichtete Kosten der Finanzierung, $wacc$ -> größerer Netzanschluss und kleinerer Energiespeicher sind optimal.
- Steigende spezifische Kosten der Energieverluste -> stärker Netzanschluss und größerer Speicher sind optimal.
- Höheren Verluste über das Netz übertragener Energie -> kleinere Netzanschlussleistung und größere Energiespeicherkapazität sind optimal. Abhängigkeit jedoch schwach.

KTBL-Tage, 6.-8. März 2018

Finanzielle Unterstützung



Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Technologie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

KTBL-Tage, 6.-8. März 2018

Energiemanagement im landwirtschaftlichen Betrieb

DR. FOLKE MITZLAFF

SMA Solar Technology AG, Niestetal

Der landwirtschaftliche Betrieb als Säule der Energiewende

Von Anfang an waren es insbesondere landwirtschaftliche Betriebe, die die Chancen der Energiewende für sich entdeckten und wesentlich zum Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland beitrugen, indem zunächst Photovoltaikanlagen, dann aber auch Biogasanlagen auf dem eigenen Gelände errichtet wurden. Auch wenn die Investitionen in erneuerbare Energien in den letzten Jahren zurückgegangen sind, sind nach wie vor über 10 % der Anlagen im Besitz von landwirtschaftlichen Betrieben.

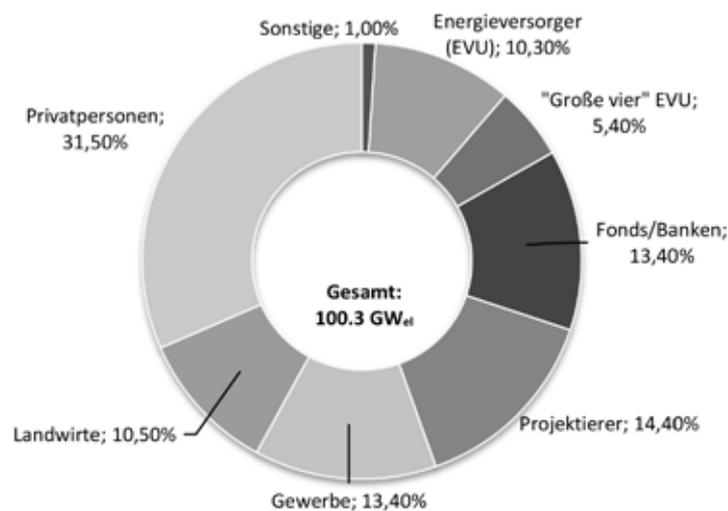


Abb. 1: Verteilung der Eigentümer an der bundesweit installierten Leistung zur Stromerzeugung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen 2016 (trend:research, Stand: 12/2017)

Der Großteil der Erneuerbare-Energien-Anlagen wurde zur reinen Einspeisung errichtet, da die Vergütung für den ins öffentliche Stromnetz eingespeisten Strom entsprechend hoch angesetzt war. Für den einzelnen landwirtschaftlichen Betrieb steht jedoch primär die Optimierung des eigenen Energieeinsatzes im Fokus, da die Landwirtschaft im Vergleich zur Gesamtwirtschaft ein energieintensiver Wirtschaftszweig ist und somit von steigenden Energiepreisen überdurchschnittlich stark betroffen ist (Wagner 2011). Der Anteil der Energiekosten an den Gesamtkosten ist in der Viehzucht grundsätzlich höher als im Ackerbau, schwankt aber in beiden Bereichen stark, entsprechend der Energieeffizienz im Betrieb und den Entwicklungen in den Energiemärkten.

Energiemanagement zur Optimierung des Energieeinsatzes

So einfach die Zielstellung zunächst formuliert ist, so komplex stellt sich die Senkung der Energiekosten in der Praxis dar. Zunächst ist es wichtig, die Systemgrenzen und den Umfang für die Betrachtung des Energieeinsatzes im Betrieb festzulegen. Dabei sind grundsätzlich die typischen Energieeinsatzbereiche HLK (Heizung, Lüftung, Klimatechnik), Beleuchtung und Transport relevant, jedoch für den einzelnen Betrieb entsprechend der Arbeitsprozesse alle wesentlichen Energieeinsatzbereiche zu betrachten.

Eine umfassende und allgemein hin akzeptierte Definition des Energiemanagement-Begriffs ist in der VDI 4602 gegeben: „*Energiemanagement ist die vorausschauende, organisierte und systematisierte Koordination von Beschaffung, Wandlung, Verteilung und Nutzung von Energie zur Deckung der Anforderungen unter Berücksichtigung ökologischer und ökonomischer Zielsetzungen*“. Damit zählt bereits jeder Prozess und jede Maßnahme, die zur Optimierung der energetischen Zielsetzungen des Betriebs beiträgt zum Energiemanagement. In der ISO 50001 ist ein umfassendes Energiemanagementsystem im Sinne einer Managementnorm spezifiziert, welches auf dem aus anderen Managementsystemen bekannten PDCA-Zyklus basiert (Plan, Do, Check, Act) und somit vor allem auf kontinuierliche Verbesserungsprozesse in großen Unternehmen zugeschnitten ist. Vereinfachte Varianten dieses Energiemanagementsystems finden sich in der DIN 16247 in Form des Energieaudits bzw. eines sogenannten alternativen Systems zur Überwachung der energetischen Leistung des Betriebs. Im Kern zielen alle Varianten darauf ab, den Energieverbrauch in den wesentlichen Energieeinsatzbereichen zu erfassen, zu erklären und Maßnahmen zur Verbesserung der energetischen Leistung abzuleiten (und ggf. deren Erfüllungsgrad zu überwachen).

Technische Systeme für das betriebliche Energiemanagement

Obwohl im Branchendurchschnitt von einem Energiekosteneinsparpotenzial von über 30 % auszugehen ist, sind in vielen Betrieben – selbst einfache – Energiemanagementmaßnahmen noch nicht umgesetzt. Das hängt vor allem damit zusammen, dass die Komplexität der zu betrachtenden Energiesysteme zunimmt und für den Landwirt die originäre landwirtschaftliche Arbeit im Fokus liegt. In der Konsequenz werden entsprechende Beratungsdienstleistungen und technische Systeme für die Einführung, Umsetzung und Überwachung von Energiemanagement im landwirtschaftlichen Betrieb benötigt. Im Folgenden wird eine kurze Übersicht zu den möglichen Ansatzpunkten für ein technisches Energiemanagementsystem und Beratungsdienstleistungen dargestellt.

Hierzu wird zur Erläuterung unter dem Gesichtspunkt der Kostensenkung folgender Zusammenhang vereinfachend angenommen:

$$\text{Energiekosten (kWh)} = \text{Menge (kWh)} \cdot \text{Preis (€/kWh)} - \text{Zusatzerlöse (€)}$$

Sollen die Energiekosten gesenkt werden können also grundsätzlich drei Ansätze verfolgt werden:

Menge reduzieren	Dies heißt insbesondere die Energieeffizienz im Betrieb zu erhöhen – z. B. Austausch einer alten Stalllüftungsanlage durch eine moderne Anlage mit frequenzgesteuerten Ventilatoren
Preis reduzieren	Hierzu gehört zum einen zunächst die Aushandlung von günstigeren Energielieferverträgen (insbesondere für Strom und Gas), aber auch technische Optimierungen des energetischen Systems (z. B. durch Einbau einer Photovoltaikanlage oder durch Einführung von Lastmanagementmaßnahmen zur Reduzierung der Bezugsleistungsspitzen)
Zusatzerlöse generieren	Durch Einbindung des Energiesystems des Betriebs in die Energiemärkte lassen sich zusätzliche Einnahmen generieren (z. B. durch die Einspeisung überschüssigen PV-Stroms)

Digitalisierung der Energiemärkte als Treiber für Energiemanagementsysteme

Bedingt durch die Liberalisierung der Energiemärkte und die europäischen Klimaschutzziele befinden sich die Energiemärkte aktuell in einer Umbruchphase. Der einzelne landwirtschaftliche Betrieb kann als Energiezelle im Verbund mit den übergeordneten Netzen verstanden werden – und damit ergeben sich für den Betrieb in allen drei oben genannten Ansätzen zur Energiekostensenkung neue Chancen. Als Beispiel seien hier die Förderprogramme zur Energieeffizienzsteigerung im Rahmen des Nationalen Aktionsplans Energieeffizienz (NAPE), dynamische Stromtarife im Rahmen des Smart Meter Rollouts und die Öffnung der Regelleistungsmärkte für die aggregierte Leistungserbringung durch virtuell zusammengefasste dezentrale Batteriespeichersysteme genannt.

WAGNER, U. (2011): Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2007 bis 2011



Digitalisierung und Flexibilisierung: Neue Vermarktungschancen?

Robert Spanheimer
KTBL-Tage
8. März 2018

bitkom

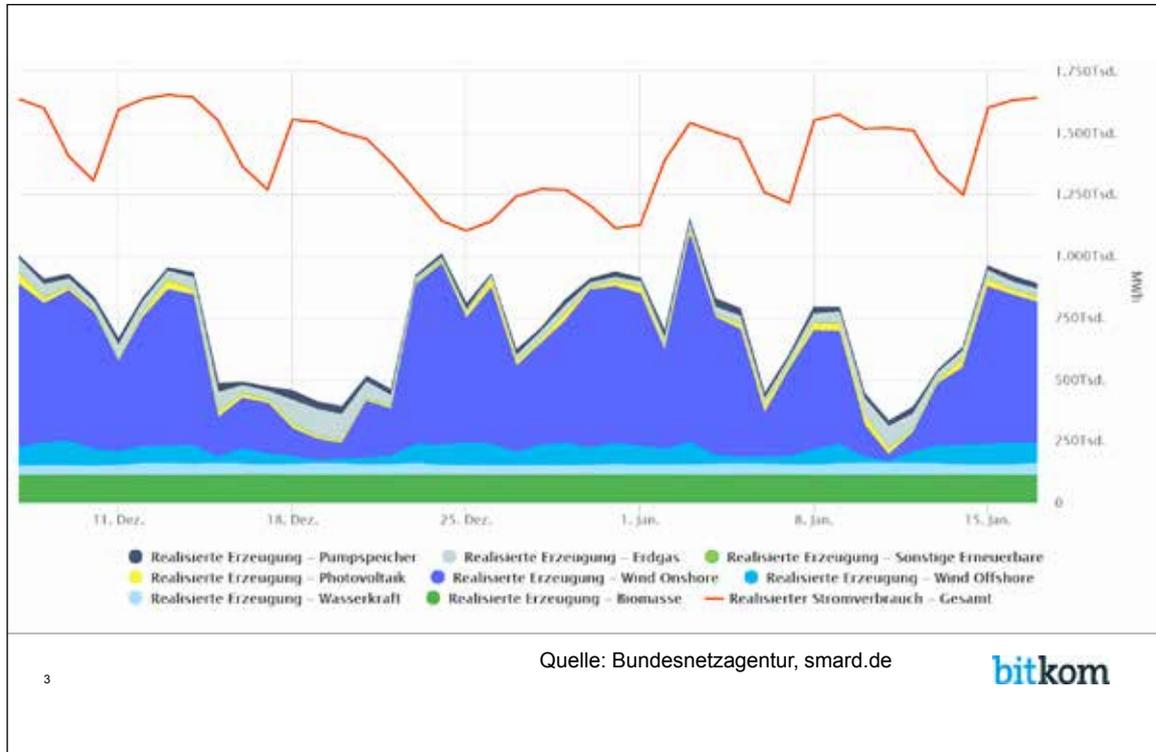
© Ondine Corewijn – Stocksy United

BITKOM Mitglieder (Auszug)

 innogy	 VENIOS [®] Uniting IT and Energy	 Google	 ENERNOC	 intel
 ALSTOM	 Apple	 T-Mobile	 CISCO	 Fraunhofer
 SAMSUNG	 BMW	 ubitricity	 BOSCH Technik fürs Leben	 IBM
 digitalSTROM	 PSI	 ABB	 ERICSSON	 SIVAG

2

bitkom



3

12 Robuste, langfristige Trends für eine sichere, kostengünstige und klimafreundliche Stromversorgung

1. Mehr Wind und Sonne
2. Weniger fossile Brennstoffe
3. Strommärkte europäisch
4. Versorgungssicherheit europäisch
5. Mehr Stromeffizienz
6. Mehr Sektorkopplung
7. KWK flexibilisieren und EE einbinden
8. Biomasse v.a. in Verkehr und Industrie
9. Netzausbau für überregionalen Ausgleich Erzeugung & Verbrauch
10. Systemstabilität gewährleisten
11. Netzfinanzierung fair und systemdienlich
12. Energiewirtschaft nutzt die Chancen der Digitalisierung

Quelle: BMWi

Digitalisierung – Warum?

- Früher: 200 Kraftwerke → Heute: 1,7 Millionen Kraftwerke!
- Volkswirtschaftliche Optimierung der Energiewendekosten!
 - Nachfrageseitige Flexibilisierung
 - Kostenoptimaler Verteilnetzausbau: Informationen über Ladeinfrastruktur, Speicher
 - Märkte für Systemdienstleistungen
 - Energieeffizienz durch Gebäudeautomatisierung
- Explosionsartige Entwicklung der Transaktionszahl!

5

bitkom

Digitalisierung – wie?

- Digitale Plattformen: Entstehung von Dienstleistern (Aggregatoren), die Flexibilität, Systemdienstleistungen, Regelernergie organisieren
 - Überwachung des Netzzustands in Echtzeit
 - Diskriminierungsfreie Bereitstellung Informationen für andere Markttrollen
 - Gebäudeautomatisierung
 - Automatisierter netzverträglicher und netzdienlicher Einsatz von Flexibilität
 - Zeitvariable Tarife (z. B. für Prosumer)
- Optimaler Netzausbau: Differenzieren nach unbedingter, bedingter und netzdienlicher Nutzung
- Energiewendeakzeptanz durch Energie-Communities sichern
- Big Data – Mehrwert durch anonymisierte Datensammlung ermöglichen

6

bitkom

Schaufenster Intelligente Energie

- Erfassung Flexibilitätsbedarf
- Peer-to-peer Handel mit digitalen Verträgen
- Flexibilitätsmärkte
- Systemdienstleistungen: Blindleistungsbereitstellung, Schwarzstartfähigkeit aus dezentralen Anlagen
- Regulatorischen Anpassungsbedarf feststellen

7

bitkom

Neue Geschäftsmodelle - Beispiele

- Direktvermarkter/Virtuelle Kraftwerke
- Energiecommunities/Regionaler Stromtausch/lokale Optimierung
- Lernende Systeme und Flexibilitätsplattformen
- Blockchain - Stromtausch/Digitale Verträge/Herkunftsnachweise
- Datenbasierte Geschäftsmodelle

8

bitkom

Kontakt

Ihr Bitkom-Ansprechpartner

Bitkom e.V.

Albrechtstraße 10
10117 Berlin

T 030 275 76 0
F 030 275 76 400

@bitkom

bitkom@bitkom.org
www.bitkom.org



Robert Spanheimer
r.spanheimer@bitkom.org
T 030 275 76 204

bitkom

Fünf Jahre Direktvermarktung von Biogas-Strom – den Wandel des Strommarkts im Blick

RAINER WENG

Biogas Alerheim OHG, Alerheim

Stromvermarktung für Biogasanlagen – Vergangenheit versus Neuausrichtung

Die Biogasanlage der Biogas Alerheim OHG startete relativ früh mit der Stromdirektvermarktung. Ausgangspunkt war das EEG 2012, welches erstmals das Marktprämienmodell enthielt. Dieser erste marktorientierte Ansatz fand frühzeitig in der biogasstarken Region Nordschwaben guten Anklang bei vielen Betreibern, obendrauf konnten die Anlagenbetreiber finanzielle Mehrerlöse erzielen.



Abb. 1: Biogasanlage in Alerheim (Rainer Weng)

Die gemeinsame Vermarktung

Die Regionalgruppe Bayrisch-Schwaben-Nord des Fachverbands organisierte gleich nach Inkrafttreten des EEG 2012 erste Infoveranstaltungen für Betreiber; schnell war sich die Betreibergruppe einig, gemeinsam in die neue Thematik zu starten. Es gründete sich ein kleiner Ausschuss, der Angebote für den „Pool BSN“ (als Name für die Vermarktungsgruppe der Biogasanlagen aus „Bayrisch-Schwaben-Nord“) einholte und der Rahmenverträge aushandelte. Mit dem Vermarkter Next Kraftwerke aus Köln fand sich ein Handelshaus, das stark an der immer größer werdenden Betreibergruppe interessiert war. So entstand eine Win-Win-Situation. Einerseits konnte Next gleich zu Beginn auf ein Portfolio von 30 bis 40 Betreibern (mit starken Wachstumsaussichten) zugreifen, im Gegenzug erhielt dieser BSN-Pool gute Konditionen und konnte einige Vertragsinhalte betreiberfreundlicher umgestalten.

Dieses gemeinsame Vermarkten hatte sich gleich zu Beginn an bewährt. Umliegende Betreiber spürten, dass die Gruppe zukunftsorientiert agiert und vor allem dass die Betreiber tatsächlich hohe Mehrerlöse akquirieren konnten. Die Regelenergieerlöse der „frühen“ Jahre 2012 und 2013 waren sehr interessant und boten bereits durch die relativ einfach zu handhabende „negative Sekundärreserve“ hohe Ertragschancen. So ist dieser BSN-Pool durch positive Mund-zu-Mund-Werbung und durch viele Informationsveranstaltungen stetig gewachsen.

