



Technische
Universität
Braunschweig



SEMINAR

STUDIENSEMINAR FÜR INNOVATIVE ENERGIESYSTEME

Ergebnisberichte Teil 1

Prof. Dr.-Ing. Bernd Engel

**Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische
Energieanlagen - elenia**

Sommersemester 2017

Braunschweig, 05.07.2017

Inhaltsverzeichnis

Zeitplan	2
Herman - Kleinst-PV-Anlagen mit Schuko-Stecker, Aktueller Stand von Produkten und Normung	4
Bericht	4
Präsentation	9
Wang - Agentenbasierte Modellierung für Energiesysteme	21
Bericht	21
Präsentation	25
Sauer - Rise of the Prosumer – Der Rollenwandel von Haushalten im Kontext der Energiewende	37
Bericht	37
Präsentation	41
Stoebel - Geografische Verteilung von umrichterbasierten Erzeugungsanlagen in Deutschland	52
Bericht	52
Präsentation	56
Kammeni - Regelung von konventionellen Kraftwerken	68
Bericht	68
Präsentation	75
Luo - Sind Wärmepumpen, Batteriespeicher und Elektrofahrzeuge schon heute bereit für's Smart Grid?	88
Bericht	88
Präsentation	92
Torrise - Energiemanagementsysteme – finanzieller Mehrgewinn oder technische Spielerei?	106
Bericht	106
Präsentation	112
Gräfer - Die Erfolgsgeschichte des KfW-Marktanreizprogramms für PV-Speicher – Aber wie gut sind	140
Bericht	140
Präsentation	145

Zeitplan am 30.06.2017 im elenia (Seminarraum R137)

Zeit	Typ	Referent	Thema
09:00 – 10:30	Vortrag	Robin Frederick Herman	Kleinst-PV-Anlagen mit Schuko-Stecker, Aktueller Stand von Produkten und Normung
	Vortrag	Xiaoxiong Wang	Agentenbasierte Modellierung für Energiesysteme
	Vortrag	Timo Sauer	Rise of the Prosumer – Der Rollenwandel von Haushalten im Kontext der Energiewende
10:30 – 10:45	Pause (Feedback-Runde)		
10:45 – 11:45	Vortrag	Malte Leif Stoebel	Geografische Verteilung von umrichterbasierten Erzeugungsanlagen in Deutschland
	Vortrag	Alban Thibaut Djieya Kammeni	Regelung von konventionellen Kraftwerken
11:45 - 12:45	Mittag (Feedback-Runde)		
12:45 - 14:15	Vortrag	Keyuan Luo	Sind Wärmepumpen, Batteriespeicher und Elektrofahrzeuge schon heute bereit für's Smart Grid?
	Vortrag	Luca Torrisi	Energiemanagementsysteme – finanzieller Mehrgewinn oder technische Spielerei?
	Vortrag	Nils Gräfer	Die Erfolgsgeschichte des KfW-Marktanreizprogramms für PV-Speicher – Aber wie gut sind aktuell Energiemanagementsysteme für KfW geförderte Speicher?



Kleinst-PV-Anlagen mit Schuko-Stecker, Aktueller Stand von Produkten und Normung

Small-scale photovoltaic systems with protective earth plug, current state of products and standardization

Robin Frederick Herman,

Institut für Hochspannungstechnik und elektrische Energieanlagen – **elenia**, Braunschweig, r.herman@tu-bs.de

Kurzfassung

Kleinst-PV-Anlagen rücken verstärkt ins öffentliche Interesse, da sie einer breiteren Masse ermöglichen umweltfreundlichen Strom zu erzeugen und sich aktiv am Kampf gegen den Klimawandel zu beteiligen. Aber Aufgrund fehlender oder mangelnder Normung und Gesetze gibt es in Deutschland Sicherheitsbedenken zum Betrieb dieser Anlagen. Diese Arbeit versucht einen Überblick über den aktuellen Stand der Technik dieser Anlagen zu vermitteln. In einem Vergleich mit gewöhnlichen Anlagen werden sich Vor- und Nachteile zeigen. Es werden verschiedenen Risiken im Hinblick auf den Stand der aktuellen Normung erklärt und Lösungsansätze gegeben. Am Ende wird ein Ausblick gegeben, inwiefern sich Kleinst-PV-Anlagen in Deutschland doch etablieren könnten.

Abstract

The public interest of small-scale photovoltaic systems is constantly growing, as they enable more and more people to generate clean electricity and to actively participate in the fight against climate change. But due to the lack of standardization and legislation there are safety concerns in Germany regarding the operation of these systems. This work attempts to provide an overview of the current state of technology of these systems. A comparison with conventional systems will show advantages and disadvantages. Various risks are explained with regard to the state of current standardization and approaches to the solution are given. In the end, a prospect is given, on how small-scale photovoltaic systems Germany could establish themselves.

1 Einleitung

Photovoltaik zur Stromerzeugung ist eine der führenden Technologien in Deutschland, die die Energiewende vorantreiben. Doch nicht jeder kann sich eine große PV-Anlage auf dem eigenen Hausdach leisten. Deswegen entwickeln immer mehr Firmen sog. Plug-and-Play Anlagen, PV-Komplettanlagen, welche einfach an die Steckdose angeschlossen werden können und so den Eigenstromverbrauch senken sollen. So soll die Energiewende auch in die kleinen Haushalte gebracht werden. Doch der VDE (Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik) und viele Netzbetreiber warnen vor Brandgefahr und anderen Sicherheitsrisiken. Aber sind diese Bedenken auf dem Stand der aktuellen Technik gerechtfertigt?

2 Übersicht

2.1 Vergleich mit herkömmlichen Anlagen

Als Kleinst-PV-Anlage werden Anlagen bezeichnet, die aus einer vorkonfigurierten Kombination aus Photovoltaikmodul(en) und Wechselrichter bestehen, welche, unabhängig von den Installationsbedingungen vor Ort, angeboten werden. Änderbar sind hier nur die mechanische Befestigung und die Leitungsführung. Im Unterschied dazu stehen die größeren, individuell

geplanten Anlagen, z.B. auf dem Hausdach, bei denen die Verschaltung individuell angepasst wird [1]. Ein weiterer Unterschied besteht darin, dass diese Anlagen direkt über einen Schutzkontakt-Stecker (Schuko-Stecker) an eine im Hausnetz übliche einphasige 230V Steckdose angeschlossen werden, d.h. sie werden im Endstromkreis hinter den Schutzeinrichtungen angeschlossen. Im Gegensatz dazu, dürfen gewöhnlichen PV-Anlagen nur vor den Schutzeinrichtung einspeisen, also nicht im Endstromkreis. Die eingespeiste Energie der Kleinanlage soll so die Grundlast des Haushaltes teilweise abdecken und damit den Stromverbrauch senken [1].