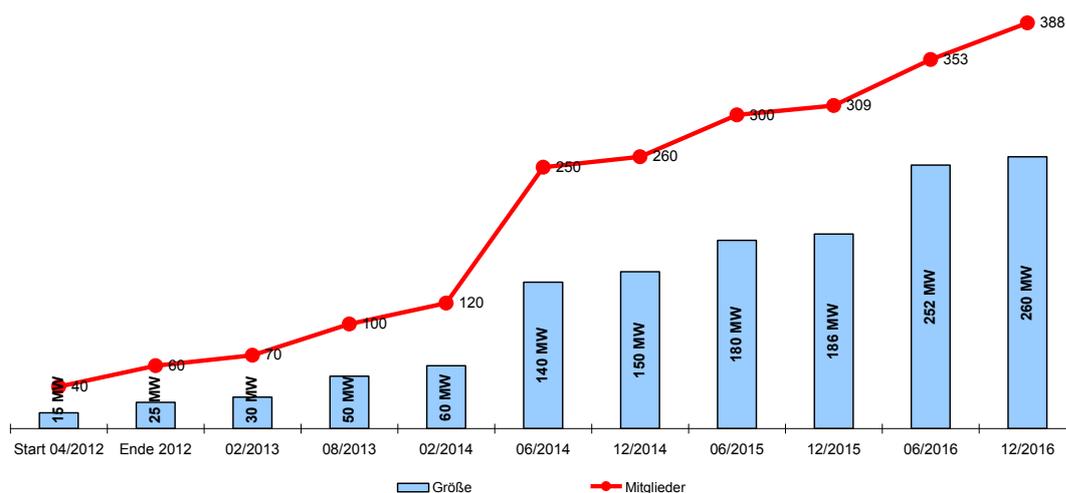


Abb. 2: Installierte Leistung und Anzahl der beteiligten Betreiber im BSN Pool (Rainer Weng)

In der Folge wurden zusätzlich zum Vermarkter Next Kraftwerke noch drei weitere Vermarkter aufgenommen: Energy to Market (E2M), Clean Energy Sources (CLENS) und die Stadtwerke Würzburg. Aktuell hat der Pool als loser Zusammenschluss rund 380 Betreiber mit rund 260 MW elektrischer Leistung. Nach wie vor werden die gleichen Leistungen erbracht: Informationsaustausch, Wissenstransfer und das Aushandeln von Rahmenverträgen.

Die Vermarktung der Biogas Alerheim OHG

In den ersten Jahren 2012 und 2013 waren die Erlöschancen in der negativen Sekundärreserve relativ groß. Durchschnittliche Leistungspreise an der Strombörse betragen zu dieser Zeit rund 100.000 EUR pro MW und Jahr. Je nach Zuschlag und Aufteilungsquote der Mehrerlöse zwischen Betreiber und Vermarkter können Betreiber rund 50 % hiervon erzielen. In diesen Jahren hatte die Biogas Alerheim OHG 856 kW an installierter Leistung, die auf Vollast gefahren wurde. Von dieser Leistung wurden 80 % für die negative SRL genutzt, die Motoren sollten im Falle eines Abrufs bis auf 20 % Leistung abgeregelt werden. So konnten lukrative Mehrerlöse erwirtschaftet werden.

In 2014 flexibilisierte die Anlage kurz vor Inkrafttreten des EEG 2014. Beide Anlagenstandorte wurden mit je einem Jenbacher 312 (527kW) überbaut. Der Gasspeicher war zu diesem Zeitpunkt für gut 4 bis 5 Stunden Reserve vorhanden. Als eine der ersten Anlagen haben wir noch im Jahr 2014 den Intraday-Markt-Betrieb unserer Anlagen getestet. Erste Schwierigkeiten bereiteten

spontane BHKW-Starts. Nach Umrüstung der BHKW-Vorwärmung und Optimierung des Startverhaltens waren diese Probleme schnell ausgeräumt. Die Intraday-Fahrweise per Anlagenfernsteuerung direkt von der Next-Zentrale aus Köln funktionierte technisch. Kaufmännisch gesehen waren die Mehrerlöse jedoch überschaubar (rund 0,3ct/kWh). Als größtes Manko erwies sich jedoch der fehlende Wärmespeicher, die angrenzende Klärschlamm-trocknung hat des Öfteren den Taupunkt durchfahren, was starke Verluste der Trocknungseffizienz zur Folge hatte. Daher wurde diese Fahrweise wieder aufgegeben.

Der Gasspeicher wurde Ende 2016 erweitert und bietet nun für rund 8 Stunden Platz. Jedoch liegt aus wirtschaftlichen Gründen nach wie vor der Schwerpunkt der Fahrweise in der Grundlast bei Nutzung der negativen und positiven Regelenergie.

Eine Investition in einen Wärmespeicher (und somit eine stark fahrplanorientierte Fahrweise) rentierte sich bis 2017 nicht, da die Regelenergieerlöse (ohne notwendige Folgeinvestitionen) mindestens gleichauf lagen mit möglichen Fahrplanmehrerlösen abzüglich Investitions- und Betriebskosten der Wärmespeicherung und sonstigen Fahrplanmehrkosten.

Aktuell dreht sich der Markt. Regelenergieerlöse schwinden zusehends, Mehrerlöse im Fahrplanbereich steigen. Mit dem Blick auf wahrscheinlich steigende Strompreise in der Zukunft und zunehmenden Preisspreads wird die Nutzung der „guten“ Stunden für die Biogasverstromung mehr und mehr interessant. Somit geht die Tendenz mehr in die Fahrplanfahrweise.

Eine Investition in einen großzügig dimensionierten Wärmespeicher wird wahrscheinlicher. Planungen laufen. Die vollständige Flexibilisierung der Anlage wird konkreter.

Die Zukunft unserer Verstromung

Nun hoffen wir, dass die Gesetzgebung erkennt, dass die Biogasverstromung auch zukünftig ein sehr wichtiger Bestandteil in unserem Strommix sein wird. Bei zunehmendem Anteil fluktuierender Erzeugung durch Wind und Sonne bedeutet der Biogasstrom den ausgleichenden Gegenpol im Stromnetz, wenn weiterhin der Anteil der Erneuerbaren steigen soll. Ein plumpes Ausgleichen der günstigen, aber schwankenden Erzeugung von Wind und Sonnenstrom über fossile Energieträger kann nicht das Ziel einer durchdachten Energiewende sein.

Biogasstrom kann sich wandeln

Von der Grundlastfahrweise hin zum starken Flexbetrieb. Dies muss aber gewollt sein, also muss sich rechnen. Dann werden die vielen Betreiber der dezentralen Biogasanlagen sehr schnell hierauf reagieren und das ausgleichende Element im Strommarkt spielen. Aber wie gesagt: Es muss sich rechnen. Sonst wird verständlicherweise von nahezu keiner Anlage ein Flexbetrieb erfolgen und somit Biogas nach Ablauf der EEG-Vergütung vom Strommarkt verschwinden. Und als Folge die Energiewende scheitern!

Kein Wachstum der fluktuierenden ohne Wachstum der regelbaren Erneuerbaren!

Fünf Jahre Direktvermarktung von Biogas-Strom – den Wandel des Strommarkts im Blick!



Rainer Weng, Alerheim - Praxiserfahrungen Stromdirektvermarktung

Praxiserfahrung Direktvermarktung



Rainer Weng – Biogas Alerheim OHG

seit 2005 Biogasanlage und Landwirtschaft gemeinsam mit Kollegen
Wolfgang Gerstmeyr

Entwicklung Biogasanlage

- 1999 – 2001: 15 kW (Gerstmeyr)
- 2001 – 2005: 52 kW (Gerstmeyr)
- 2005 – 2006: 330 kW
- 2006 – 2010: 526 kW
- 2011 – 7/2014 856 kW
- Stromdirektvermarktung seit Juli 2012
- Juli 2014: Flexibilisierung: inst. 1,9 MW bei 2x500 kW Bemessung

Regionalgruppensprecher Bayr.–Schwaben Nord

Poolsprecher Pool BSN

Rainer Weng, Alerheim - Praxiserfahrungen Stromdirektvermarktung

Betriebszweig 1: klassische Landwirtschaft



Rainer Weng, Alerheim - Praxiserfahrungen Stromdirektvermarktung

Betriebszweig 3: Klärschlamm-trocknung



solarunterstützte Klärschlamm-trocknung



Rainer Weng, Alerheim - Praxiserfahrungen Stromdirektvermarktung

Betriebszweig 2: Biogas, unsere BHKWs

526 kW
BJ 2005



527 kW
07/2014



330 kW
BJ 2005



527 kW
07/2014



Rainer Weng, Alerheim - Praxiserfahrungen Stromdirektvermarktung

Direktvermarktung – den Wandel des Strommarkts im Blick

alte Denkweise im Biogasbereich: EEG-Denken

$$\text{Umsatz} = \text{Menge} \times \text{Preis}$$

neuer Denkansatz: näher am Markt

Umsatz =

$$\text{Menge} \times \text{Preis} + \text{Kapazität} \times \text{Preis}$$

Rainer Weng, Alerheim - Praxiserfahrungen Stromdirektvermarktung

Gemeinsame Direktvermarktung: Pool BSN

„Gemeinsame Stromvermarktung“ als loser Betreiberzusammenschluss

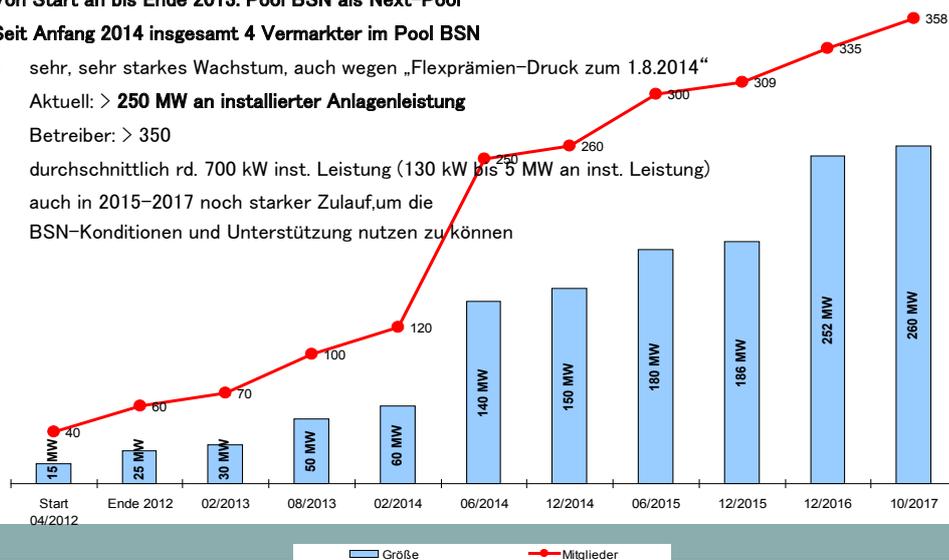
- In 's Leben gerufen im April 2012 als Stromvermarktungspool mit Next
- Betreiberinformationen, Infoveranstaltung → sehr starkes Wachstum
- Ende 2013 erkannt, dass Festlegung auf einen Vermarkter nicht die Optimallösung ist → Anfang 2014: weitere 3 Vermarkter mit in 's Boot geholt
- nach wie vor ohne eigene Rechtsform organisiert – Kosten flach halten (ca 20–40 EUR/Quartal)
- Hilfe bei auftretenden Problemen / kurzfristige Lösungen / zentrale Problemlösung
- geprüfte Rahmenverträge und gute Konditionen
- Gute Kontakte in der „Szene“ / häufige Einladung zu Vorträgen über DV

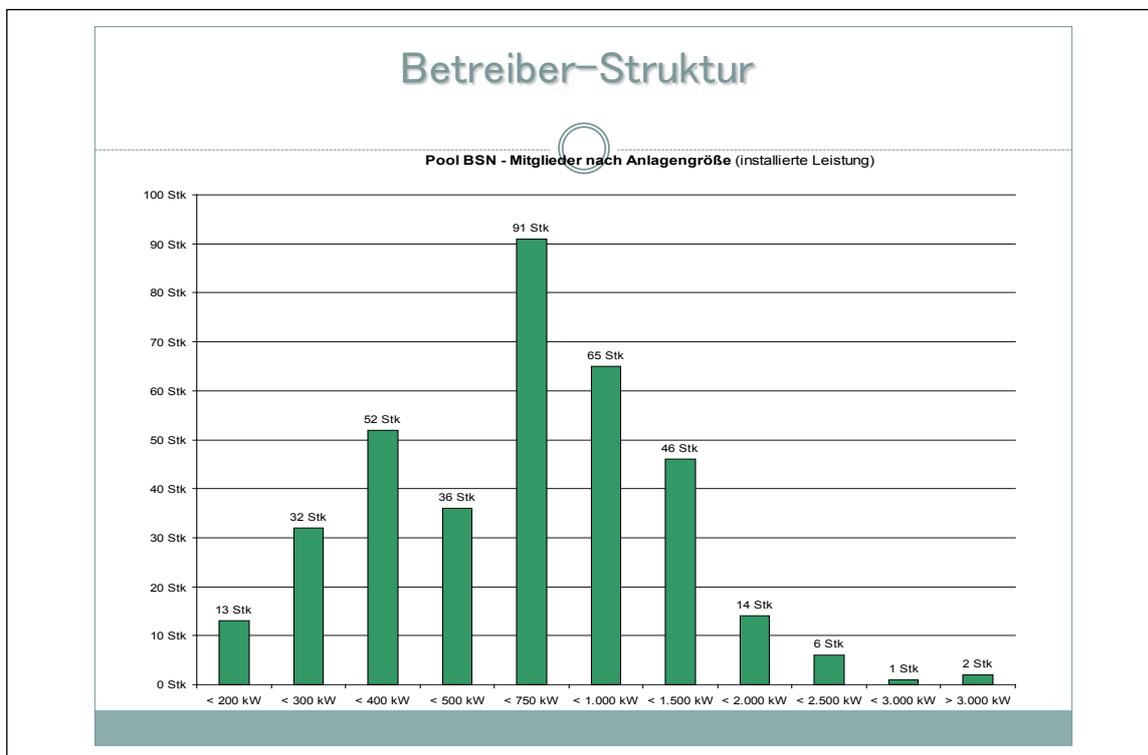
Entwicklung Pool BSN

Von Start an bis Ende 2013: Pool BSN als Next-Pool

Seit Anfang 2014 insgesamt 4 Vermarkter im Pool BSN

- sehr, sehr starkes Wachstum, auch wegen „Flexprämien-Druck zum 1.8.2014“
- Aktuell: > 250 MW an installierter Anlagenleistung
- Betreiber: > 350
- durchschnittlich rd. 700 kW inst. Leistung (130 kW bis 5 MW an inst. Leistung)
- auch in 2015–2017 noch starker Zulauf, um die BSN-Konditionen und Unterstützung nutzen zu können





Stromdirektvermarktung Biogas Alerheim

Stufe 1:	Stromdirektvermarktung (Managementprämie) seit 1.7.2012
Stufe 2:	Regelenergie (Übertragungsnetz TransnetBW) <ul style="list-style-type: none"> • negative MRL seit 07/2013 • negative SRL seit 02/2014
Stufe 3:	flexibler Fahrplan – Test Intraday-Vermarktung 10–11/2014: Flex-Fahrweise (aber Wärmeprobleme, da kein Wärmespeicher)
2014–2017:	Grundlastfahrweise (wärmebedingt) und neg/pos SRL leichte saisonale Verschiebung
aktuell	rd. 90% wärmebedingte Grundlastfahrweise (neg. SRL) Rest: Flex-Fahrweise, zusätzlich Vermarktung pos. SRL konkrete Planung Wärmespeicher – Flexfahrweise

Rainer Weng, Alerheim - Praxiserfahrungen Stromdirektvermarktung

Fahrweise: Regelenergie oder Fahrplan?



Fahrplanfahrweise hätte benötigt:

- großen Gasspeicher (in 2016 stark vergrößert)
- großen Wärmespeicher
- und vor allem hohe Erlöschancen → bisher nicht gegeben.

Potential von ca 0,4–0,5ct/kWh bei doppelter Überbauung – hätte weitere Investitionen nach sich gezogen

→ Bisher Fokus auf Regelenergie, die 0,3 – 0,4ct/kWh erbrachte und deutlich günstigere Betriebskosten hatte

Rainer Weng, Alerheim - Praxiserfahrungen Stromdirektvermarktung

Erlöse Regelenergiebereitstellung



Erfahrungen als Anlagenbetreiber und Sprecher einer Betreiberpools mit 380 Anlage / 260MW:

- bisher akzeptable Erlöse aus Regelenergiebereitstellung, insbesondere negative Sekundärregelleistung (neg. SRL)
- Arbeitspreiserlöse (Geld bei Abrufen) inzwischen fast interessanter als Leistungspreiserlöse (Bezuschlagung von Leistungsvorhaltung)
- neg. SRL: ca 0,2ct/kWh bei 100% Abregelung (15.000EUR/MW/a)
- pos. SRL: ca 0,15ct/kWh bei einf. Überbauung (12.000 EUR/MW/a)
- neg. MRL: war lange ganz uninteressant, jetzt wieder leicht ansteigend.
- pos. MRL: kein Markt für Biogas, Leistungspreis 0

Rainer Weng, Alerheim - Praxiserfahrungen Stromdirektvermarktung

Erlöspotentiale Regelenenergie

mittlere Leistungspreise

neg. SRL p.a. 2017	7.000 EUR/MW	Tendenz weiter runter
pos. SRL p.a. 2017	21.000 EUR/MW	tendenziell auch schlechter
PRL p.a.	127.000 EUR/MW	aber nicht interessant für die meisten BGAs
davon realistisch als dauerhaft zu erlösender Anteil für Betreiber: rd. 50-60%		

Arbeitspreis

je nach Vertragsmodell und Strategie, gerade in guten Wochen sehr interessant

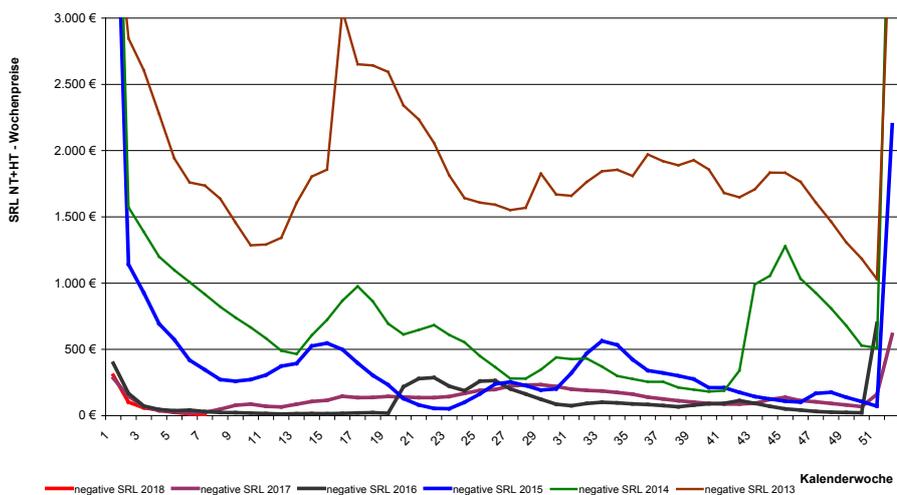
Leistung [MW] gemäß Next Box, aggregiert zu Viertelstundenmittelwerten

Daten laden von 23.12.2017 6:45 bis 03.01.2018 6:30 oder Vorauswahl



Leistungspreise Sekundärreserve SRL

Vergleich Wochenpreise mittlerer Leistungspreis der SRL



Rainer Weng, Alerheim - Praxiserfahrungen Stromdirektvermarktung

Neuausrichtung: doch besser flexibel fahren?



Tendenziell volatilere Märkte / stärker schwankend

- höhere Preisschwankungen → mehr Erlöschancen
- eventuell zusätzlich saisonale Verschiebungen / Winterstrompreise höher und vor allem Wärmeerlöse höher
- politisch forciert: für Grundlast werden wir nicht dauerhaft gut bezahlt sein...

Zusätzlich: Regelenergie wird schwieriger

- bereits jetzt niedrige Leistungspreise in PRL, SRL und MRL
- nach Neuordnung SRL im Sommer (weg von HT/NT auf 4h-Blöcke) wird die neg. SRL preislich ziemlich verfallen, nur noch Erlöschance in pos. SRL

Rainer Weng, Alerheim - Praxiserfahrungen Stromdirektvermarktung

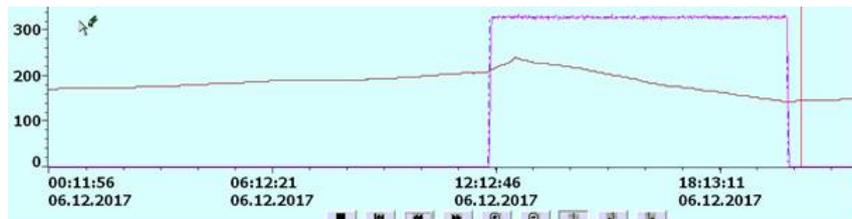
akt. Stromhandelspreise (day-ahead)

Uhrzeit / [kW]	Mo, 5. 3 18	Di, 6. 3 18	Mi, 7. 3 18	Do, 8. 3 18	Fr, 9. 3 18	Sa, 10. 3 18	So, 11. 3 18
00:00 - 01:00	24,74 € 0	38,96 € 0	40,86 € 0	33,09 € 0	31,21 € 0	36,81 € 0	30,86 € 0
01:00 - 02:00	20,92 € 0	37,96 € 0	39,49 € 0	31,54 € 0	32,43 € 0	33,80 € 0	29,30 € 0
02:00 - 03:00	16,31 € 0	37,39 € 0	38,33 € 0	30,13 € 0	31,79 € 0	32,87 € 0	30,87 € 0
03:00 - 04:00	18,61 € 0	36,61 € 0	38,13 € 0	28,87 € 0	31,88 € 0	32,53 € 0	31,50 € 0
04:00 - 05:00	27,08 € 0	36,91 € 0	38,70 € 0	29,40 € 0	32,22 € 0	32,53 € 0	33,05 € 0
05:00 - 06:00	31,73 € 0	38,76 € 0	41,18 € 0	32,62 € 0	34,79 € 0	31,79 € 0	33,59 € 0
06:00 - 07:00	45,92 € 82,5	46,50 € 0	48,87 € 0	41,08 € 0	44,57 € 0	32,51 € 0	31,89 € 0
07:00 - 08:00	53,94 € 330	58,26 € 0	61,02 € 315	49,30 € 0	50,60 € 0	34,66 € 0	34,23 € 0
08:00 - 09:00	64,06 € 330	65,19 € 330	66,79 € 315	49,42 € 315	57,66 € 330	43,45 € 0	36,61 € 0
09:00 - 10:00	62,63 € 330	65,02 € 330	63,92 € 315	43,20 € 315	50,07 € 330	47,19 € 0	35,79 € 0
10:00 - 11:00	56,02 € 330	63,28 € 330	59,07 € 315	37,66 € 315	46,30 € 330	47,04 € 0	34,93 € 0
11:00 - 12:00	54,90 € 330	55,03 € 330	54,83 € 315	33,96 € 0	42,06 € 330	43,93 € 0	35,46 € 0
12:00 - 13:00	49,02 € 330	52,39 € 330	50,57 € 315	32,07 € 0	40,57 € 0	41,92 € 0	31,62 € 0
13:00 - 14:00	48,11 € 330	50,07 € 330	48,29 € 315	31,30 € 0	38,71 € 0	38,06 € 0	29,94 € 0
14:00 - 15:00	53,43 € 330	48,98 € 0	48,07 € 315	33,00 € 0	40,29 € 0	32,50 € 0	29,80 € 0
15:00 - 16:00	55,10 € 330	48,76 € 0	48,26 € 315	36,26 € 0	43,07 € 0	32,10 € 0	30,14 € 0
16:00 - 17:00	55,49 € 330	49,42 € 330	50,72 € 330	39,66 € 315	40,02 € 330	32,06 € 0	34,61 € 0
17:00 - 18:00	69,67 € 330	53,99 € 330	56,49 € 330	45,83 € 315	54,99 € 330	37,00 € 0	40,56 € 0
18:00 - 19:00	83,16 € 330	60,70 € 330	64,66 € 330	51,35 € 315	62,75 € 330	39,70 € 0	44,20 € 0
19:00 - 20:00	83,61 € 330	64,63 € 330	64,94 € 330	48,36 € 315	59,91 € 330	34,07 € 0	42,26 € 0
20:00 - 21:00	62,48 € 0	59,90 € 0	53,76 € 0	40,81 € 0	52,07 € 0	27,89 € 0	36,34 € 0
21:00 - 22:00	54,96 € 0	46,95 € 0	45,05 € 0	35,36 € 0	47,49 € 0	11,91 € 0	36,79 € 0
22:00 - 23:00	47,04 € 0	42,90 € 0	41,15 € 0	33,00 € 0	45,82 € 0	10,96 € 0	36,55 € 0
23:00 - 24:00	40,40 € 0	39,55 € 0	39,57 € 0	29,83 € 0	42,96 € 0	0,10 € 0	34,71 € 0

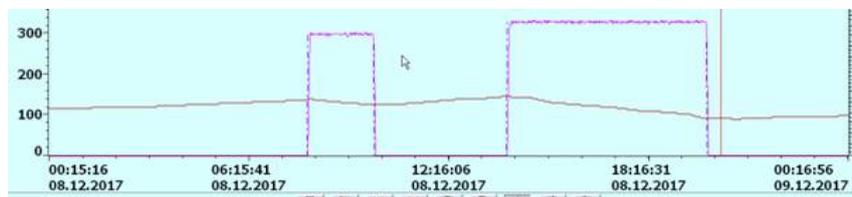
Rainer Weng, Alerheim - Praxiserfahrungen Stromdirektvermarktung

Fahrweise November – 22. Dezember

6.12.2017: 1 Start, 12–20 Uhr (automatisch gestartet und gestoppt)



8.12.2017: 2 Starts, 8–10 Uhr und 14–20 Uhr

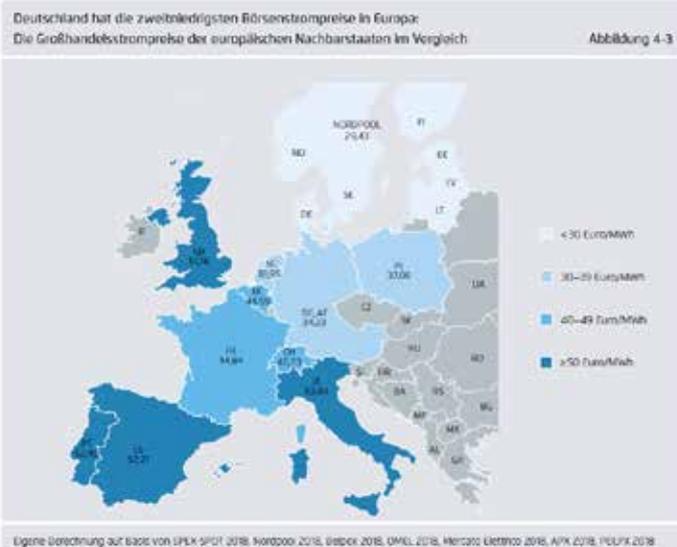


Rainer Weng, Alerheim - Praxiserfahrungen Stromdirektvermarktung

Den Wandel des Strommarkts im Blick

Quelle:

Agora Energiewende:
„Die Energiewende im
Stromsektor: Stand der
Dinge 2017“



Rainer Weng, Alerheim - Praxiserfahrungen Stromdirektvermarktung

Flexibilität wird mehr gefordert: bei negativen Preisen abschalten!



Quelle: Agora Energiewende: „Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2017“

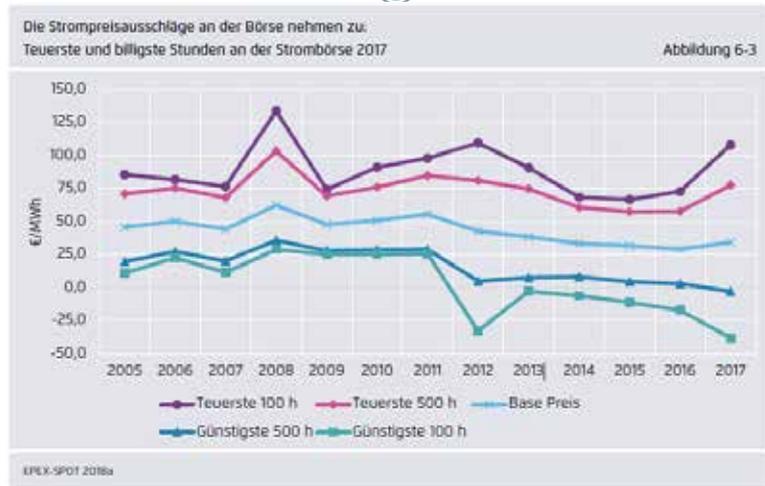
Rainer Weng, Alerheim - Praxiserfahrungen Stromdirektvermarktung

Preissituation KW1

Lhrzeit / [KW]	Mo, 1. 1 18	Di, 2. 1 18	Mi, 3. 1 18	Do, 4. 1 18	Fr, 5. 1 18	Sa, 6. 1 18	So, 7. 1 18
00:00 - 01:00	-5,27 €	19,66 €	7,91 €	-1,40 €	18,15 €	32,32 €	19,09 €
01:00 - 02:00	-29,99 €	18,61 €	2,41 €	-5,16 €	12,78 €	30,31 €	16,21 €
02:00 - 03:00	-56,65 €	16,42 €	-3,66 €	-6,73 €	9,93 €	29,33 €	14,35 €
03:00 - 04:00	-63,14 €	16,19 €	-10,51 €	-5,69 €	9,09 €	28,91 €	12,74 €
04:00 - 05:00	-64,62 €	20,34 €	-5,28 €	-2,58 €	9,91 €	28,25 €	12,53 €
05:00 - 06:00	-67,00 €	25,02 €	-2,70 €	2,46 €	11,36 €	28,73 €	11,86 €
06:00 - 07:00	-72,54 €	29,03 €	0,17 €	9,74 €	13,99 €	29,40 €	12,02 €
07:00 - 08:00	-76,01 €	40,42 €	12,67 €	22,41 €	24,91 €	32,47 €	13,22 €
08:00 - 09:00	-71,45 €	43,61 €	14,17 €	27,40 €	25,16 €	36,11 €	16,84 €
09:00 - 10:00	-66,88 €	46,04 €	13,84 €	29,84 €	29,21 €	37,19 €	18,52 €
10:00 - 11:00	-62,00 €	43,09 €	13,54 €	31,23 €	28,37 €	35,46 €	17,64 €
11:00 - 12:00	-58,08 €	42,85 €	13,03 €	33,69 €	29,14 €	34,03 €	19,24 €
12:00 - 13:00	-49,96 €	41,49 €	11,21 €	33,88 €	28,55 €	31,64 €	13,52 €
13:00 - 14:00	-24,29 €	38,55 €	11,71 €	34,79 €	29,06 €	29,06 €	6,26 €
14:00 - 15:00	-5,59 €	36,41 €	11,90 €	35,06 €	31,14 €	27,06 €	3,76 €
15:00 - 16:00	0,23 €	36,52 €	13,32 €	37,16 €	34,14 €	29,65 €	7,51 €
16:00 - 17:00	11,02 €	40,08 €	14,46 €	39,71 €	38,86 €	32,38 €	12,84 €
17:00 - 18:00	23,50 €	42,78 €	19,15 €	43,92 €	45,10 €	36,92 €	23,01 €
18:00 - 19:00	22,91 €	41,40 €	18,19 €	44,03 €	47,28 €	40,01 €	29,21 €
19:00 - 20:00	21,02 €	38,66 €	16,46 €	41,86 €	46,21 €	40,58 €	31,32 €
20:00 - 21:00	21,05 €	33,19 €	10,40 €	36,51 €	41,25 €	37,58 €	29,60 €
21:00 - 22:00	21,95 €	27,46 €	6,72 €	31,20 €	37,15 €	35,24 €	27,52 €
22:00 - 23:00	23,52 €	22,83 €	4,19 €	28,25 €	35,73 €	34,67 €	27,56 €
23:00 - 24:00	18,66 €	14,20 €	-5,26 €	20,31 €	29,00 €	30,36 €	19,07 €

Rainer Weng, Alerheim - Praxiserfahrungen Stromdirektvermarktung

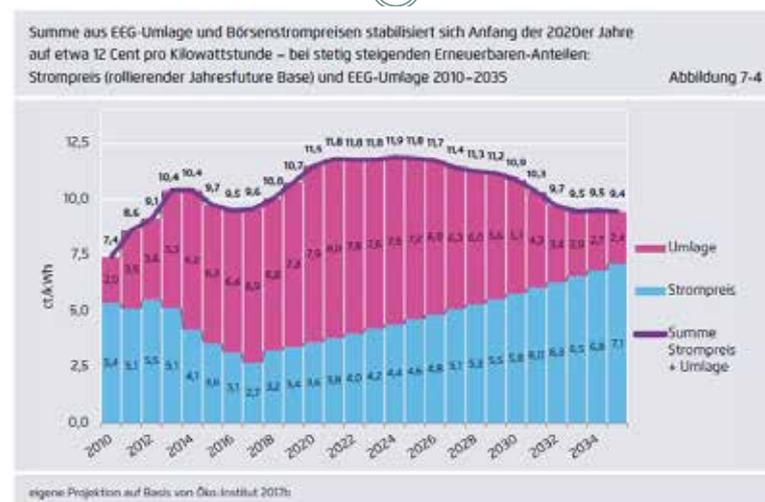
Flexibilität wird mehr gefordert: in Hochpreiszeiten viel mehr produzieren!



Quelle: Agora Energiewende: „Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2017“

Rainer Weng, Alerheim - Praxiserfahrungen Stromdirektvermarktung

Der Ausblick: Chancen für die flexible Erzeugung



Quelle: Agora Energiewende: „Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2017“

Rainer Weng, Alerheim - Praxiserfahrungen Stromdirektvermarktung

Praxisgedanken zur Flexibilität



Die Kunst besteht darin, abzuschalten wenn der Strom nichts kostet!

Die Vorab-Festlegung auf eine ganzjährig gleiche Fahrweise ist Vergangenheit!

Man muss Phasen mit schwankenden Strompreisen genauso mitnehmen können wie mögliche Regelenergie-Hochpreisphasen.

Der Einfluss äußerer Faktoren (Wetter, Feiertage usw.) auf die Strompreise wird bei zunehmender, fluktuierender, erneuerbarer Erzeugung steigen.

Biogas-Strom muss zukünftig flexibler sein. **Der Markt muss die Fahrweise regeln.**

Ohne nachhaltige Vision (Anschlussförderung) sind Folgeinvestitionen bei Anlagen mit geringer EEG-Restlaufzeit schwierig bzw. nicht möglich!

Rainer Weng, Alerheim - Praxiserfahrungen Stromdirektvermarktung

„Biogas kann Flex“! – Bitte individuell prüfen



Danke für die Aufmerksamkeit

Rainer Weng

0171 / 5420594

rainer.weng@biogas-alerheim.de

Rainer Weng, Alerheim - Praxiserfahrungen Stromdirektvermarktung

Regional – dezentral – CO₂-neutral

Die Energiewende, eine Chance für den ländlichen Raum

ULRICH AHLKE

Amt für Klimaschutz und Nachhaltigkeit, Kreis Steinfurt, Nordrhein-Westfalen

Der Kreis Steinfurt hat den Auftrag der Konferenz von Rio de Janeiro (1992) konsequent aufgegriffen und verfolgt im Sinne der Agenda21 seit mehr als 20 Jahren das Ziel der Nachhaltigkeit auf regionaler Ebene, um gemeinsam mit Kommunen, Unternehmen und Bürgerinnen und Bürgern die Energiewende vor Ort zu gestalten, die ländliche Entwicklung zu fördern und gesteckte Klimaschutzziele zu erreichen.