Als Wechselrichter kommt bei den Kleinst-PV-Anlagen häufig ein netzgekoppelter Modulwechselrichter zum Einsatz, da diese kleiner und kompakter sind. Deswegen können sie direkt auf der Rückseite des Moduls angebracht werden. Sie weisen aber nur einen Wirkungsgrad von ca. 90% auf und sind mit Kosten von 500€/kW_p auch teurer. Netzgekoppelt heißt, dass der Wechselrichter nur bei Anschluss an das 230V / 50 Hz – Netz in dieses auch Strom einspeist. Der Wechselrichter übernimmt aber noch weitere Aufgaben, z.B. das MPP-Tracking. Bei diesem werden Strom und Spannung überwacht und so wird der Wechselrichter im Punkt der maximalen Leistungsabgabe gehalten. In größeren Anlagen werden üblicherweise String-Wechselrichter eingesetzt. Bei diesen können mehrere Module in Reihe oder sogar die gesamte Anlage angeschlossen werden.

Diese haben eine höheren Wirkungsgrad von bis zu 99% und sind mit 200€/kW_p auch preiswerter, aber lohnen sich aufgrund ihrer Größe für Kleinstanlagen nicht[2].

Als weiteren Vorteil für eine Plug-and-Play Anlage sehen die Hersteller den wegfallenden bürokratischen Aufwand für die Anmeldung bei der Bundesnetzagentur sowie eine Meldung beim Netzbetreiber, da keine Einspeisung in das öffentliche Netz stattfindet. Die Anmeldung bei der Bundesnetzagentur ist aber durch das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) vorgeschrieben und kann bei Nichteinhaltung strafrechtliche Folgen haben. Außerdem bergen sich bei diesem vermeintlichen Vorteil auch viele Gefahren. Es kann Vorkommen das zu Zeiten mit geringer Grundlast und hoher Erzeugung doch Energie in das Verteilnetz zurückgespeist wird. Wenn keine Rücklaufsperrung im Zähler eingebaut ist oder kein Zwei-Wege-Zähler eingebaut ist, dann dreht sich der Zähler rückwärts, was eine Strafanzeige wegen Betrugs nach sich ziehen kann. Außerdem kennt der Verteilnetzbetreiber nicht die genauen Mengen, die eingespeist werden, sowie die installierte Leistung. Somit kann er auch keine Hochrechnungen machen, was ihn an seiner Arbeit hindert. Auch kann er die PV-Anlage nicht abregeln, falls es zu kritischen Situationen im Netz kommt. Insgesamt sind nichtgemeldete Kleinstanlagen also nachteilig für den Netzausbau, sowie die Systemintegration der Photovoltaik[1].

Da es keine gesetzliche Grenzleistung für diese Art von Anlage gibt, gibt es eine Vielzahl von verschiedenen Angeboten auf dem Markt. Typische Komplettanlagen mit einem Modul von einer Fläche von ca. 1,5 m² haben eine Leistung von 200 – 300 W_p und Kosten derzeit zwischen 400€ - 600€ Brutto [3]. Im Vergleich dazu kostet bei einer Hausdachanlage 1 kW_p ca. 1.500€ Brutto(Preis incl. Wechselrichter- und Montagekosten) [4]. Durch den im Vergleich geringen Investitionskosten und die geringe Größe hat eine Kleinst-PV-Anlage somit vielseitige Einsatzmöglichkeiten, wie z.B. ein Balkon, eine Fassade oder sogar die Grünfläche im Garten. Dennoch ist dieses Konzept im Vergleich zu anderen Ländern, wie den Niederlanden oder Österreich, hierzulande unverbreitet.

In beiden Ländern sind förderliche normative Regelungen, sowie andere technische Gegebenheiten der Hauptgrund. In Deutschland führt im Gegensatz dazu der aktuelle Stand der Normen dazu, dass Interessenten eher abgeschreckt werden. Dies wird später noch ausführlich behandelt. [5][1]

2.2 Beispielrechnung zur Amortisierung

Als Beispielanlage dient die Kompletanlage „solar-pac 265 Fassade Plug & Play“ der Firma Infinitum Energie GmbH mit einer Leistung von 265 kW_p (Kilowatt Peak) und einem Preis von insgesamt 448,00€ Brutto [6]. Kilowatt Peak bezeichnet die maximal abgegebene elektrische Leistung einer PV-Zelle unter Standard-Testbedingungen. Weiterhin wichtig ist die vor Ort herrschende Einstrahlcharakteristik, d.h. wie viel kWh (Kilowattstunden) pro kW_p erzeugt werden können, welche maßgeblich von den Sonnenstunden vor Ort

abhängt, aber auch von der Ausrichtung und der Beschattung der Anlage vor Ort. In Deutschland kann pauschal gesagt werden, dass ein Süd-Nord-Gefälle in der Einstrahlcharakteristik vorherrscht. Außerdem wird angenommen, dass eine Eigenverbrauchsquote von 100% vorliegt, d.h. die komplette Energie wird im Haushalt verbraucht. Im Jahr 2016 konnte in Braunschweig beispielsweise durchschnittlich 923 kWh pro kW_p installierter Leistung erzeugt werden [7].

$$923 \frac{kWh}{kWp * a} * 0,265 kWp = 244,6 \frac{kWh}{a} \quad (1)$$

244,6 kWh Energie können somit im optimalen Fall pro Jahr in das Hausnetz eingespeist werden. Bei einem 4-Personenhaushalt mit einem durchschnittlichen Verbrauch von 4500 kWh/a entspricht dies etwa 5% des jährlichen Verbrauchs. Im Stromtarif „BS|Sparstrom“ vom Energieversorger BS-Energy kostet eine kWh derzeit 0,2531 €.

$$244,6 \frac{kWh}{a} * 0,2531 \frac{€}{kWh} = 61,91 \frac{€}{a} \quad (2)$$

Daraus ergeben Einsparungen von ca. 62,00 € pro Jahr. In diesem Fall würde sich die Anlage nach ca. 7,2 Jahren amortisieren und danach würde sie die ersten Gewinne erzielen. Bei der Annahme eines steigenden Strompreises bedingt durch die Energiewende würde die Amortisierung schneller erfolgen. Bei einer Herstellergarantie des Solarmoduls von 10 Jahren und des Wechselrichters von 25 Jahren ist eine Investition sicher sinnvoll, doch können geringe Mehrkosten diese schon in Frage stellen. [3]

3 Normungswesen

Kleinst-PV-Anlagen befinden sich rechtlich Gesehen in Deutschland in einer Grauzone, da es keine eindeutigen Gesetze gibt (deswegen auch der Name „Guerilla-PV“). Es gibt aber viele Normen, die im Gegensatz zu Gesetzen, nur Empfehlungen sind und bei Nichteinhaltung keine rechtlichen Schritte nach sich ziehen. Zurzeit werden dieser Normen überarbeitet und verändert und aus ihnen ergeben sich in Zukunft möglicherweise rechtlich bindende Gesetze. Hersteller von Kleinstanlagen nutzen die nicht eindeutige Normungslage zu ihrem Vorteil aus, um für ihre Produkte zu werben. Sowohl der VDE, als auch viele Netzbetreiber, welche ihre eigenen wirtschaftlichen Interessen gefährdet sehen, hingegen warnen vor erheblichen gesundheitlichen und technischen Risiken und verweisen auf die Normen des VDE. So stehen viele Kunden, oftmals Laien, vor der Frage was sie nun glauben sollen. Dieser Abschnitt versucht einen Überblick über die aktuelle Normungslage in Deutschland zu geben.

3.1 Niederspannungsanschlussverordnung (NAV)

Hersteller werben mit einer unkomplizierten Installation und einem einfachen Anschluss über einen Schukostecker

an das Hausnetz. Doch der Anschluss einer Erzeugungsanlage an den Endstromkreis stellt laut NAV eine unzulässige Änderung dar, da Erzeugungsanlagen nicht das gleiche Verhalten wie Verbraucher aufweisen. Um einen rückwirkungsfreien Anschluss zu gewährleisten muss die Installation vom Netzbetreiber selbst oder durch ein vom Netzbetreiber autorisiertes Unternehmen erfolgen. Selbst für die bei der Installation verwendeten Materialien und Geräte gilt, dass diese dem allgemeinen Stand der Technik genügen und dies mit einer entsprechenden CE- oder VDE-Kennzeichnung belegen. Wird die Installation also vom Laien vorgenommen, kann der Netzbetreiber den Anschluss verweigern oder sogar unterbrechen. Deshalb soll jede Kleinst-PV-Anlage dem Netzbetreiber schriftlich gemeldet werden. Dies stellt Kleinstanlagen vor ein großes Rentabilitätsproblem, da die Kosten einen professionellen Anschlusses die Amortisierungszeit um mehrere Jahre verlängern würde. Die DGS (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie) fordert deswegen, dass Anlagen unter 800 Watt Leistung nicht meldepflichtig sind, da diese laut EU Netzkodex 2016/631 und dem deutschen Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende keine schädlichen Netzrückwirkung hervorrufen. Die DGS fordert zusätzlich eine rationalere Risikowahrnehmung, wie in den Niederlanden oder Österreich, um einen Anschluss ohne größeren Aufwand für Plug-and-Play Geräte zu gewährleisten. In Österreich zum Beispiel ist ein Anschluss bis 600W_p laut der Norm TOR-D4 in Verbindung mit einer Rücklaufsperr für den Zähler zulässig [10]. [8][9]

3.2 DIN VDE 0100 –551

Lange Zeit zählte die Norm DIN VDE 0100-551 zu den Normen, die Interessenten am meisten abschreckten. In der ursprüngliche Version der Norm vom Juni 2011 war eine Einspeisung hinter der Schutzeinrichtung nicht normgerecht, da diese zur einer thermischen Überlastung des einzelner Kabel im Endstromkreis oder zum Nichtauslösen der RCDs (Residual Current Device, FI-Schutzschalter) hätte führen können.

In **Bild 1** sieht man wie mehrere Kleinstanlagen über Mehrfachsteckdosen an einer Phase im Hausnetz angeschlossen sind. Bei einem PV-Modul mit einer Leistung von 230W_p fließt im Normalfall etwas weniger als 1 Ampere. Bei Einstrahlungsspitzen erhöht sich dieser Wert jedoch um 30–40%. Wird so eine hohe Zahl an Erzeugungsanlagen angeschlossen kann es dazu kommen, dass bei gleichzeitigen Anschluss eines Verbrauchers zu einer andauernden Überlastung des Stromkreises führt, bei der die Überstromsicherung nicht auslöst. Die Leitungen im Hausnetz sind üblicherweise auf 1,5 mm² dimensioniert und können auf längere Zeit diesen hohen Strom nicht führen. Dadurch kann ein Brand an den Leitungen oder and der Steckdose entstehen.

Auch beim Anschluss von weniger Geräten besteht die Gefahr, dass die RCDs nicht auslösen. Bei einem Defekt eines angeschlossenen Gerätes können Fehlerströme fließen, die zusammen mit den Strömen der Kleinstanlagen zu einer Überlast im Stromkreis führen können. Deshalb wurde zuerst um einen separaten Einspeisestromkreis für Erzeugungsanlagen im Hausnetz

diskutiert, was hohe Mehrkosten mit sich gebracht hätte. Die DGS hat der VDE aber mehrere Gutachten vorgelegt, in denen gezeigt wurde, dass Hausleitungen über gewisse Reserven verfügen die in Verbindung mit einer Leistungsgrenze ausreichend sind und somit eine gemischte Einspeisung in den Endstromkreis unter der Beachtung der Norm VDE 0100-420(Schutz gegen thermische Einflüsse) und VDE 0100-430(Schutz gegen Überstrom) möglich wird. Deshalb wurde im Februar 2017 die Norm VDE 0100-551 vom VDE überarbeitet. Die neue Norm sieht vor, dass ein Elektriker den Stromkreis auf Reserven prüfen muss. Falls keine vorhanden sind können diese geschaffen werden, indem die im Hausnetz üblichen 16A-Sicherungen durch die 10A Variante ersetzt werden. Danach ist eine Einspeisung laut VDE unbedenklich. Dafür spricht, dass es weder in Deutschland, noch in den Niederlanden oder Österreich, bei welchen die Kleinstanlagen schon seit etwa 20 Jahren Anwendung finden, zu Zwischenfällen gekommen ist. [8][11]