Der Kreis Steinfurt: Daten – Zahlen – Fakten

- Lage: im Norden von NRW
- Fläche: 1.796 km², 440.000 Einwohner
- 24 Städte und Gemeinden
- 120.000 ha Landwirtschaft (67 %), 25.000 ha Wald (14 %)
- 26.000 Unternehmen, 130.000 Arbeitnehmer
- 120.000 Wohngebäude
- 250.000 PKW, 20.000 Motorräder, 16.000 LKW
- 13,3 TWh/a Endenergieverbrauch (private Haushalte, Kommunen und Unternehmen)
- 1,5 Mrd. € werden im Kreis Steinfurt pro Jahr für Energie im Bereich Wärme, Kraftstoffe und Strom ausgegeben.

Die Ziele

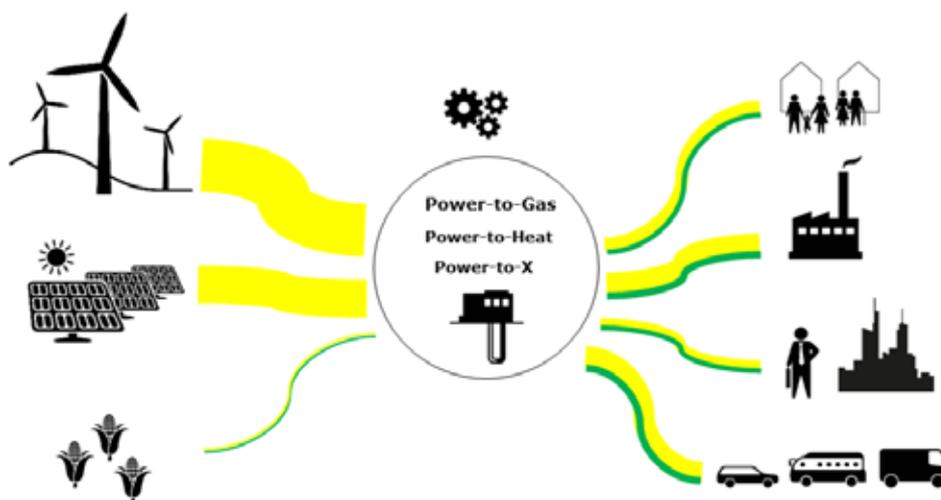
- Halbierung des Endenergiebedarfs bis 2050.
- Reduzierung der CO₂-Emissionen (im Vergleich zu 1990) um 95 % bis 2050.
- 2050 übersteigt die Energieerzeugung durch erneuerbare Energien den Verbrauch (bilanzielle Energieautarkie).
- 100 % Regionale Wertschöpfung im Energiesektor bis 2050.

Der energet(h)ische Imperativ des Kreises Steinfurt: regional, dezentral, CO₂-neutral

Die Energiewende ist eine globale Herausforderung, die durch Impulse auf kommunaler und regionaler Ebene entscheidend vorangetrieben werden kann. Mit der Initiative „energieland2050“ setzt der Kreis Steinfurt solch einen Impuls für die Region. Durch intensive Netzwerkarbeit, innovative Pilotprojekte, umfassende Beteiligungsangebote und breit gefächerte Serviceleistungen sorgt der Kreis Steinfurt für hohe Akzeptanz bei Kommunen, Unternehmen und Bürgern.

Die Energiewende ist elektrisch!

Umfangreiche Berechnungen und Szenarien zeigen: Erneuerbare Energien (überwiegend Wind und PV) haben sich im Wettbewerb gegen die fossilen Energieträger durchgesetzt. Strom – auch für Wärme und Mobilität – kann auf der Grundlage erneuerbarer Energie zukünftig vollständig in der Region erzeugt werden. Die Mobilität der Zukunft kommt ohne fossile Brennstoffe aus. Power-to-heat, power-to-gas und andere Formen der Sektorenkopplung gewinnen in den nächsten Jahren erheblich an Bedeutung.



Bildquelle: Landkreis Steinfurt

Mehr Wertschöpfung, mehr Beteiligung

Mit Unterstützung der Fachhochschule Münster wurden 2004 erstmals die Energieströme und CO₂-Emissionen des Kreises bilanziert. Demnach werden im Kreis Steinfurt jedes Jahr rund 1,5 Mrd. € für Wärme, Strom und Kraftstoffe ausgegeben. 80 bis 90 Prozent davon fließen an Unternehmen außerhalb der Region.

Im Sinne der Region soll die regionale Wertschöpfung im Handlungsfeld „erneuerbare Energien und Klimaschutz“ deutlich gesteigert werden. Damit sich Unternehmen, Kommunen und Bürger beteiligen können, etablierte der Kreis ein System, das Kompetenzen bündelt, Know-how vernetzt und die Planung und Realisierung konkreter Projekte vereinfacht. Die Energiewende wird als gesamtgesellschaftliche Aufgabe wahrgenommen. Deshalb legt „energieland2050“ besonderen Wert auf Beteiligung und Vernetzung.

Netzwerke

Dem zentralen Netzwerk der Initiative gehören 24 Städte und Gemeinden an, die sich regelmäßig zur nachhaltigen Entwicklung der Region austauschen und Klimaschutzaktivitäten anstoßen. Darüber hinaus arbeiten mittlerweile rund 50 Unternehmen im energieland2050-Unternehmernetzwerk gemeinsam an der Gestaltung der regionalen Energiewende.

Leuchttürme und Windräder

Um die Akzeptanz bei den Bürgern zu erhöhen, sind erfolgreiche Projekte zwar gut, aber Möglichkeiten zur aktiven Beteiligung sind noch besser. Die gibt es in Steinfurt zum Beispiel in Form von Bürgerwindparks, an denen man sowohl bei der Planung als auch als Investor teilhaben kann. Mittlerweile wird bei allen neuen Windparks in der Region ein Teil des Kapitals von Bürgern eingesammelt. Das Interesse daran ist riesig.

Begeisterung für ehrgeizige Klimaschutzziele

Im Kreis Steinfurt ist aktiver Klimaschutz weit mehr als ein regionaler Beitrag zur Energiewende. Die Initiative energieland2050 trägt entscheidend dazu bei, eine ganze Region ökologisch und ökonomisch zukunftsfest zu machen. So bedeuten etwa Betrieb und Wartung der unter Bürgerbeteiligung entstehenden Windparks auf Jahre hinaus eine immense Wertschöpfung für die Region. Aktuell gibt es im Kreis Steinfurt etwa 15 Bürgerwindparks mit rund 80 Windenergieanlagen (rund 240 MW Leistung). Damit wurden in der Region in den vergangenen 4 Jahren Investitionen von rund 400 Mio. Euro ausgelöst.

Mehr als 100 Projekte tragen die regionale Energiewende

Seit 2000 werden im Rahmen der kreisweiten Initiative Projekte initiiert, begleitet, unterstützt und realisiert. Die Projekte zeigen beispielhaft, wie Klimaschutz in den Handlungsfeldern Wärme, Strom, Mobilität und Effizienz erfolgreich Anwendung findet.

Hier eine Auflistung einiger beispielhafter Projekte:

- Masterplan Wind mit Leitlinien für Bürgerwind und der Einrichtung einer Windservicestelle
- HYTRUST (Konzept für Wasserstoffproduktion)
- ÖKOPROFIT
- kreisweites Solarkataster
- Klimaschutzkonzepte für alle kreisangehörigen Kommunen
- Klimaschutzbürger
- Unser Landstrom – die regionale, ökologische Strommarke
- energieland2050-Beratermarke
- das virtuelle Energielandwerk
- kreisweite Thermografieaktionen
- Haus-zu-Haus-Beratungen, Quartierskonzepte nach dem KfW-432-Programm
- Fairtrade
- Klimaneutrale Kreisverwaltung
- European Energy Award
- und viele weitere Projekte

Dem Kreis Steinfurt ist es gelungen, Kommunen, Unternehmen und Bürger zu aktivieren und mit einem vielschichtigen Beteiligungskonzept für das gemeinsame Klimaschutzziel zu begeistern. Dabei wurde das globale Ziel der Energiewende und das regionale Ziel der bilanziellen Energieautarkie anhand vieler Einzelprojekte für die Menschen fassbar und erlebbar gemacht.

Der energieland2050 e. V.

Um eine dauerhaft tragfähige Struktur zur Gestaltung der regionalen Energiewende zu schaffen, haben Unternehmen aus der Energie- und Beraterbranche, die Kreishandwerkerschaft, die Kreissparkasse und die regionalen Volksbanken, Stadtwerke, die Fachhochschule Münster, der Kreis Steinfurt sowie 24 kreisangehörige Städte und Gemeinden im Juni 2017 den energieland2050 e. V. gegründet. In diesem Verein entwickeln Vertreter der regionalen Wirtschaft gemeinsam mit Bürgermeistern, Politikern des Kreistages, zivilgesellschaftlichen Vertretern und Wissenschaftlern Strategien und stoßen Projekte an.

Der Verein fungiert auch als

- Servicestelle für Fragestellungen in den Handlungsfeldern Wärme, Strom, Mobilität und zivilgesellschaftliches Engagement.
- Servicestelle für kreisangehörige Kommunen, beispielsweise durch die Unterstützung bei der Fördermittelakquise und der Abwicklung von Förderanträgen sowie der Vernetzung, Beratung und Qualifikation der Klimaschutzmanagerinnen und -manager.
- Servicestelle für Unternehmen, beispielsweise durch Netzwerkmanagement für regionale Unternehmen im Bereich Erneuerbare Energien, Energieeinsparung und Effizienz oder die Durchführung von Veranstaltungen zur Information, Vernetzung und Qualifikation der Unternehmen. Darüber hinaus unterstützt der Verein die Unternehmen bei der Suche nach passenden Fördermöglichkeiten und führt, im Rahmen von Kooperationsprojekten mit ausgewählten Mitgliedern des Vereins, Forschungsvorhaben durch.
- Servicestelle für Bürgerinnen und Bürger, beispielsweise durch telefonische Erstberatungen zur Gebäudesanierung oder die Vorbereitung und Durchführung von Thermografieaktionen, Informations- und Beratungskampagnen.



Bildquelle: Landkreis Steinfurt



energieland 
Wir drehen das **2050** e.V.
im Kreis Steinfurt!

regional - dezentral - CO₂-neutral:
Die Energiewende, eine Chance für den ländlichen Raum

Bayreuth, 08.03.2018

Uli Ahlke
energieland2050 e. V.
Kreis Steinfurt | Amt für Klimaschutz und Nachhaltigkeit



Inhalt des Vortrages

- Das energieland2050
- Der Masterplan 100% Klimaschutz
- Projekte
- energieland2050 e. V.
- Fazit





- Gesamtfläche: 1.793 km²
- 24 Städte und Gemeinden
- 120.000 ha Landwirtschaft = 67 %
- 25.000 ha Wald = 14 %
- 440.000 Einwohner
- 120.000 Wohngebäude
- 130.000 Arbeitnehmer
- 26.000 Unternehmen
- 250.000 PKW, 20.000 Motorräder, 16.000 LKW

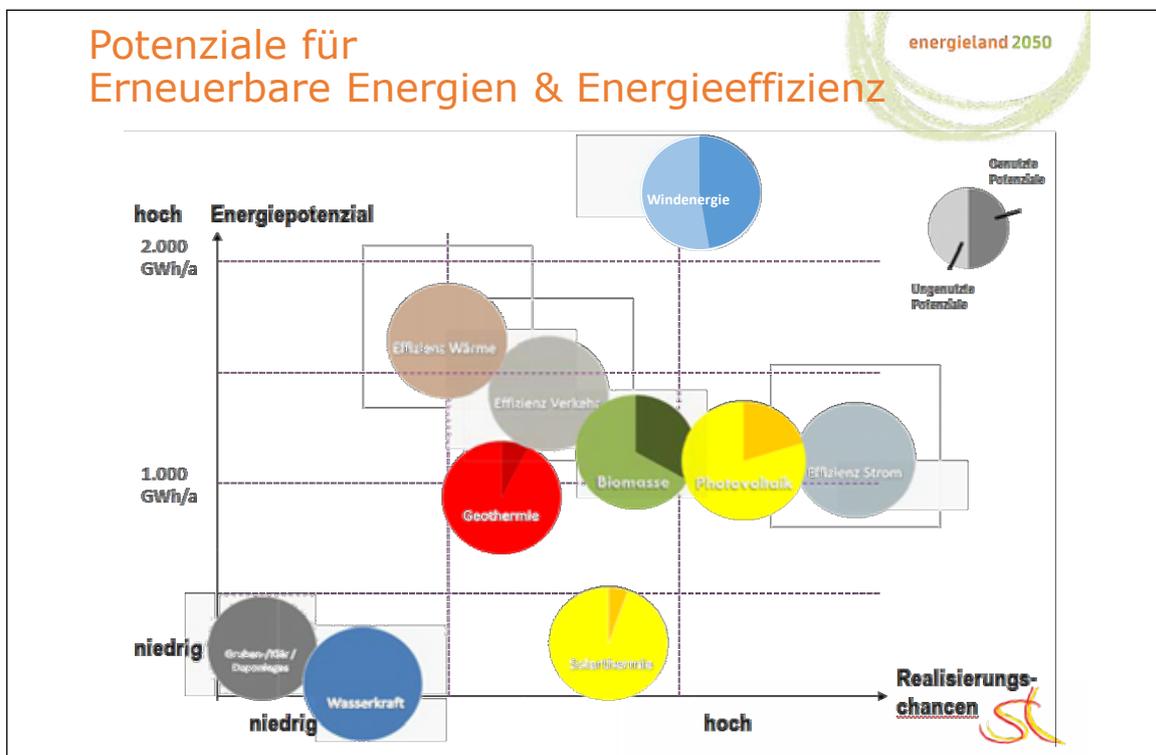
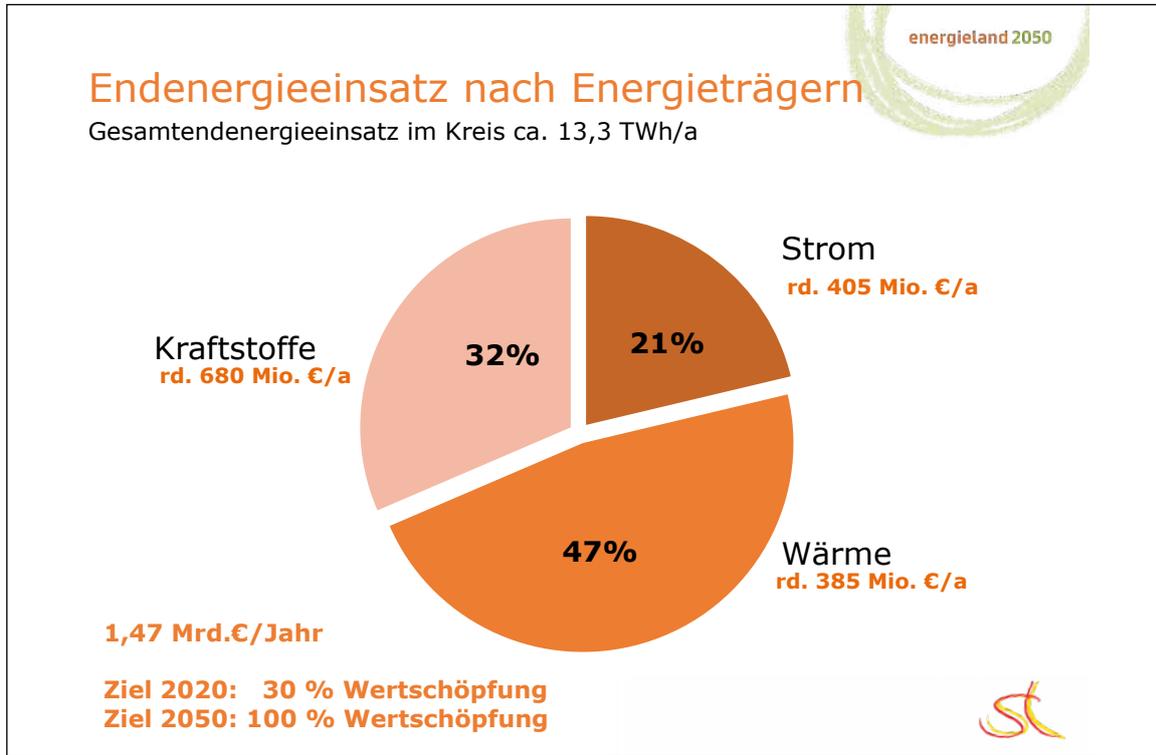