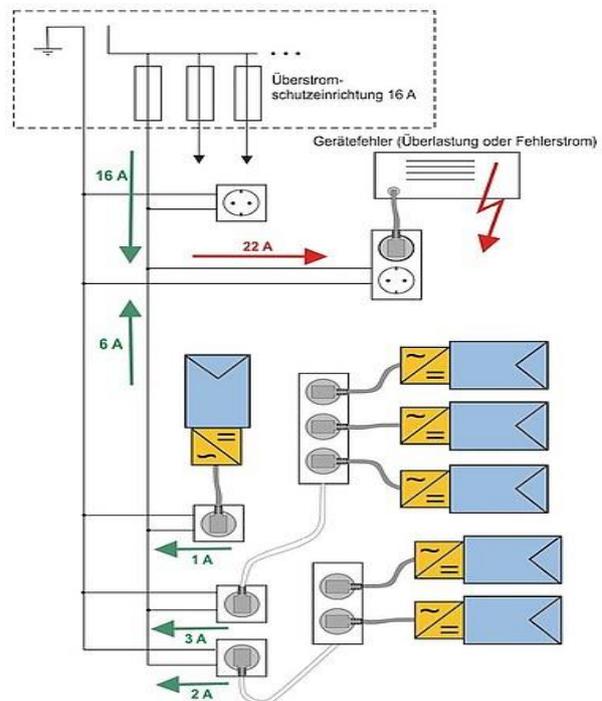


Bild 1 Überlastung im Endstromkreis [11]

3.3 VDE-AR-N 4105

Die Anwendungsregel 4105 (Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz) liefert technische Mindestanforderungen für den Anschluss von Kleinst-PV-Anlagen. Zum eine fordert sie einen Netz- und Anlagenschutz (NA-Schutz), also eine Schutzeinrichtung, die sowohl die Anlage vor schädlichen Einwirkungen aus dem Netz schützt, als auch schädliche Rückwirkungen in das Netz unterbindet. Dieser ist in fast allen herkömmlichen Wechselrichtern in Form eines einfehlersicheren Kuppelschalters welcher Netzfrequenz und Netzspannung überwacht und bei Abweichungen

abschaltet. Einfehlersicher bedeutet, dass der Schutz zweifach in Reihe vorhanden ist und so bei einem Fehler weiterhin funktioniert. Dieser NA-Schutz kann zusätzlich durch einen speziellen Zähler mit Rücklaufsperrung am Hausanschluss installiert werden. Zum anderen wird eine einfehlersichere Freischalteneinrichtung gefordert die bei Wegfall des Netzes z.B. durch Herausziehen des Schuko-Steckers, die Kontakte spannungsfrei macht, um so vor einem lebensgefährlichen elektrischen Schlag zu schützen. Auch diese ist bereits in den meisten herkömmlichen Wechselrichtern integriert. [9][12]

4 Aussicht

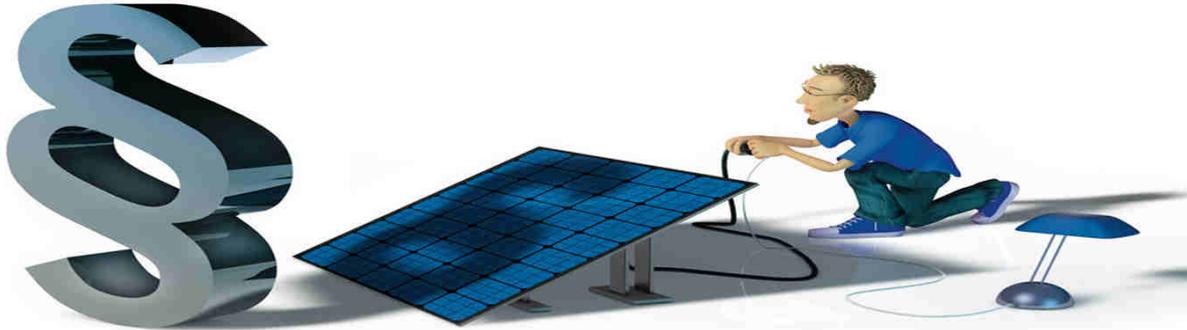
Im Moment werden viele Normen des VDE von Normgremien überprüft und vereinfacht bzw. angepasst. Dies sind erste wichtige Schritte auf dem Weg hin zur einer umweltfreundlichen dezentralen Energieerzeugung, bei der Verbraucher immer mehr die Rolle des Prosumers einnehmen. Doch um die Guerilla-Taktik zu beenden, müssen sich auch die Energieversorger dazu bekennen. In einem Widerspruchsverfahren zwischen dem Dortmunder Verteilnetzbetreiber Westnetz, einer Tochtergesellschaft von Innogy, und einer Kundin vom März 2017 vor der Bundesnetzagentur, wickelt der Verteilnetzbetreiber zum ersten Mal von seinem Verbot zum eigenen Anschluss über eine Schuko-Steckdose ab. Westnetz erlaubt seinen Kunden nun Plug-and-Play Geräte bis zu einer Leistungsgrenze von 300 Watt ohne sonstige Auflagen anzuschließen. Die Anlage muss lediglich formlos in einem Brief mit Namen, Adresse, Leistung und Fabrikat der Module gemeldet werden. Außerdem verzichtet Westnetz auf die Installation eines Zählers mit Rücklaufsperrung, da bei den o.g. geringen Leistungen keine Rückwirkungen auf das Verteilnetz beobachtet werden konnten. Inwieweit diese Entscheidung andere Netzbetreiber in der Zukunft beeinflussen wird, wird sich zeigen. Dennoch ist dies ein wichtiger Schritt um Kleinst-PV-Anlagen den Weg in Deutschland zu ebnet. [13][14]

5 Literatur

- [1] T. Erge, H.Laukamp, L.M. Diazgranados, A. Armbruster, D.Fischer, Fraunhofer ISE, „Steckerfertige, netzgekoppelte Kleinst-PV-Anlagen – Studie für e-control“, 30. September 2016. [Online]. Available: <https://www.e-control.at/documents/20903/388512/E-Control-Studie-KleinstPV.pdf> [Zugriff am 20. Mai 2017].
- [2] C. Märtel, energie-experten.org, „Vorteile und Einsatzzwecke moderner Modulwechselrichter“, 14. März 2016. [Online]. Available: <http://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/photovoltaik/wechselrichter/modulwechselrichter.html> [Zugriff am 20. Mai 2017].

- [3] C. Windeck, L. F. Stahl, heise online, „Lichtfalle - Praxiserfahrungen mit einer Minisolaranlage“, 24. August 2013. [Online]. Available: <https://www.heise.de/ct/ausgabe/2013-19-Praxiserfahrungen-mit-einer-Mini-Solaranlage-2315372.html> [Zugriff am 19. Mai 2017].
- [4] S. Zahn, Energieheld GmbH, „PV-Kosten – Preise für Photovoltaik-Anlagen“. [Online]. Available: <https://www.energieheld.de/photovoltaik/kosten-pv-anlage> [Zugriff am 20. Mai 2017].
- [5] P. Vollmer, Wirtschaftswoche, „Guerilla-Photovoltaik – Deshalb lassen Solaranlagen für die Steckdose auf sich warten“, 06. September 2016. [Online]. Available: <http://www.wiwo.de/technologie/green/tech/guerilla-photovoltaik-deshalb-lassen-solaranlagen-fuer-die-steckdose-auf-sich-warten/14502486.html> [Zugriff am 21. Mai 2017].
- [6] solar-pac, „solar-pac 265 Fassade Plug & Play“. [Online]. Available: http://solar-pac.de/epages/solar-pac.sf/de_DE/?ObjectPath=/Shops/solar-pac/Products/601415 [Zugriff am 06. Juni 2017].
- [7] Solarnergie-Förderverein Deutschland, „Regionale Ertragsübersichten“. [Online]. Available: http://www.pv-ertraege.de/cgi-bin/pvdaten/src/region_uebersichten.pl/gr [Zugriff am 06. Juni 2017].
- [8] Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie, „Positionspapier“. [Online]. Available: <http://www.pvplug.de/positionspapier/> [Zugriff am 17. Juni 2017].
- [9] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, „Rechtliche Hinweise zum Verfahren bei Anschluss von „Plug-in“ – Solarstromanlagen an das Niederspannungsnetz“, 5. Juni 2013. [Online]. Available: <http://www.jurop.org/wp-content/uploads/2016/06/PluginPV-BDEW.pdf> [Zugriff am 17. Juni 2017].
- [10] e-control, „Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen“, 22. Februar 2017. [Online]. Available: https://www.e-control.at/documents/20903/388512/TOR_D4_V2-2.pdf/3124c79f-0dc3-4a1a-99da-1cc1eb129653 [Zugriff am 27. Juni 2017].
- [11] R. Haselhuhn, Sonnenenergie, „Guerilla PV“, Februar 2013. [Online]. Available: [http://www.sonnenenergie.de/index.php?id=30&no_cache=1&tx_ttnews\[tt_news\]=254](http://www.sonnenenergie.de/index.php?id=30&no_cache=1&tx_ttnews[tt_news]=254) [Zugriff am 20. Juni 2017].
- [12] V. Schmidt, Gentner Verlag, „Verschiedene Varianten für den NA-Schutz“, November 2011. [Online]. Available: <https://www.photovoltaik.eu/Archiv/Heftarchiv/Verschiedene-Varianten-fuer-den-NA-Schutz,QUIEPTQ1Mjg4OSZNSUQ9MTEwNDUz.html> [Zugriff am 23. Juni 2017].

- [13] S. Ehlerding, Der Tagespiegel, „Ende der Guerilla-Taktik für Balkonmodule in Sicht“, 17. März 2017. [Online]. Available: <http://www.tagesspiegel.de/wirtschaft/erneuerbare-energien-ende-der-guerillataktik-fuer-balkonmodule-in-sicht/19534844.html> [Zugriff am 24. Juni 2017].
- [14] S. Enhardt, PV-Magazin, „Innogy fordert von Westnetz weiterhin Ablehnung von Photovoltaik-Balkonmodulen“, 22. März 2017. [Online]. Available: <https://www.pv-magazine.de/2017/03/22/innogy-fordert-von-westnetz-weiterhin-ablehnung-von-photovoltaik-balkonmodulen/#ixzz4cAamh9gt> [Zugriff am 24. Juni 2017].



Kleinst-PV-Anlagen mit Schukostecker, Aktueller Stand von Produkten und Normung

Robin Herman, 05.07.2017

Agenda

- Motivation
- Vergleich: Kleinst-PV-Anlagen ↔ Hausdachanlagen
- Beispielrechnung zur Amortisierung
- Normungswesen
 - NAV
 - DIN VDE 0100–551
 - VDE-AR-N 4105
- Ausblick/Fazit

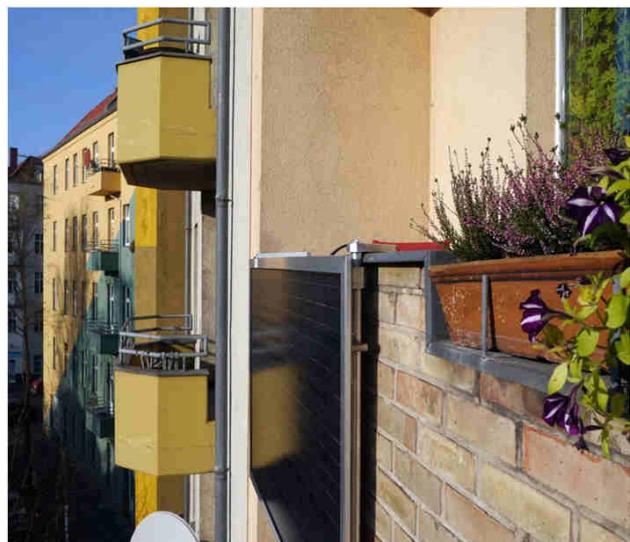


Agenda

- Motivation
- Vergleich: Kleinst-PV-Anlagen ↔ Hausdachanlagen
- Beispielrechnung zur Amortisierung
- Normungswesen
 - NAV
 - DIN VDE 0100–551
 - VDE-AR-N 4105
- Ausblick/Fazit

Motivation

- nicht jeder hat die Möglichkeit sich eine eigene große Hausdachanlage zu leisten
- Kleinst-PV-Anlagen ermöglichen einer breiteren Masse umweltfreundlichen Strom für den Eigenverbrauch zu erzeugen
- Menschen können sich aktiv an der Energiewende beteiligen und ihren CO₂-Ausstoß senken
- man wird unabhängiger vom Strompreis



Quelle Grafik: www.tagesspiegel.de

Agenda

- Motivation
- Vergleich: Kleinst-PV-Anlagen ↔ Hausdachanlagen
- Beispielrechnung zur Amortisierung
- Normungswesen
 - NAV
 - DIN VDE 0100–551
 - VDE-AR-N 4105
- Ausblick/Fazit

Vergleich: Kleinst-PV-Anlagen ↔ Hausdachanlagen

Hausdachanlage



Quelle Grafik: www.elektro-spies.de

Kleinst-PV-Anlage



Quelle Grafik: www.sonnenfluesterer.de

Vergleich: Kleinst-PV-Anlagen ↔ Hausdachanlagen



Quelle Grafik: www.cosinonline.de



Quelle Grafik: www.media.hagemeyershop.com

- individuell geplante Anlagen
- Einspeisung vor Schutzeinrichtungen
- Stringwechselrichter
 - bis zu $\eta = 99\%$
 - groß
 - preiswert (ca. 200€/kW_p)
- hohe Investitionskosten
 - 1kW_p ca. 1500€ Brutto
- große Leistungen bis 10 kW_p für typische Hausdachanlagen
- Anmeldung bei Bundesnetzagentur und Netzbetreiber