Das Team / Die regionale Servicestelle



- für Unternehmen
- für Bürger und Bürgerinnen
- für Kommunen







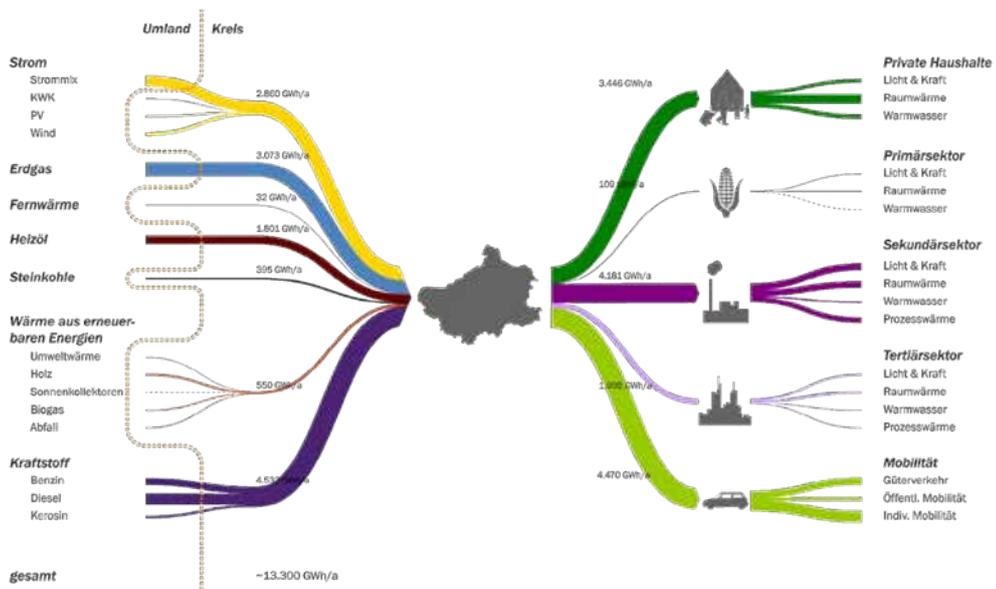
Untersuchung für das Bundesministerium für Umwelt und Bauen

zeigen, ob und wie es gehen kann bis 2050

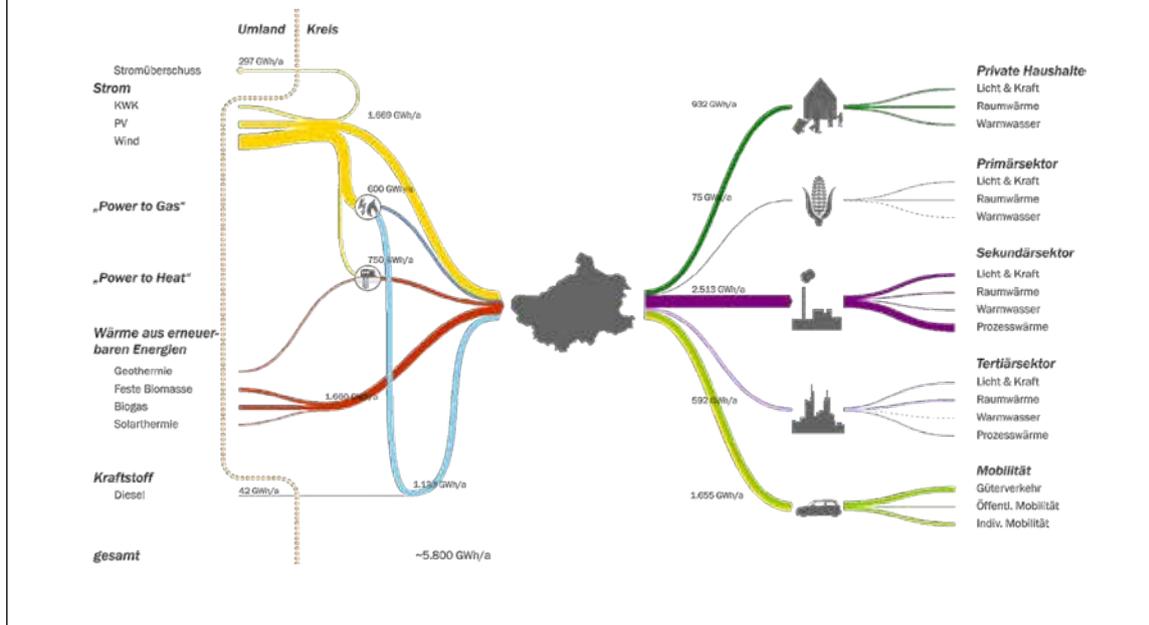
- die Treibhausgasemissionen um 95 % zu reduzieren
- den Endenergiebedarf halbieren



Energieerzeugung und -verbrauch heute



Energieerzeugung und -verbrauch 2050



energieland 2050

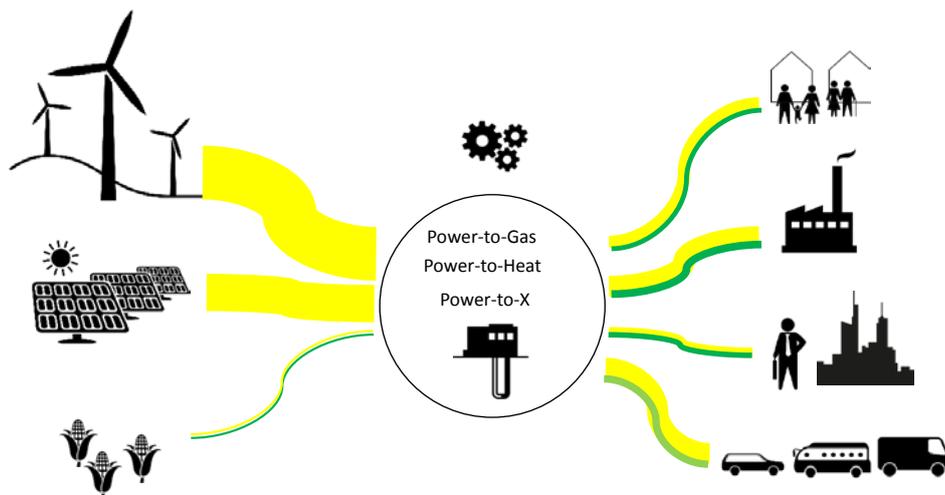
Die 5 wichtigsten Erkenntnisse



1. Wir können unser hochgestecktes Ziel erreichen.
Die Zielerreichung ist allerdings sehr ambitioniert!



2. Die Energiewende ist elektrisch. Auf der Grundlage
erneuerbarer Energie kann 2050 die vollständige
Energieversorgung aller Sektoren erfolgen.

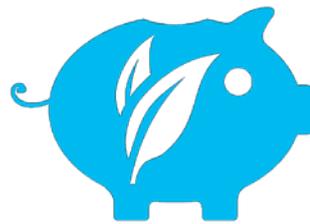
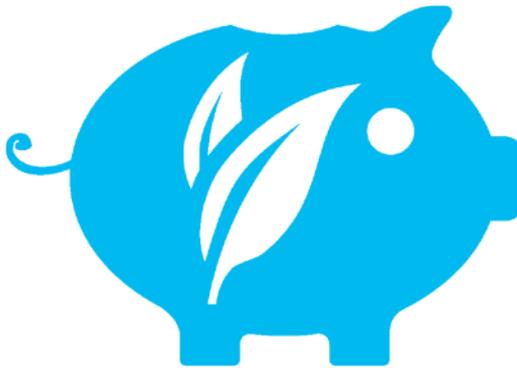


energieland 2050

3. Der Energieverbrauch muss halbiert werden!

Gesamtenergieeinsatz
heute ca. 13,3 TWh/a

Gesamtenergieeinsatz
2050 ca. 6,5 TWh/a



energieland 2050

4. Die Energiewende ist mehr eine gesellschaftliche als eine technische Herausforderung.





Unsere Strategie

Kontinuierlicher Verbesserung- und Entwicklungsprozess



Das Bessere ist der Feind des Guten. (Voltaire)

Unsere Projekte

..... und viele, mehr als 150 Projekte des Kreises, der aktiven Städte und Gemeinden, der Unternehmen und der Bürgerschaft!

Windmasterplan

- 2010/2011: Ermittlung Windpotenzialflächen
- 2011: Entwicklung Leitlinien Bürgerwindparks
- 2012: Einrichtung Servicestelle Windenergie
- 2012: Runder Tisch Windenergie



Leitlinien Bürgerwind

- **Beteiligung** aller Gruppen im Umfeld
- **Faire Teilhabe** der nicht direkt profitierenden Flächeneigentümer
- Sicherstellung einer direkten konzeptionellen und finanziellen **Bürgerbeteiligung**
- **Keine Mehrheitsbeteiligungen**
- Geringe **Mindestbeteiligung** ab 1.000 €
- Kooperation mit regionalen **Stadtwerken**
- Kooperation mit regionalen **Sparkassen und Volksbanken**

Kooperation im Kreis Steinfurt mit allen Kommunen,
dem Westfälisch-Lippischen Landwirtschaftsverband und Stadtwerken



Servicestelle Windenergie

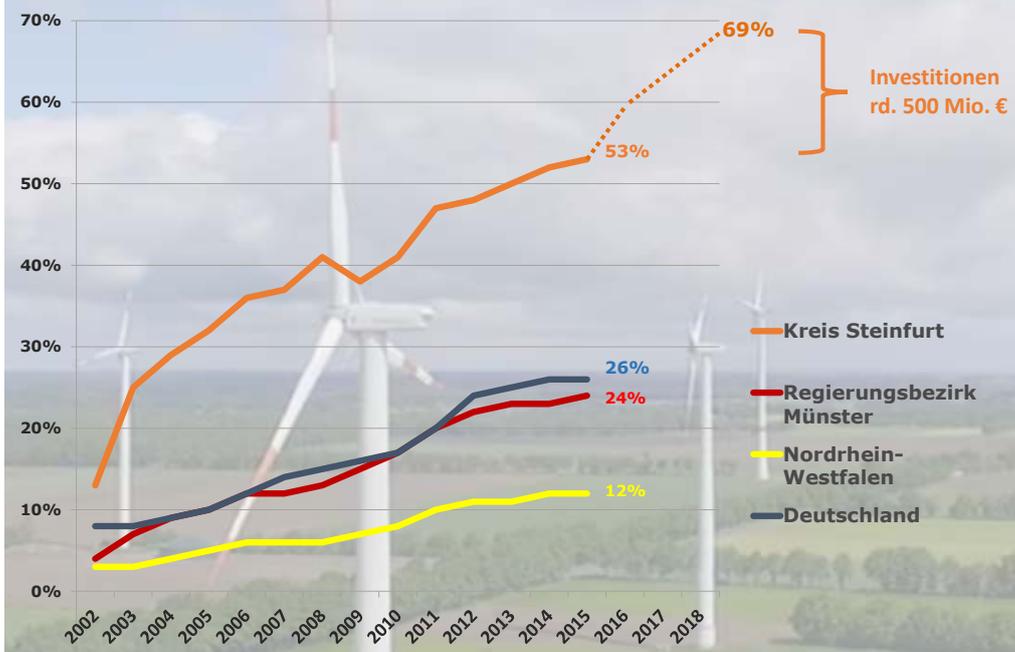
- begleitet den Windenergieausbau auf allen Ebenen
- ist zentrale Anlaufstelle für alle Akteure
- sorgt für Transparenz und Interessenausgleich
- bietet Konfliktmanagement (Mediation) an
- organisiert den „Runden Tisch Windenergie“
- ist bisher einzigartig in Deutschland
- wurde zwei Jahre über LEADER gefördert

Runder Tisch Windenergie

energieland 2050



Anteil der Erneuerbaren am Stromverbrauch im Kreis Steinfurt







Unser Verein:
energieland2050 e. V.



Fazit

Im Wettbewerb der Energieträger haben sich Wind und Sonne durchgesetzt.

Die Energiewende ist elektrisch!

Die Energie wird zukünftig dezentral erzeugt.

Die Energiewende ist ein Innovations- und Entwicklungsmotor für ländliche Räume.

Die Energiewende im energieland2050 gelingt nur gemeinsam mit der Landwirtschaft!

- ➔ Die Energiewende ist ein gesamtgesellschaftlicher Prozess. Hermann Scheer: Demokratisierung der Energieversorgung!
- ➔ Mut zum Systemwechsel!





Aufbau und Implementierung eines regionalen virtuellen Kraftwerks auf Basis erneuerbarer Erzeugung – regio:VK



MARKUS JUNGERMANN

Städtische Werke AG, Kassel

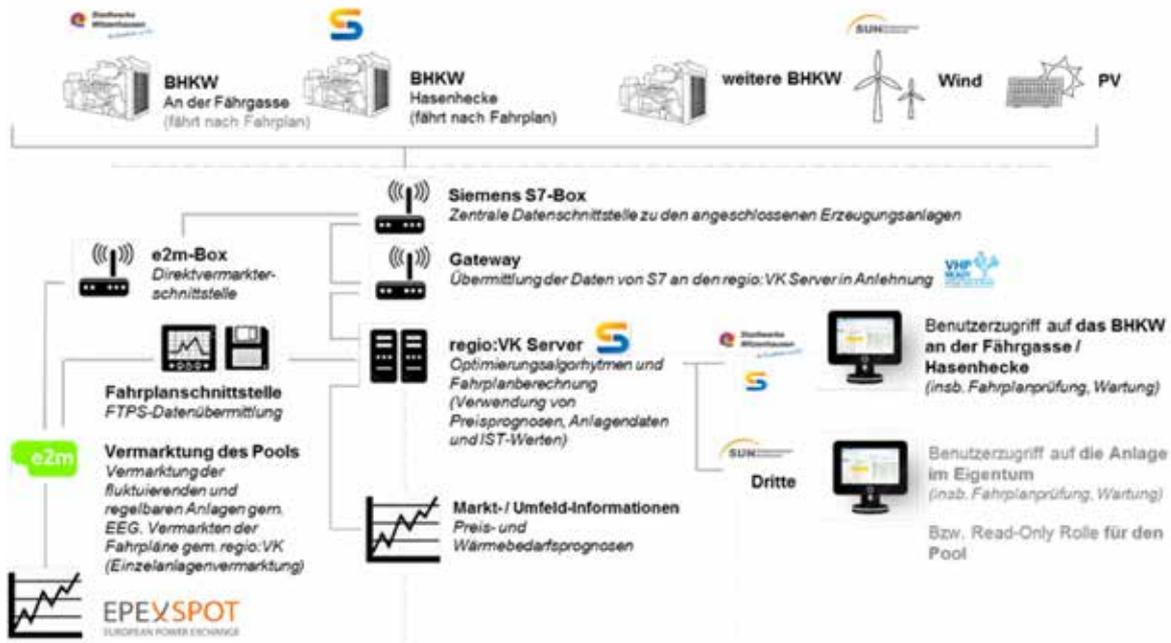
Die Umsetzung der Energiewende vollzieht sich auf verschiedenen Ebenen mit unterschiedlichen Akteuren. In Zukunft wird in einem immer größeren Ausmaß Energie regenerativ und dezentral erzeugt. Eine nachhaltige Energieversorgung und Stärkung der regionalen Wertschöpfung sind zentrale Anliegen der Projektpartner aus der nordhessischen Wirtschaft und Forschung.

Die Weiterentwicklung des Energiesystems liegt in einer fortschreitenden Nutzung von Flexibilitätsebenen seitens dezentraler Energieerzeuger zum einen und der Steuerung der Nachfrageseite zum anderen. Hierbei spielt die Digitalisierung der Prozesse und Aufgaben eine wesentliche Rolle. Mittels der Digitalisierung wird eine intelligente Verknüpfung von Erzeugern, Speichern und Verbrauchern zur Verbesserung der Integration von erneuerbaren Energien und dezentralen flexiblen Kapazitäten möglich.

Im Rahmen des Projekts „regio:VK“ (HA-Projekt-Nr.: 449/14-39) haben CUBE Engineering, Fraunhofer IEE und die SUN Stadtwerkepartner aus Kassel, Eschwege und Wolfhagen Einsatzsysteme für virtuelle Kraftwerke und flexibel steuerbare Biogasanlagen und Biomethan-BHKW optimiert und zur Marktreife gebracht. Dabei verfolgten sie zwei Ansätze: Einerseits die Optimierung und Marktintegration individueller Anlagen unter Berücksichtigung standortspezifischer Restriktionen hinsichtlich Wärmesenke und Speicherkapazität, andererseits die Umsetzung eines virtuellen Kraftwerks (VK) in Nordhessen und die damit verbundene Integration erneuerbarer Erzeugung bei einem lokalen Versorger.

Die geschaffenen Systeme und das gewonnene Know-how stärken den Transformationsprozess auf regionaler Ebene und erhöhen gleichzeitig den Anteil ökologisch produzierten Stroms durch örtliche Versorger.

Seit Projektabschluss Anfang 2016 wird von der Städtische Werke AG aus Kassel ein Integrationskonzept entwickelt, um das virtuelle Kraftwerk auch in die operativen Unternehmensprozesse überzuleiten und um weitere Anwendungsfelder zu ergänzen. Nach der Konzeptionierung und IT-technischen Prozessintegration läuft die Software derzeit im Testbetrieb und befindet sich in der IT-Landschaft der Städtische Werke AG.



Bildquelle: Städtische Werke AG

Nachfolgende Eckpunkte skizzieren den derzeitigen Umsetzungsstand:

- IT-Umfeld
Wie dargestellt ist die Software bei der Städtische Werke AG integriert und kann von den zugriffsberechtigten Mitarbeitern installiert und genutzt werden. Zusätzlich haben seit Ende 2017 alle SUN-Partner über einen VPN-Tunnel Zugriff auf die Software erhalten. Hierfür wurde ein Rollenkonzept entwickelt, welches eine dezentrale Nutzung der Anwendungen ermöglicht. Dies ist von strategischer Relevanz, wenn mittelfristig weitere Anlagen von Dritten eingebunden und teilweise oder umfassend Dienstleistungen zur Vermarktung angeboten werden.
- Steuerbare Anlagen: BHKW „Hasenhecke“/BHKW „Fährgasse“
Nach erfolgreicher Anbindung und Speicherzubau des BHKW „Hasenhecke“ läuft aktuell der Testbetrieb zur Fahrplanübermittlung, welcher sich aus einer Optimierung unter Berücksichtigung der Rahmenbedingungen wie Wärmebedarf, Strompreisprognosen und Füllstand Wärmespeicher ergibt. Die dabei erkannten offenen Punkte wurden abgearbeitet und die Datenkommunikation mit allen Verantwortlichen (Anlagenbetreiber, Betriebsführer, Direktvermarkter und IT-DL) abgestimmt. Die dauerhafte „echte“ Vermarktung der Anlage nach Fahrplan wird in Kürze angestrebt.
Für das BHKW „An der Fährgasse“ ist in Abstimmung mit dem Direktvermarkter eine mehrstufige Vermarktungsstrategie geplant. Die Anlage soll primär ihre Flexibilität am Regelenergiemarkt anbieten. Sollte sie hierfür jedoch für eine gewisse Zeit nicht zum Zug kommen, kann in die Fahrweise nach Fahrplan gewechselt werden. Die Umsetzung dieser Vermarktungsstrategie mit allen erforderlichen IT-Schnittstellen ist ebenfalls ein kurzfristig anstehendes Arbeitsziel.