30.06.2017 | Robin Herman | Kleinst-PV-Anlagen mit Schukostecker | Seite 7



Vergleich: Kleinst-PV-Anlagen ↔ Hausdachanlagen

Quelle Grafik: www.solarserver.de

Quelle Grafik: www.sunsmart.at



Quelle Grafik: www.solar-pac.de

- Vorkonfigurierte Kombination
 - PV-Modul(en) - Wechselrichter
 - Anschluss über Schukostecker hinter Schutzeinrichtungen
 - netzgekoppelter Modulwechselrichter
 - $\eta \approx 90\%$
 - klein
 - teuer (ca. 500€/kW_p)
 - geringe Investitionskosten
 - mit einem Modul : 400€-600€, 200–300 W_p
- ➔ vielseitige Anwendungsgebiete, Steckdose zur Einspeisung nötig



30.06.2017 | Robin Herman | Kleinst-PV-Anlagen mit Schukostecker | Seite 8

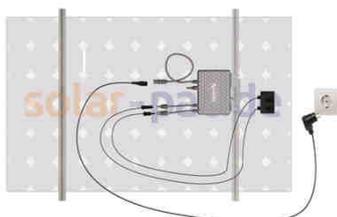


Agenda

- Motivation
- Vergleich: Kleinst-PV-Anlagen ↔ Hausdachanlagen
- Beispielrechnung zur Amortisierung
- Normungswesen
 - NAV
 - DIN VDE 0100–551
 - VDE-AR-N 4105
- Ausblick/Fazit

Beispielrechnung zur Amortisierung

- Voraussetzungen: **100%** Eigenverbrauch, keine Verschattung, optimale Ausrichtung
- Beispielanlage : solar-pac 265 Fassade Plug & Play von Infinitum Energie GmbH
- Preis: 448,00€ Brutto
- ein Solarmodul: 1,6m², 265 W_p, 10 Jahre Herstellergarantie
- Wechselrichter: $\eta \approx 93\%$, MPP-Tracking, ENS integriert, 25 Jahre Herstellergarantie



Quelle Grafiken: www.solar-pac.de



Beispielrechnung zur Amortisierung

- Standort : Braunschweig
 ⇒ 923 kWh/kWp

$$923 \frac{\text{kWh}}{\text{kWp} \cdot \text{a}} * 0,265 \text{ kWp} = 244,6 \frac{\text{kWh}}{\text{a}}$$

- Jahresverbrauch eines 4-Personen-Haushalts :
4500kWh
 ⇒ ca. 5% des jährlichen Verbrauchs

- Strompreis: BS Energy Sparstrom 0,2531 €/kWh

$$244,6 \frac{\text{kWh}}{\text{a}} * 0,2531 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = 61,91 \frac{\text{€}}{\text{a}}$$



Beispielrechnung zur Amortisierung

- ca. 62,00 €/a Einsparung
 - bei 7,2 Jahren Amortisationszeit
 - danach erste Gewinne
- bei steigendem Strompreis schneller Amortisation möglich
- minimale Mehrkosten verzögern Amortisationszeit deutlich, z.B. Arbeitsstunden eines Elektrikers

Agenda

- Motivation
- Vergleich: Kleinst-PV-Anlagen ↔ Hausdachanlagen
- Beispielrechnung zur Amortisierung
- Normungswesen
 - NAV
 - DIN VDE 0100–551
 - VDE-AR-N 4105
- Ausblick/Fazit

Normungswesen



Quelle Grafik: www.solaranlagen-online.de

Agenda

- Motivation
- Vergleich: Kleinst-PV-Anlagen ↔ Hausdachanlagen
- Beispielrechnung zur Amortisierung
- Normungswesen
 - NAV
 - DIN VDE 0100–551
 - VDE-AR-N 4105
- Ausblick/Fazit

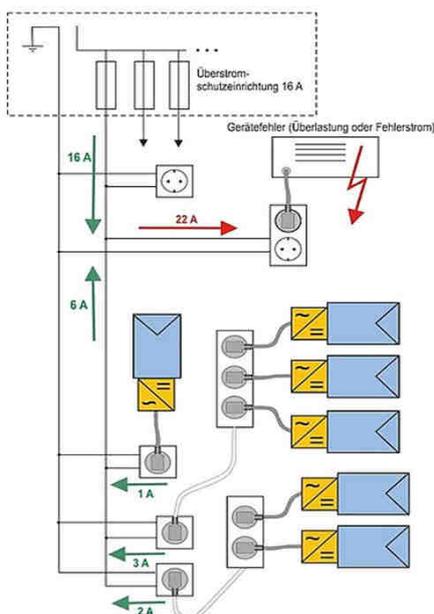
Netzanschlussverordnung (NAV)

- Anschluss unzulässige Änderung
Erzeuger ⚡ Verbraucher
- schriftliche Meldung beim Netzbetreiber nötig
- rückwirkungsfreier Anschluss muss gewährleistet werden
 - Anschluss vom durch Netzbetreiber autorisiertes Unternehmen
⇒ Rentabilitätsproblem
- DGS fordert :
 - rationale Risikowahrnehmung
 - keine schädlichen Netzurückwirkungen laut EU-Netzkodex
 - keine Meldepflicht bis 800 W_p
- Norm TOR-D4 in Österreich erlaubt einen Anschluss bis 600 W_p

Agenda

- Motivation
- Vergleich: Kleinst-PV-Anlagen ↔ Hausdachanlagen
- Beispielrechnung zur Amortisierung
- Normungswesen
 - NAV
 - DIN VDE 0100–551
 - VDE-AR-N 4105
- Ausblick/Fazit

DIN VDE 0100–551



Quelle Grafik: www.sonnenenergie.de

Neuaufgabe der Norm im Februar 2017

Norm vom Juni 2011

- Einspeisung hinter Schutzvorrichtungen nicht normgerecht
 - thermische Überlastung
 - RCDs lösen bei Fehlerströmen nicht aus
 - Stromschläge, Fehlfunktionen

Norm vom Februar 2017

- Einspeisung hinter Schutzvorrichtungen normgerecht
- Elektriker muss Hausnetz auf Reserven prüfen
- Schaffung von Reserven durch Sicherungswechsel
16 A - Sicherung → 10 A - Sicherung

Agenda

- Motivation
- Vergleich: Kleinst-PV-Anlagen ↔ Hausdachanlagen
- Beispielrechnung zur Amortisierung
- Normungswesen
 - NAV
 - DIN VDE 0100–551
 - VDE-AR-N 4105
- Ausblick/Fazit

VDE-AR-N 4105

Anwendungsregel : Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz

- liefert technische Mindestanforderungen für Kleinst-PV-Anlagen
- NA – Schutz
 - schützt Netz vor schädlichen Rückwirkungen
 - schützt Anlage vor schädlichen Netzeinwirkungen
 - in Form eines einfehlersicheren Kuppelschalters in fast allen Wechselrichtern integriert
 - kann zusätzlich am Zählerplatz installiert werden
- Freischalteinrichtung (ENS)
 - macht Kontakte bei Netzwegfall spannungsfrei
 - in allen Wechselrichtern integriert

Agenda

- Motivation
- Vergleich: Kleinst-PV-Anlagen ↔ Hausdachanlagen
- Beispielrechnung zur Amortisierung
- Normungswesen
 - NAV
 - DIN VDE 0100–551
 - VDE-AR-N 4105
- Ausblick/Fazit

Ausblick/Fazit

- viele Normen werden noch geprüft
- Änderung von VDE 0100-551
 - Wichtige Schritte zur umweltfreundlichen dezentralen Energieerzeugung
 - Consumer → Prosumer
- Kleinst-PV-Anlagen sind nachteilig für die Systemintegration der Photovoltaik
- März 2017 : Widerspruchverfahren zw. Westnetz (Innogy) und Kundin
→ Aufhebung des Anschlussverbots
Anschluss von bis zu 300 W_p problemlos möglich mit formloser Meldung
keine Rücklaufsperr für Zähler nötig
- Integrierte Speicher für Kleinst-PV-Anlagen geplant

Fragen ?



Vielen Dank für ihre Aufmerksamkeit !

Agentenbasierte Modellierung für Energiesysteme

Agent-based modeling for energy systems

Xiaoxiong Wang,

Institut für Hochspannungstechnik und elektrische Energieanlagen – **elenia**, Braunschweig, xiaoxiong.wang@tu-bs.de

Kurzfassung

Ein effizientes und sicheres Energiesystem in der Zukunft, das sich durch die Entwicklung der erneuerbaren Energien und die Dezentralisierung der Stromerzeugung auszeichnet, muss in entsprechender Art und Weise analysiert werden. Die agentenbasierte Modellierung ermöglicht es, das Energiesystem unter den oben genannten Rahmenbedingungen in angemessener Form zu berücksichtigen. Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich mit der Modellierung des Energiesystems, welches auf einem Multiagentensystem basiert. Neben der Erläuterung von Energiesystemmodellen, wird auf die Erläuterung eines Agentensystems eingegangen. Schließlich werden die Grundstruktur, die beteiligte Agenten eines agentenbasierten Energiesystems und ein Anwendungsfall aufgezeigt und erklärt.

Abstract

An efficient and safe energy system that is moved by the development of renewable energies and the decentralization of electricity generation must be analyzed in an applicable way. The agent-based modeling makes it possible that the energy system is considered in an appropriate form under the above-mentioned framework conditions. The present thesis deals with the implementation of a consumer-oriented modeling of the energy system based on a multi-agency system. In addition to the explanation of the energy system models, the explanation of the agent system was discussed. Finally, the architecture and the functional application of an agent-based energy system are demonstrated and explained.

1 Einleitung

Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch, der weiter steigen wird, beträgt im Jahre 2016 in Deutschland 32,3% [1]. Davon hat Windenergie einen Anteil von 13,5%, Photovoltaik 6,5%, Biomasse 8,7% und Wasserkraft 3,6% [1]. Die Stromerzeugung der Windkraft und der Photovoltaik hängt von schwankenden Wetterbedingungen und der Jahreszeit ab. Damit liegen neue Herausforderungen dem Energiesystem vor [2].

Der zunehmende Anteil von erneuerbaren Energien führt dazu, dass ein Großteil des dezentral erzeugten Stroms, der auf den erneuerbaren Energien basiert, in die Stromnetze eingespeist wird [3]. Somit bringt die steigende Einspeisung der dezentralen Stromerzeugung neue Herausforderungen [3]. Daraus ergibt sich, dass die oben genannten Entwicklungen eine Veränderung auf dem Energiesystem bewirken [4].

Die Modellierung der Energiesysteme muss deshalb die oben gezeigten Tendenzen wahrnehmen und in angemessener Art und Weise berücksichtigen. [4]

Die gewählte agentenbasierte Modellierung ermöglicht es insbesondere, dass die erneuerbaren Energien, die auf die dezentrale Stromerzeugung einen großen Einfluss haben, im Energiesystem darzustellen.

2 Theoretische Grundlagen

In diesem Kapitel wird der Grundbegriff eines Energiesystems erklärt und die wichtigsten Grundlagen des Agentensystems erläutert.

2.1 Energiesystem

Bevor an dieser Stelle auf die Grundlagen eines Agenten eingegangen wird, ist es nötig, die Begriffe von Energiesystemmodellen zu klären.

Energiemodelle sind eine Planungsmethode, die für eine erfolgreiche Entscheidung der Energie- und Umweltplanung sorgen [5]. Es wird zwischen Bottom-up Ansätzen und Top-down Ansätzen unterschieden [6]. Die Bottom-up Ansätze, auch Energiesystemmodelle, fokussieren sich auf die individuelle Bevorzugung der Agenten [6]. Wegen der Entwicklung der erneuerbaren Energien werden in dieser Arbeit Bottom-up Ansätze gewählt.

Ein System wird bezeichnet als eine integrierte Gesamtheit, die von einer Menge von Einzelementen zusammengesetzt, in denen die Einzelemente miteinander in Beziehung stehen und nach bestimmten Bedingungen interagieren [5]. Daraus wird der Grundbegriff der Energiesysteme, die agentenbasiert sein, eingeführt. Es besteht aus mehreren Komponenten, zu denen Verbraucher, Infrastruktur und Erzeuger gehören, die durch eine Kommunikationsstelle miteinander verbunden sind und nach einem bestimmten Steuerungs- und Optimierungsverfahren interagieren [7].

2.2 Multiagentensystem

Ein Agent ist ein Softwaremodul, das auf einem Computersystem läuft. In einer bestimmten Umgebung arbeitet dieses Computersystem. Um vorgegebene Ziele zu erreichen muss dieses Softwaremodul in der Lage sein sich autonom verhalten und zugleich mit anderen Agenten

interagieren zu können [8]. Das heißt, dass das autonome Verhalten auf selbstständigen Handlungen des einzelnen Agenten basiert.