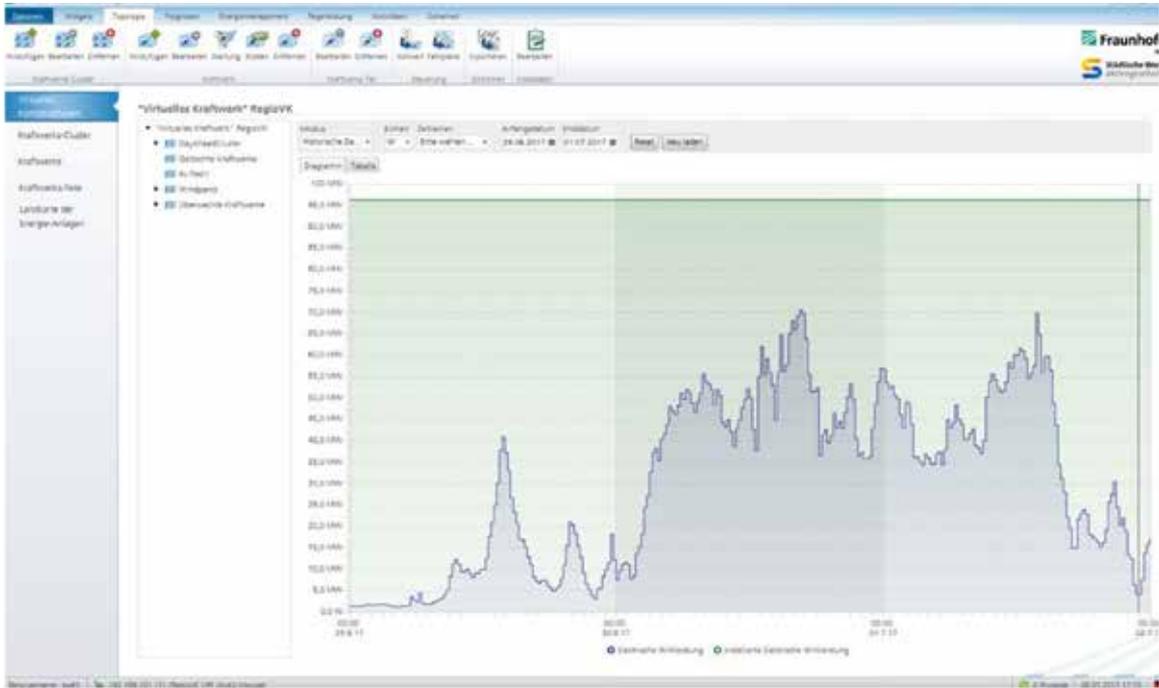
Derzeit befinden sich die Städtische Werke AG und das Fraunhofer IEE gemeinsam in der Entwicklung einer Skizze für die Weiterentwicklung des virtuellen Kraftwerkes im Rahmen eines weiteren Förderprojektes. Dabei soll im Kern das Ziel verfolgt werden, die Software um verschiedene Aspekte modular zu erweitern, unterschiedliche Elemente mit intelligenten Mess- und Steuerungssystemen in das Kraftwerk zu integrieren und so neue, im besten Fall sektorübergreifende Geschäftsmodelle bei Versorgern zu ermöglichen und die Gesamterzeugung so planbarer zu gestalten.



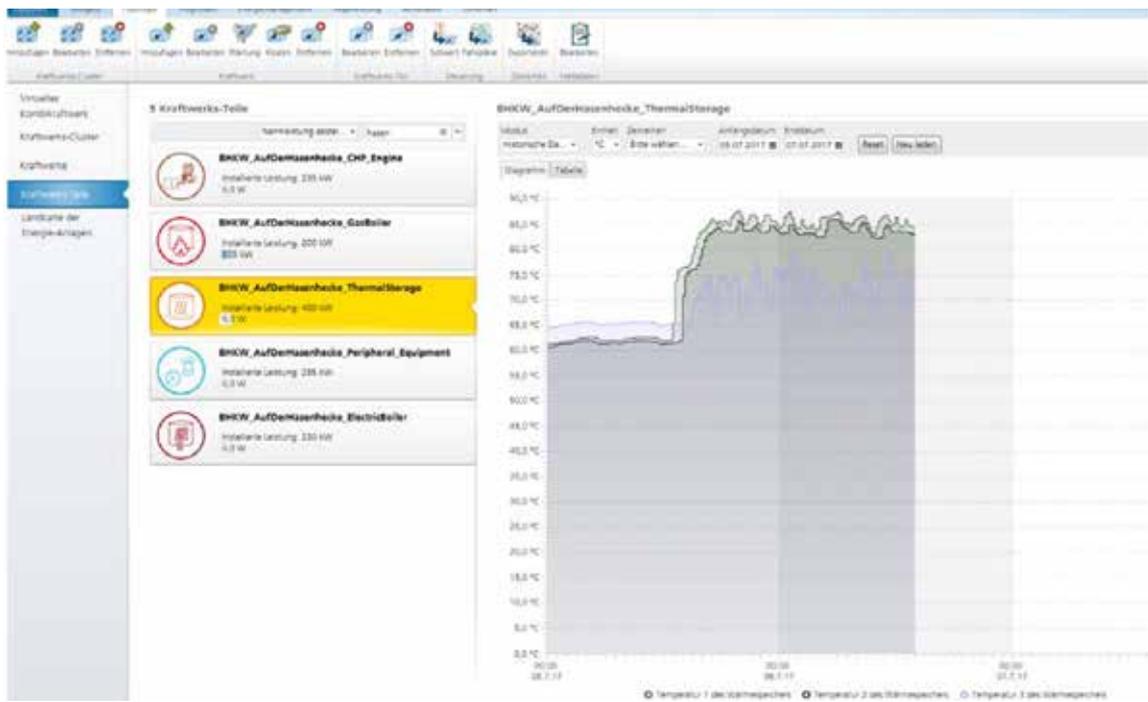
Bildquelle: Städtische Werke AG

Einblicke in die aktuelle Softwareversion

Aggregierte Sicht



Kraftwerkskomponente Wärmespeicher – BHKW „Hasenhecke“





regio:VK
Aufbau und Implementierung eines regionalen virtuellen Kraftwerks auf Basis Erneuerbarer Energien

Hier ist Ihre Energie.

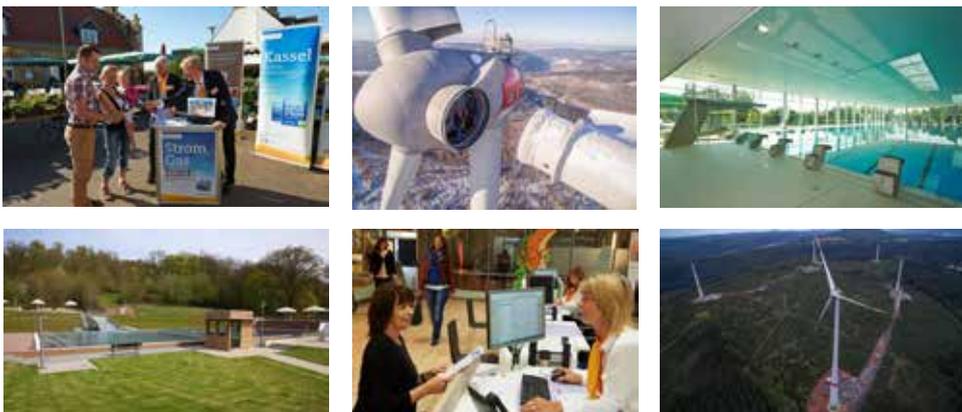
Agenda

1. Motivation für ein virtuelles regionales Kraftwerk (regio:VK)
2. Projektrahmen und -ergebnisse
3. Perspektivische Anwendungsfelder
4. Zusammenfassung & Fazit

1. Motivation für ein virtuelles regionales Kraftwerk (regio:VK)



Die Städtische Werke AG



Die Städtische Werke AG – Mitglied der SUN

Wesentliches **Ziel** der SUN Stadtwerke Union Nordhessen (SUN) ist es, die regionale Energiewende aktiv mitzugestalten

- **Integrierte Betrachtung** hinsichtlich zukünftigem Bedarf und angemessenem Technologieeinsatz
- Umsetzung mit **Bürgerbeteiligung**
- Möglichst hoher **Regionalisierungsgrad**
- Enge **Zusammenarbeit mit Forschungsinstituten** bei Konzeptentwicklungen (Fraunhofer IWES, House of Energy, Universität Kassel)



5 KTBL-Tage 2018 – Bayreuth - Aufbau und Implementierung eines regionalen virtuellen Kraftwerks auf Basis Erneuerbarer Energien



Studien zur Energiewende in Nordhessen

Im Auftrag der SUN wurden Studien erstellt, die in den verschiedenen Sektoren Strom, Wärme und Verkehr das Ziel hatten

- **aktuelle Energiebedarfe** zu ermitteln,
- **zukünftige Potenziale** einschätzbar zu machen und Ausbaupfade aufzuzeigen, sowie
- die zukünftige Versorgung **zeitlich aufgelöst** und **unter Verwendung von erneuerbaren Energien** sicherzustellen.
- Hierbei wurden lokalen Gegebenheiten und dem Verbrauch der Stadt Kassel als Oberzentrum, sowie dem Umland mit weitreichenden Erzeugungspotenzialen Rechnung getragen.
- Des Weiteren wurden die Betrachtungen unter dem Blickwinkel der Einbettung des Energiesystems der SUN in die bundesweiten Energieversorgungsstrukturen durchgeführt.

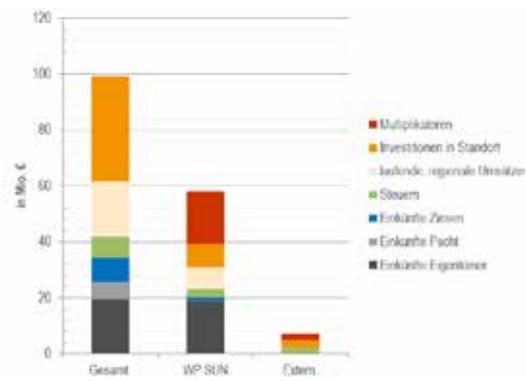


6 KTBL-Tage 2018 – Bayreuth - Aufbau und Implementierung eines regionalen virtuellen Kraftwerks auf Basis Erneuerbarer Energien

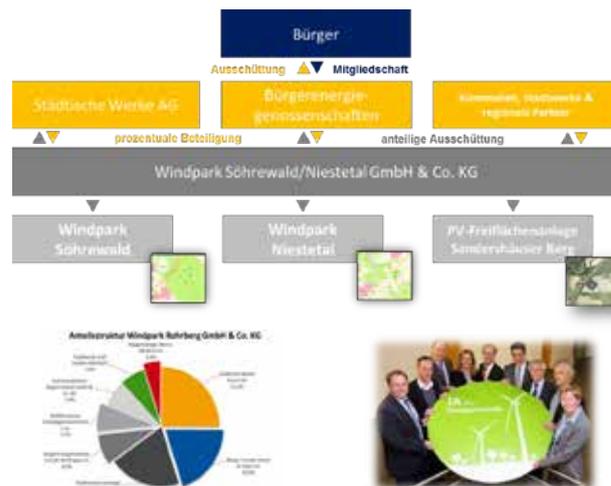


Regionale Wertschöpfung (SUN-Studie)

- Werden Windparks nach dem STW-Modell mit regionalen Akteuren entwickelt, ist die regionale Wertschöpfung um das 8-fache höher.
- Das SUN-Modell (Säule „WP SUN“) regionalisiert ca. 59 % der vom Projekt ausgelösten Zahlungen (Säule „Gesamt“)



Windenergie mit Bürgerbeteiligung



Die ursprüngliche Projektidee - Roadmap

■ Ausgangssituation:

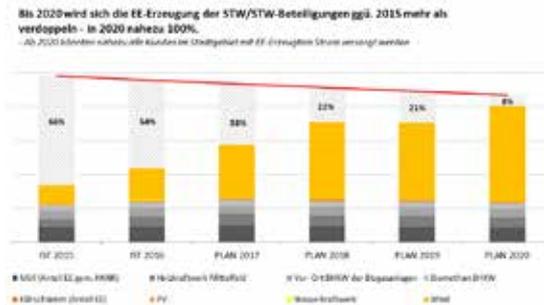
- Seit 2007: 100% Naturstrom (Zertifikate)
- Seit ca. 2010: Konsequenter EE-Ausbau (Biogas, PV und Windenergie)
- Seit 2014: Umsetzung Bürgerbeteiligung bei der Windenergie

- Nächster logischer Schritt:

Bündelung von Erzeugung, Verbrauch und Netz in einem virtuellen Kraftwerk

■ Unsere Definition eines virtuellen Kraftwerkes

- Zentrales Energiemanagementsystem zur Bündelung von mindestens zwei Technologiearten auf Basis bidirektionaler Kommunikation
- Besondere Anforderung hier: regionale Erzeugung, 100% EE und optimale Integration der Wärmeseite



2. Projektrahmen und -ergebnisse

Wie alles begann...

- Projektrahmen und Funktionalität

Funktionalität

- Zentrales Energiemanagementsystem zur Bündelung von unterschiedlichen Technologiearten mit bidirektionaler Kommunikation (regionale Erzeugung, 100% EE und optimierte Integration der Wärmeseite)



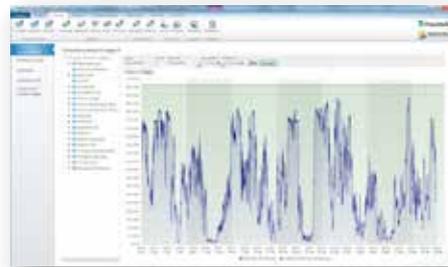
Projektförderung (11/2013 bis 02/2016)

- Förderung: Land Hessen im Rahmen der Loewe-Initiative



Anlagenpool und Anwendungspartner

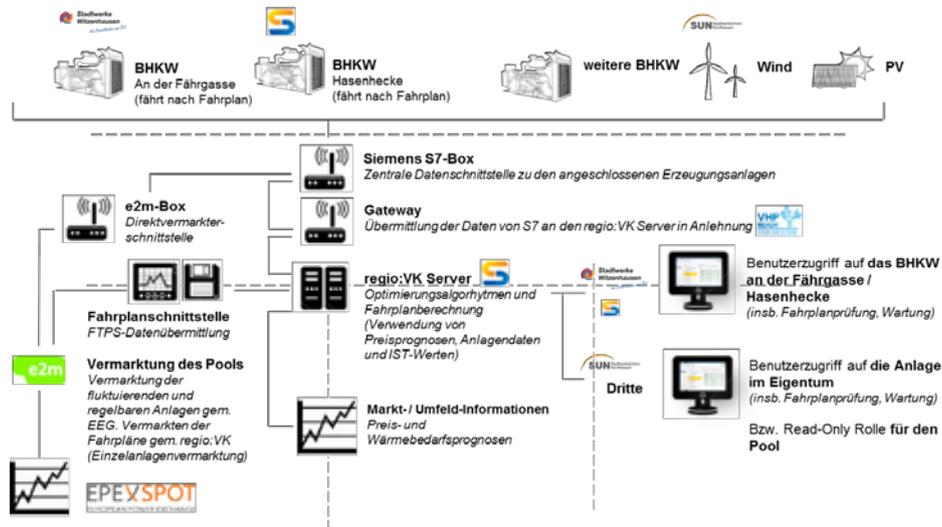
- Rund 100 MW EE-Anlagen (maßgeblich Windenergie)



Aktueller Stand angeschlossener EE-Erzeugung



Der Stand der Umsetzung und die besonderen Herausforderungen – Technisches Konzept



13 KTBL-Tage 2018 – Bayreuth – Aufbau und Implementierung eines regionalen virtuellen Kraftwerks auf Basis Erneuerbarer Energien

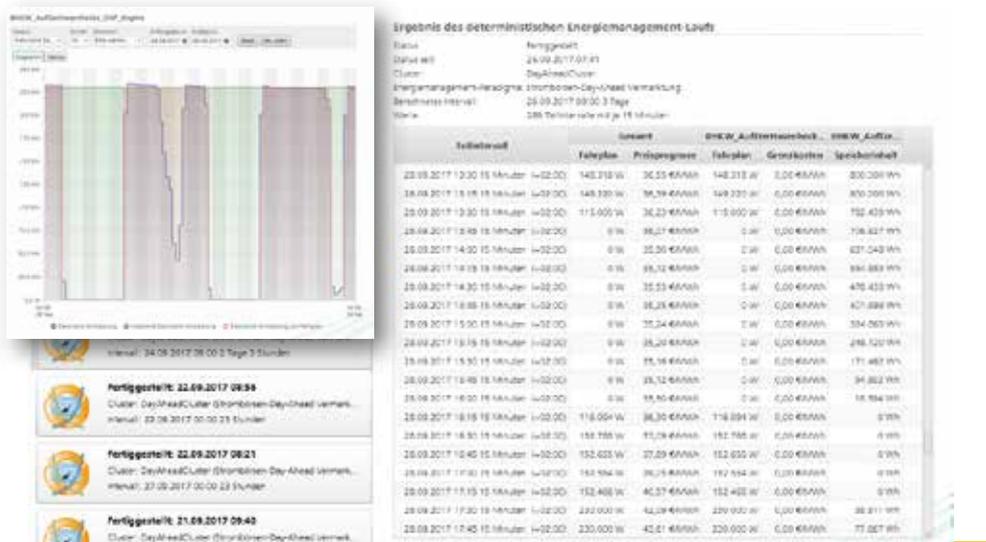
Beispiel: Optimierter Fahrplan eines Biomethan-BHKWs

- Biomethan BHKW (235 kW) mit Versorgung eines Nahwärmenetzes (3 Bauabschnitte) mit nachträglicher Integration eines Wärmespeichers
- ⇒ Schaffung von Flexibilität
- Optimierung unter Berücksichtigung
 - Wärmebedarf (selbstlernender Algorithmus des Fraunhofer IEE)
 - Strompreis- und Wetterprognosen
 - Füllstand Wärmespeicher
 - Techn. Verfügbarkeiten
- ⇒ Umsetzung einer stromgeführten Fahrweise unter Berücksichtigung der lokalen Gegebenheiten (Sektorkopplung)
- ⇒ Je nach technischen, lokalen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ist eine Nutzung von **bereits vorhandener Flexibilität** möglich oder eine Anlagenvergrößerung bzw. Speicherzubau sinnvoll, um **Flexibilitäten zu schaffen**



14 KTBL-Tage 2018 – Bayreuth – Aufbau und Implementierung eines regionalen virtuellen Kraftwerks auf Basis Erneuerbarer Energien

Screenshot eines Regio:VK Energiemanagement-Laufs



15 KTLB-Tage 2018 – Bayreuth - Aufbau und Implementierung eines regionalen virtuellen Kraftwerks auf Basis Erneuerbarer Energien



Strategische Aspekte

- **Langfristiges Ziel** ist die Ausgestaltung des VK mit verschiedensten Technologien (Erzeugung & Nachfrage) zur Realisierung eines Mehrwertes, der spürbar über dem der Summe der Einzeltechnologien liegt
- Dabei fungiert das VK als **Systemplattform** mit denkbar verschiedensten Ausprägungen
- **IKT-Anbindung** stellt tlw. besondere Herausforderung dar - standardisierte Schnittstellen / Technik förderlich
- **Stromgestehungskosten** erneuerbarer Technologien und Speichertechnologien sinken
- Der **fluktuierende Anteil** (PV, Wind) wird aus heutiger Sicht einen maßgeblichen Anteil an der Gesamterzeugung einnehmen

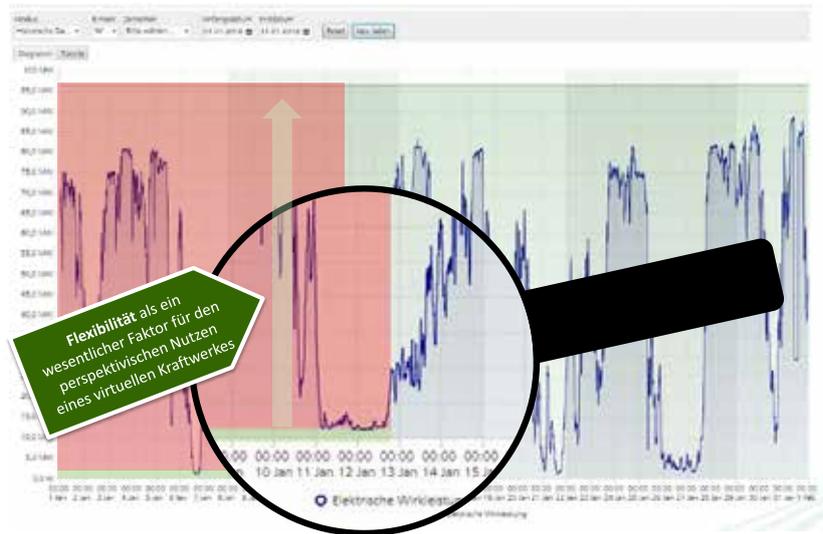


- ⇒ Für die **Planbarkeit und Versorgungssicherheit** in der Zukunft stellt **Flexibilität** einen wesentlichen Faktor dar
- ⇒ Eine **ganzheitliche Steuerung / Optimierung** der dezentralen und erneuerbaren Technologien kann nur über **virtuelle Kraftwerke** umgesetzt werden

16 KTLB-Tage 2018 – Bayreuth - Aufbau und Implementierung eines regionalen virtuellen Kraftwerks auf Basis Erneuerbarer Energien



Flexible Erzeuger oder Verbraucher als Treiber für perspektivische Anwendungsfelder

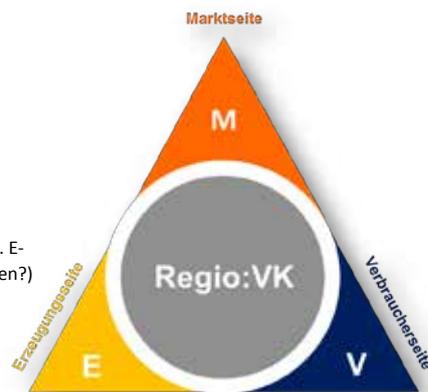


17 KTBL-Tage 2018 – Bayreuth - Aufbau und Implementierung eines regionalen virtuellen Kraftwerks auf Basis Erneuerbarer Energien

3. Perspektivische Anwendungsfelder

Perspektivische Anwendungsfelder

- Neben den bestehenden Anwendungsfällen des VK sehen wir im kurz- bis langfristigen Bereich derzeit bspw. Potentiale in den Feldern
 - Fahrplanoptimierungen bei Wind (Wartung, Abschaltungen / EEG und Post-EEG)
 - Regelenergievermarktung eines „eigenen“ Pools
 - Residuallastoptimierung bei „Direktbelieferungen“ (Grünstrom) über EVU
 - Lastverschiebungspotentiale auf der Nachfrageseite (z.B. E-Ladesäulen im höheren Leistungsbereich, Gewerbekunden?)
 - Einbindung von Speichertechnologien
 - Erbringen von Systemdienstleistungen (Netzschutz)
 - Automatisierung der Prozesse



4. Zusammenfassung & Fazit

Zusammenfassung & (Zwischen-)Fazit

- **Sinkende Stromgestehungskosten** für EE-Technologien und Speichertechnologien werden zur „Marktgängigkeit“ führen
 - Bspw. werden derzeit insbesondere im Bereich Wind sog. PPAs (Power Purchase Agreements) diskutiert (keine Vergütung gem. EEG)
- **Fluktuierende und dezentral erneuerbare Erzeugungstechnologien** nehmen aus heutiger Sicht einen Löwenanteil an der Gesamterzeugungsleistung ein
- Der Bedarf an **Flexibilitäten** wird zukünftig entsprechend zunehmen
- Die Potentiale zur **Einbindung der Nachfrageseite** werden weiter analysiert (kein Fokus auf weiße Ware)
- Der weitergehende Pfad zur **Dekarbonisierung** wird sich auf die Strompreise auswirken (Volatilität und Niveau)
- Für den **Erhalt der weiteren Planbarkeit und Versorgungssicherheit** ist eine ganzheitliche zentrale Steuerung über virtuelle Kraftwerke (einheitliches Energiemanagement) ein wichtiger Baustein
- Die geeignete Einbindung versch. Technologien wird von den **Kosten der IKT-Anbindung** und dem **Automatisierungsgrad** einer effizienten Kraftwerkssteuerung inkl. Abrechnung abhängen
- Regionale virtuelle Kraftwerke können in der Zukunft über **Systemdienstleistungen** zusätzlich einen wesentlichen Beitrag für den Netzbetrieb leisten (zellulärer Ansatz)

21 KTBL-Tage 2018 – Bayreuth – Aufbau und Implementierung eines regionalen virtuellen Kraftwerks auf Basis Erneuerbarer Energien



Städtische Werke Aktiengesellschaft
Königstor 3-13
34117 Kassel

Markus Jungermann
Leitung Kaufmännisches
Projektmanagement (Dezentrale Energien)

Telefon 0561 782-2926
markus.jungermann(at)sw-kassel.de

www.sw-kassel.de



Hier ist Ihre Energie.

Notfallstromversorgung in der Landwirtschaft durch Erzeugungs- und Lastmanagement am Beispiel des Projekts Netz:Kraft

DANIEL HAU M.Sc.

Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE, FuE-Bereich
Energieverfahrenstechnik, Kassel



Bildquelle: Fraunhofer IEE

Der Netzwiederaufbau (NWA) stellt eine Extremsituation im elektrischen Versorgungssystem dar. Er ist eine Systemdienstleistung, die von den systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) erbracht bzw. von diesen koordiniert wird. Die ÜNB sind in diesem Zusammenhang insbesondere auf die (Netz-)Inselbetriebsfähigkeit von Erzeugungseinheiten (≥ 100 MW am Übertragungsnetz) und die Systemdienstleistung „Schwarzstartfähigkeit“ angewiesen, die heute ausschließlich von thermischen oder hydraulischen Kraftwerken erbracht wird. Die Anzahl dieser Kraftwerke und ihre verfügbare Leistung sind jedoch rückläufig.

Zusätzlich erhöhen die zunehmenden Erzeugungskapazitäten auf allen Ebenen des Verteilungsnetzes die Komplexität bei der Beurteilung des Verhaltens von Netzbereichen und des Gesamtsystems im NWA-Prozess. Je größer die installierte Leistung der Erneuerbaren und der dezentralen Erzeuger wird, desto mehr müssen diese auch im NWA-Prozess berücksichtigt werden.

Mit der Energiewende entstehen neue Herausforderungen für den NWA-Prozess, gleichzeitig bietet sie Chancen für Veränderungen an vorhandenen Strukturen:

- Der zunehmende Anteil von Erneuerbarer-Energie-Anlagen (EEA) beeinflusst den NWA. NWA-Konzepte und das Verhalten von EEA müssen dementsprechend aufeinander abgestimmt und weiterentwickelt werden.

- Unterschiedliche Szenarien sowohl hinsichtlich der Dauer von Netzausfällen, Spannungsebenen und Regionen als auch der verfügbaren und sinnvoll nutzbaren Kraftwerkskapazitäten können zu verschiedenen Wiederaufbaupfaden führen.
- Die möglichen Wiederaufbaupfade müssen in netzebenen-übergreifenden Ansätzen technisch und organisatorisch aufeinander abgestimmt werden.
- Bei längerfristigen Ausfällen können verteilte Erzeuger Ausfallzeiten in Netzregionen verkürzen, Maßnahmen der Ersatzversorgung stärken und damit die Versorgungssicherheit erhöhen.
- Verfahren und Komponenten im Verteilungsnetz, die helfen Ausfallzeiten zu verkürzen, erhöhen die Versorgungssicherheit.

Das durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geförderte Projekt „Netz:Kraft“ werden zwei Hauptstränge untersucht, einerseits die Weiterentwicklung der vorhandenen NWA-Konzepte der ÜNB unter Berücksichtigung des Verhaltens von EEA. Andererseits grundlegende Untersuchungen der Möglichkeiten, dezentrale Erzeugung in Versorgungsinseln der Verteilungsnetzbetreiber (VNB) zur Verkürzung von Ausfallzeiten aktiv zu nutzen. Ziel ist es, die aktive Einbindung erneuerbarer Energien beim NWA mit oder ggf. auch ohne externe Spannungsvorgabe zu ermöglichen.

Die zunehmende Verlagerung der Erzeugung in die Fläche und auf alle Netzebenen ermöglicht längerfristig den Aufbau von Versorgungsinseln unterschiedlicher Größe vom Niederspannungs- bis zum Hochspannungsnetz. Diese Versorgungsinseln können bei längerfristigen Fehlern in vorgelagerten Netzbereichen helfen Ausfallzeiten zu verkürzen. Technologien und Verfahren für (Netz-)Inselbetriebsfähigkeit, Schwarzstart, Betrieb und Synchronisation können von Versorgungsinseln im landwirtschaftlichen Bereich aufgebaut werden.

In einem Teilprojekt des Netz:Kraft-Konsortiums soll in einem Demonstrationsversuch die Notfallversorgung eines landwirtschaftlichen Betriebes durch eine Kombination aus Erzeugungs- und Lastmanagement in der Praxis gezeigt werden. Ziel des Feldtests ist es, das vorhandene Netz zu untersuchen und die für einen Versorgungsaufbau notwendigen Parameter in Steuerungsalgorithmen und Techniken, die für eine praktische Nutzung notwendig sind um zu setzen und zu testen.

Hierzu werden eine zum landwirtschaftlichen Areal gehörende Biogasanlage mit Stallungen, ein Teil der Wirtschaftsgebäude und andere schaltbare Lasten zu einem Gesamtsystem zusammengeführt.

Ein bestehendes biogasbetriebenes Blockheizkraftwerk (BHKW) mit einer Leistung von 125 kW elektrisch wurde um ein zweites Blockheizkraftwerk mit einer Leistung von 75kW elektrisch ergänzt.

Der Netzbildner ist zuständig für die Frequenz- und Spannungsregelung des Systems. Das vorhandene BHKW ist hierzu jedoch nicht ausgelegt, sodass im Rahmen des Projektes ein Netzersatz- bzw. Inselnetzfähiges Biogas-BHKW installiert wurde, welches die Rolle des Netzbildners übernimmt.

Der Netzbildner, in diesem Fall das 75-kW-Biogas-BHKW kann allerdings nur innerhalb seines Leistungsbereichs die Frequenz- und die Spannungsregelung übernehmen, sodass darüber hinausgehend für größere Lasten ein übergeordnetes Management der Lasten an der Steuerung der Biogasanlage und der weiteren Erzeuger implementiert werden musste.

Damit Verbraucher und Erzeuger innerhalb des Netzes schaltbar gemacht werden können, ist das Umrüsten des vorhandenen elektrischen Netzes erforderlich.

Kritische Verbraucher der Biogasanlage und in den Stallungen wurden mit einer unterbrechungsfreien Stromversorgung ausgestattet, um diese während des Inselnetzaufbaus unterbrechungsfrei in Betrieb halten zu können.

Die heutigen Biogasanlagen sind als solches nicht für den Netzersatzbetrieb oder gar für einen Schwarzstart ausgelegt.

Für die Ertüchtigung der Biogasanlage für den Netzersatzbetrieb bzw. Schwarzstart waren ein Lastmanagement in der Steuerung für die Rührwerke, Pumpen und Feststoffdosierer sowie eine Anpassung des Betriebskonzeptes notwendig.

Das Projekt befindet sich derzeit in der Aufbau- und Testphase.

Notfallstromversorgung in der Landwirtschaft durch Erzeugungs- und Lastmanagement am Beispiel des Projekts Netz:Kraft



Strom für den Notfall vom Eichhof



Quelle: HNA

*Daniel Hau
Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft
und Energiesystemtechnik IEE
FuE-Bereich Energieverfahrenstechnik*

KTBL-Tage 2018 „In Zukunft elektrisch – Energiesysteme im ländlichen Raum“
Bayreuth, 07. März 2018

Hau, Netz:Kraft, 08.03.2018 [1]
© Fraunhofer IWES

STROMNETZE
Forschungsinitiative der Bundesregierung

Fraunhofer
IEE

Regionale Störung „Münsterländer Schneechaos“

- **Freitag, 25. November 2005**
 - Stromausfall für 25 Gemeinden, rund 250.000 Einwohner
- **Sonntag, 27. November 2005**
 - Große Teile wiederversorgt
- **Montag, 28. November 2005**
 - Notabschaltung zweier 110 kV-Leitungen
 - Massiver Einsatz von Netzersatzanlagen
 - Rund 50.000 Einwohner weiterhin betroffen
- **Dienstag, 29. November**
 - Ochtrup zu 95% wiederversorgt
 - Weniger als 20.000 nicht versorgte Personen
- **Mittwoch, 30. November 2005**
 - Knapp 2.000 Personen ohne Netzanschluss

Quelle: Bundesnetzagentur 2006

Schneebabys

Es ist ein immer wieder gern erzähltes Märchen, dass immer dann, wenn durch besondere Umweltbedingungen der häusliche Herd von der Außenwelt und Elektrizität abgeschnitten ist, besonders viele Babys aufgrund fehlender Alternativen gezeugt werden. Schon nach einem Stromausfall am 9. November 1965 in New York berichtete 9 Monate später die „New York Times“ von ungewöhnlichen Geburtshäufungen in einigen Kliniken. Dies konnte aber von der Fachzeitschrift „Demography“ nicht bestätigt werden. Auch berichteten im August 2006 viele Zeitungen im Münsterland begeistert über den „Babyboom nach Stromausfall“ aufgrund des Schneechaos Ende November 2005. Das war zwar schön erzählt, aber falsch. Wie das Landesamt für Datenverarbeitung und Statistik NRW richtigstellte, gab es in den besonders vom Schneechaos betroffenen Landkreisen eher weniger als mehrer Geburten.

Michelmann, H.W., „Wunder, Mythen und Märchen in der Reproduktion“, Journal für Reproduktionsmedizin und Endokrinologie, 2009-6 (Sonderheft 1)

Hau, Netz:Kraft, 08.03.2018 [2]
© Fraunhofer IWES

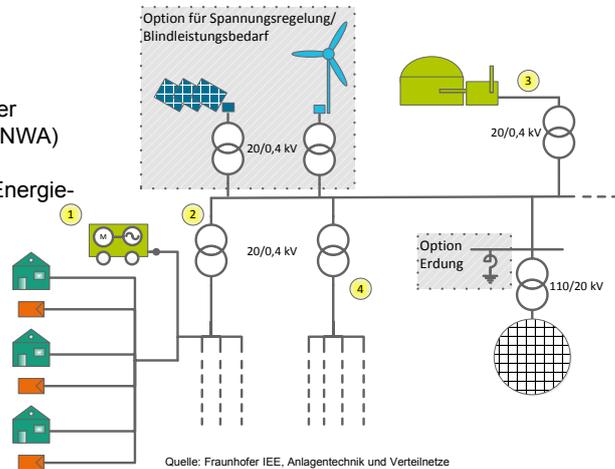
STROMNETZE
Forschungsinitiative der Bundesregierung

Fraunhofer
IEE

Projekt: NETZ:KRAFT

- Weiterentwicklung vorhandener Netzwiederaufbau-Konzepte (NWA) unter Berücksichtigung des Verhaltens von Erneuerbare-Energie-Anlagen
- Bildung von Versorgungsinseln im Verteilnetz
 - > Verkürzung Ausfallzeiten
 - > regionalen Energiekonzept
 - > vorhandene Strukturen im ländlichen Raum nutzen

www.netz-kraft-projekt.de



Hau, Netz:Kraft, 08.03.2018 [3]
© Fraunhofer IWES

STROMNETZE
Forschungsinitiative der Bundesregierung

Fraunhofer
IEE

Projektpartner

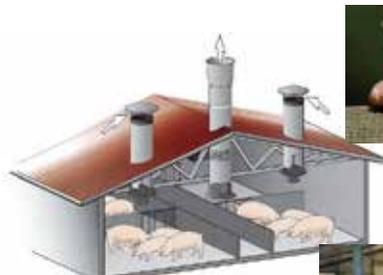
- Fraunhofer IEE
- 50 Hertz Transmission
- TransnetBW
- TenneT TSO
- Amprion
- Hansewerk
- EnergieNetz Mitte
- MITNETZ STROM
- DREWAG NETZ
- Avacon
- Siemens
- ENERCON
- Energiequelle
- SMA Solar Technology
- ÖKOBIT
- PSI
- DUtrain
- GridLab
- Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg
- Universität Kassel
- DERlab

Hau, Netz:Kraft, 08.03.2018 [4]
© Fraunhofer IWES

STROMNETZE
Forschungsinitiative der Bundesregierung

Fraunhofer
IEE

Versorgunginseln – Beispiel Landwirtschaft



Quelle: <https://www.schauer-agrotronic.com>



Quelle: <https://www.srf.ch>



Quelle: <https://www.bauernhof.net>

Nutztierhaltungsverordnung
(TierSchNutzV) §3

- (5) Für Haltungseinrichtungen... bei Stromausfall eine ausreichende Versorgung der Tiere mit Futter und Wasser nicht sichergestellt ist, muss ein Notstromaggregat...
- (6) In Ställen, in denen die Lüftung von einer elektrisch betriebenen Anlage abhängig ist, müssen eine Ersatzvorrichtung, die bei Ausfall der Anlage einen ausreichenden Luftaustausch gewährleistet....

Frage:

Wie viele Biogasanlagen und wie viele PV-Anlagen auf Scheunen sind notstrom- bzw. inselnetzfähig

Hau, Netz:Kraft, 08.03.2018 [5]
© Fraunhofer IWES

STROMNETZE
Forschungsinitiative der Bundesregierung

Fraunhofer
IEE

Versorgunginseln – Beispiel Biogasanlagen



Quelle: Fraunhofer IEE, HBFZ Eichhof

Betriebssicherheitsverordnung:

- Der Betreiber der Anlage hat ...Maßnahmen bei EVU – Netzausfall z.B. durch eine Notstromversorgung für Rührwerke... Absetzung von Notsignalen
- Freisetzung von unverbranntem Biogas bei längerem Netzausfall ... Gasverbrauchseinrichtung...

Die Biogasproduktion kann nicht gestoppt werden. Dadurch werden die Gasspeicher während des Ausfalls weiter gefüllt.



Hau, Netz:Kraft, 08.03.2018 [6]
© Fraunhofer IWES

STROMNETZE
Forschungsinitiative der Bundesregierung

Fraunhofer
IEE

Versorgunginseln – Nutzung vorhandener Kapazitäten



Biogasbetriebenes Blockheizkraftwerk

- Möglichkeiten der Bildung von Versorgunginseln im Verteilnetz zur Verkürzung von Ausfallzeiten
- Eigenbedarf-Inselbetrieb
- Voraussetzung:
 - bestehende Biogasversorgung
 - Inselnetzfähige BHKW (NEA)



Quelle: Fraunhofer IEE, HBFZ Eichhof

Hau, Netz:Kraft, 08.03.2018 [7]
© Fraunhofer IWES

STROMNETZE
Forschungsinitiative der Bundesregierung

Fraunhofer
IEE

Versorgunginseln – Feldversuch am Landwirtschaftszentrum Eichhof in Bad Hersfeld



Quelle: Fraunhofer IEE, HBFZ Eichhof, B. Krautkremer

Hau, Netz:Kraft, 08.03.2018 [8]
© Fraunhofer IWES

STROMNETZE
Forschungsinitiative der Bundesregierung

Fraunhofer
IEE

Inselnetz Landwirtschaft/ Biogasanlage



- Stufen des Demonstrationsvorhabens
 - Eigenbedarf-Inselbetrieb (Dauerbetrieb, Beachtung Mindest- und Höchstlast)
 - Kleine Insel/ Parallelbetrieb BHKW (hellblauer Bereich)
 - Kleine Insel plus Verbrauchergruppen aus der Landwirtschaft

Hau, Netz:Kraft, 08.03.2018 [9]
© Fraunhofer IWES

STROMNETZE
Forschungsinitiative der Bundesregierung

Fraunhofer
IEE

Feldversuch – BHKW für Inselnetz



Standardmotor 110kW / Generator 75kW elektrisch

Im Teillastbetrieb können im Motor Brennraumablagerungen entstehen. Zur Vermeidung von Brennraumablagerungen sind Grenzen $P_{min,1}$ und $P_{min,2}$ einzuhalten.

Beschreibung	Parameter	Wert
Nennspannung	U_n	400 V
Elektr. Netzparallelennennleistung	$P_{el,nc}$	75 kW
Elektr. Inselnetzennleistung	P_{max}	75 kW
Motornennleistung	$P_{Nenn,Motor}$	110 kW
Motormindestleistungen		
30% von $P_{Nenn,Motor}$	P_{min1}	33 kW
60% von $P_{Nenn,Motor}$	P_{min2}	66 kW
Maximaler Laststufe im Inselnetzbetrieb		
25 % P_{max}	ΔP_{max}	18,75 kW
Beruhigungszeit nach maximaler Laststufe ¹	t_{ts}	60 s
Maximaler Leistungsgradient im Inselnetzbetrieb $\Delta P_{max}/t_{ts}$	dP_{max}	0,313 kW/s

Tabelle 2: Inselnetzrelevante Datenblattwerte für das BHKW Typ et075 [4].

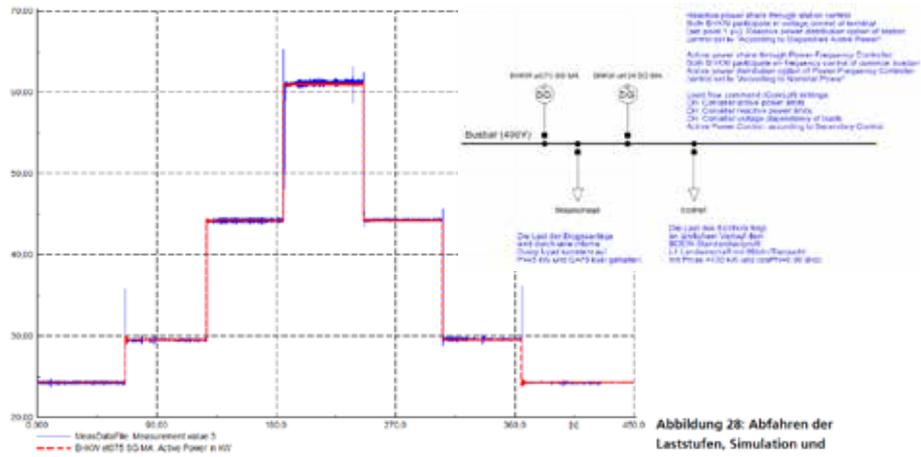
Quelle: Fraunhofer IEE, Enertec Kraftwerke

Hau, Netz:Kraft, 08.03.2018 [10]
© Fraunhofer IWES

STROMNETZE
Forschungsinitiative der Bundesregierung

Fraunhofer
IEE

Feldversuch – BHKW Simulation und Vermessung auf Prüfstand mit Erdgas



Quelle: Fraunhofer IEE, Anlagentechnik und Verteilnetze

Hau, Netz:Kraft, 08.03.2018 [11]
© Fraunhofer IWES

STROMNETZE
Forschungsinitiative der Bundesregierung

Fraunhofer
IEE

Verbraucher Biogasanlage - Feldversuch



Hau, Netz:Kraft, 08.03.2018 [12]
© Fraunhofer IWES

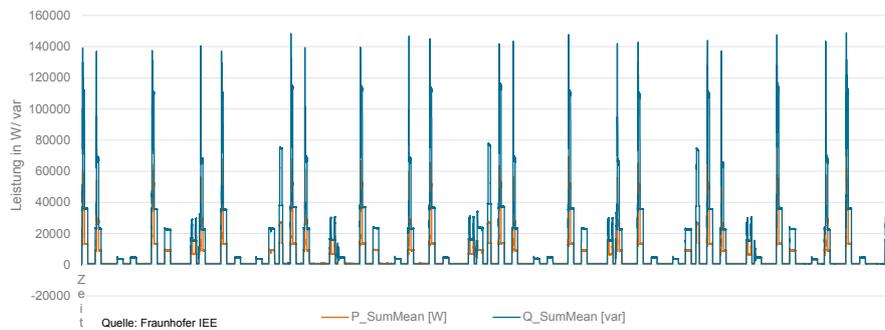
STROMNETZE
Forschungsinitiative der Bundesregierung

Fraunhofer
IEE

Leistungsmessung Biogasanlage - Feldversuch



Leistungsmessung Biogasanlage



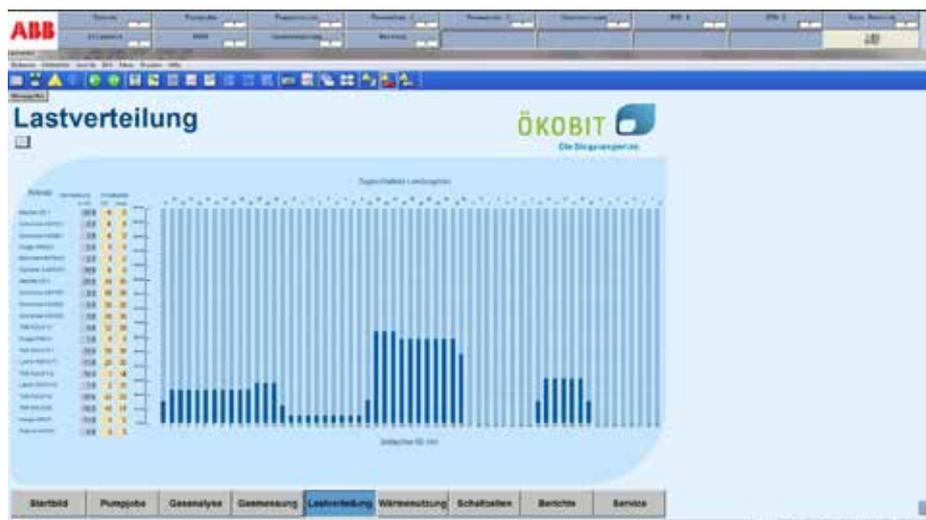
- Leistungssprünge großer Antriebe
- Induktivitäten durch Tauchmotorrührwerke
-> Lösung durch Lastmanagement, Frequenzumrichter

Hau, Netz:Kraft, 08.03.2018 [13]
© Fraunhofer IWES

STROMNETZE
Forschungsinitiative der Bundesregierung

Fraunhofer
IEE

Lastmanagement Biogasanlage - Feldversuch



Quelle: Fraunhofer IEE, Ökobit

Hau, Netz:Kraft, 08.03.2018 [14]
© Fraunhofer IWES

STROMNETZE
Forschungsinitiative der Bundesregierung

Fraunhofer
IEE

Lastwiderstand BHKW im Biogasbetrieb



Vermessung des BHKW im Betrieb mit Biogas zur Beurteilung der Wirkleistungscharakteristik im Vergleich zum Erdgas-Prüfstand unter Praxis üblichen Bedingungen:

- Gasgebläse
- Schwankende Biogaszusammensetzung
- Gasregelstrecke



Quelle: Fraunhofer IEE, HBFZ Eichhof, Enertec et75



Quelle: <http://www.http://cresthic.de.de>

Hau, Netz:Kraft, 08.03.2018 [15]
© Fraunhofer IWES

STROMNETZE
Forschungsinitiative der Bundesregierung

Fraunhofer
IEE

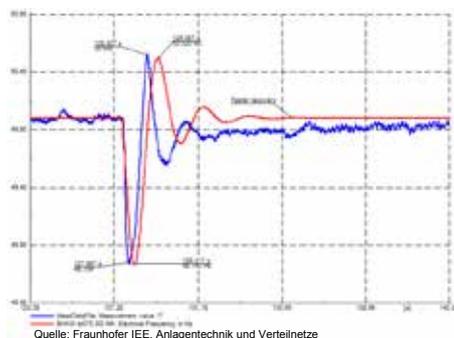
Zusammenfassung



Möglichkeit der Eigenstromversorgung einer Biogasanlage durch ein Inselnetzfähiges BHKW wurden exemplarisch für das LWZ Eichhof überprüft.

Ergebnis:

- Wirkleistungsgrenzen des BHKW können mit Lastmanagement in der SPS an der Biogasanlage eingehalten werden



Quelle: Fraunhofer IEE, Anlagentechnik und Verteilnetze

- Blindleistung kann durch Nachrüstung von Frequenzumrichtern begrenzt werden
- Anforderungen an Spannungs- und Frequenzverhalten können für einen zeitversetzten Betrieb von Motoren eingehalten werden (DIN SIO 8528-5)

Abbildung 30: Verlauf von gemessenen und simulierten Frequenzwerten nach einem Lastsprung.

Hau, Netz:Kraft, 08.03.2018 [16]
© Fraunhofer IWES

STROMNETZE
Forschungsinitiative der Bundesregierung

Fraunhofer
IEE

Empfehlungen



- Sorgfältige Planung, Wartung und Dokumentation der Elektrounterverteilungen zu den verwendeten Betriebsmitteln
- Einfachheit (Einsatz von erprobten Betriebsmitteln)
- Lastmanagement an Biogasanlagen mit zentraler SPS-Steuerung möglich
- Sicherheitsreserven in Form von angemessener Überdimensionierung des Generators unter Beachtung der Mindestlast für den Motor
- Ausreichend Gasspeichervolumen

Nächste Schritte:

- Live-Demonstration des Inselnetzes
- Notstrom-Insel regional um Verbrauchergruppen erweitern
- NWA- Dienstleistungen im Verteilnetz



Quelle: <http://www.f-pro.de>

Hau, Netz:Kraft, 08.03.2018 [17]
© Fraunhofer IWES

STROMNETZE
Forschungsinitiative der Bundesregierung

Fraunhofer
IEE

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!



Weitere Infos im Web unter:

<https://www.netz-kraft-projekt.de>
<https://www.iee.fraunhofer.de>

Daniel Hau M.Sc.

Bereich Energieverfahrenstechnik

E-Mail: Daniel.Hau@iwes.fraunhofer.de

Das Kompetenzfeld umfasst zum einen die Technologiekompetenz in Energieerzeugung, -speicherung und -verteilung sowie die Kompetenz in der Betriebsführung. Der Bereich umfasst die Bereiche: Entwicklung, Konzeption, Modellierung und Simulation für den Anlagenbau. Zum anderen werden mit hoher langjähriger Erfahrung spezifische Lösungen, Techniken und Verfahren mit Labor- Pilot- und Demovorgängen.

Unsere Forschungsfrage

Wie werden die nächsten Schritte bei der Entwicklung von Biomethan, Methan und Wasserstoff in Kombination mit anderen erneuerbaren Energien aussehen?

Unsere Stärken

- Umfangreiches Know-How für Biomethan- und -gas
- Kompetenz für einstufige, kompakte Anlagen für die Power-to-Gas
- Know-how/Verfahren bei Herstellung von Biomethan

Highlights

- Erweiterte Biomethan-Produktion
- Skalierbare Erzeugung von Biomethan
- Erweiterte Erzeugung von Biomethan

Hau, Netz:Kraft, 08.03.2018 [18]
© Fraunhofer IWES

STROMNETZE
Forschungsinitiative der Bundesregierung

Fraunhofer
IEE

Mitwirkende

Ulrich Ahlke

Amt für Klimaschutz und Nachhaltigkeit
Steinfurt

Stefan Froeb

Meistro Effizienz GmbH
Ingolstadt

Christoph Gers-Grapperhaus

Landwirtschaftskammer Niedersachsen
Oldenburg

Prof. Dr. Eberhard Hartung

Christian-Albrechts-Universität zu Kiel
Institut für Landwirtschaftliche Verfahrenstechnik
Kiel

Daniel Hau

Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und
Energiesystemtechnik IEE
Kassel

Rüdiger Heim

Fraunhofer-Institut für Betriebsfestigkeit und
Systemzuverlässigkeit LBF
Darmstadt

Prof. Dr. Thomas Herlitzius

Technische Universität Dresden
Lehrstuhl für Agrarsystemtechnik
Dresden

Markus Jungermann

Städtische Werke AG
Kassel

Dr.-Ing. Bernd Krautkremer

Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und
Energiesystemtechnik IEE
Kassel

Dr. Folke Mitzlaff

SMA Solar Technology
Niestetal

Josef Neiber

LfL Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft
Institut für Landtechnik und Tierhaltung
Freising

Prof. Dr.-Ing. Peter Pickel

John Deere GmbH & Co. KG European Technology Innovation Center
Kaiserslautern

Prof. Dr. Barbara Praetorius

Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin
Campus Treskowallee
Berlin

Matthias Puchta

Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und
Energiesystemtechnik IEE
Kassel

Stephan Schindele

Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE)
Abteilung Elektrische Energiesysteme
Freiburg i. Br.

Robert Spanheimer

Bitkom e.V.
Berlin

Dr. Michael Stöhr

B.A.U.M. Consult München
München

Prof. Dr. Jörn Stumpfenhausen

Hochschule Weihenstephan-Triesdorf
Fakultät Land- und Ernährungswirtschaft
Freising

Rainer Weng

Biogas Alerheim OHG
Alerheim

Dr. Bernhard Widmann

Technologie- und Förderzentrum TFZ
Straubing