Multiagentensysteme sind die Gesamtheit von einzelnen Agenten. Auf der einen Seite arbeiten einzelne Agenten auf ein gemeinsames Ziel zu, auf der anderen Seite baut die Arbeit einzelner Agenten selbständig auf. Abbildung 1 zeigt ein abstraktes Multiagentensystem. Es besteht aus der Kollaboration und der Koordination zwischen den Agenten und der Interaktion zwischen den Agenten und der Umwelt des Agenten. [8]

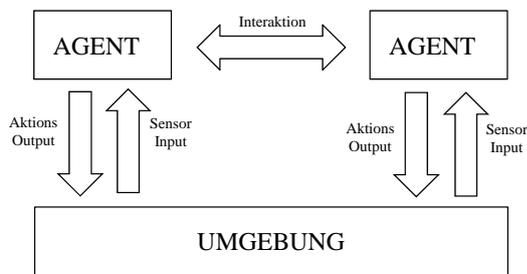


Abbildung 1 Agenten mit Koordinations- und Interaktionspfaden [7]

Der Aufbau eines Agenten lässt sich durch beispielsweise ein BDI-Modell, nämlich Belief (Annahmen des Agenten), Desire (Wünsche oder Aufträge), Intentions (Absichten), Plans (Abarbeitungsvorschriften) darstellen. Abbildung 2 zeigt die innere Struktur eines DBI-Agenten. Beim Input geht es um die Wahrnehmung der Umwelt und der anderen Agenten. Durch beispielsweise Sensoren oder Nachrichten können die Agenten die Daten erhalten. Unterschieden wird dabei zwischen dem Output, also die unmittelbare Beeinflussung der Umwelt, die durch z.B. die direkte Ansteuerung oder Mitteilung an andere Agenten erreicht wird. [9]

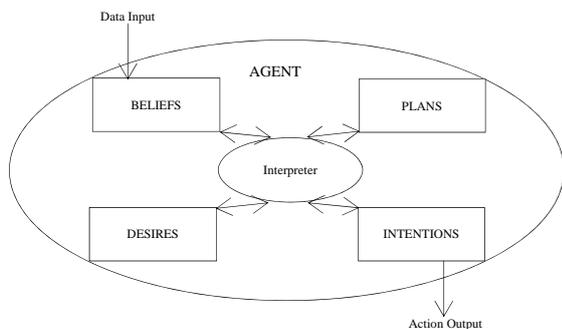


Abbildung 2 Aufbau eines BDI-Agenten [9]

Es gibt eine große Zahl von Anwendungen für Multiagentensysteme z.B. verteiltes System, Konstruktion von künstlichen Welten, kollektive Robotik, Programmwürfe [10]. Mit der Realität, dass die erneuerbare Energieerzeugung in dezentralen Energieversorgungssystemen sich weiterentwickelt wird, steigt die Komplexität des Gesamtenergiesystems. Bei den physischen verteilten Systemen ist es schwer sich eine zentralisierte Übersicht zu verschaffen. Durch den

Einsatz von verteilten Agentensystemen ist es möglich, dass die tatsächlichen Handlungen der Marktteilnehmer simuliert und modelliert werden. Für die Lösung der verteilten Probleme spielen die Multiagentensysteme eine große Bedeutung. [11]

3 Agentenbasiertes Energiesystem

In diesem Kapitel werden die Grundstruktur und die Funktion eines Agentenbasierten Energiesystems aufgezeigt und erklärt. Dabei sollen auch die beteiligten Agenten anhand eines Beispiels beschrieben werden.

3.1 Agentenmodell

Diese Arbeit konzentriert sich auf das Versorgungsnetz, welches aus vier Spannungsebenen besteht: Höchstspannung, Hochspannung, Mittelspannung und Niederspannung. Auf der Höchstspannungsebene (380 kV), das ein länderübergreifendes Netz darstellt, speisen die Großkraftwerke ein. Die elektrische Energie wird über Reichweiten zum regionalen Stromversorger (110 kV- und 10 kV-Netz) transportiert. Die Niederspannungsebene (0,4 kV) hat eine strahlenförmige Struktur. Verbraucher (private Haushalte) und Erzeuger (erneuerbare Stromerzeuger) werden direkt mit dieser Spannungsebene verbunden. Mit Hilfe dieser Versorgungsstruktur des elektrischen Netzes wird die Grundstruktur des Agentenbasierten Energiesystems abgeleitet.

3.1.1 Grundstruktur

Abbildung 3 zeigt eine Agententopologie, die aus dem oben genannten Versorgungsnetz abgeleitet wird. Für Jede Spannungsebene wird ein Bilanzkreisverwalter ein sogenannter Balancing Group Manager (BGM) definiert. Auf den 0,4 kV-Spannungsebenen, denen alle Produzenten und Konsumenten angehören, wird das Angebot bzw. die Nachfrage durch Bilanzkreisverwalter verwaltet. [11]

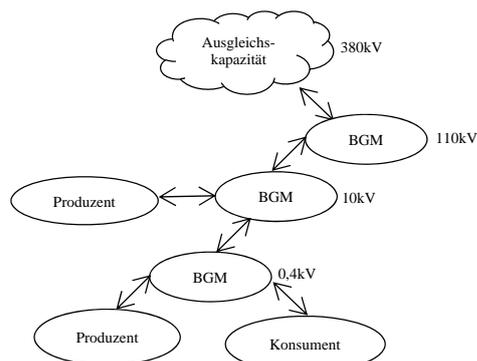


Abbildung 3 Agententopologie [11]

Das bedeutet, dass ein größerer Bedarf oder eine geringere Erzeugung durch den Verwalter bei der Verwaltung auf die nächsthöhere Spannungsebene ausgeglichen wird. Auf den 10 kV-Spannungsebenen werden alle 0,4 kV Bilanzkreisverwalteragenten zusammengestellt und von 10 kV Bilanzkreisverwaltern

verwaltet. Durch die Zusammenfassung aller 10 kV-Spannungsebenen werden die 110 kV Bilanzkreisverwalter abgebildet [11].

3.1.2 Beschreibung der beteiligten Agenten

Die Agenten besitzen zwei Aufgaben: Koordination und Netzmanagement. Entsprechend gibt es zwei unterschiedliche Agententypen, Koordinationsagenten und Netzmanagementagenten wie in Abbildung 4 zu sehen. Zu den Koordinationsagenten gehören Consumer Agenten (Verbraucher), Producer Agenten (Erzeuger), Bilanzkreisverwalteragenten und Ticket Distributor Agenten. Die Aufgaben von BGM Agenten sind z.B. die Durchführung des Ausgleichs. Die Ticket Distributor Agenten sind zuständig dafür, dass eine effektive Kommunikation zwischen den Consumer und Producer Agenten und BGM Agenten funktioniert. [11]

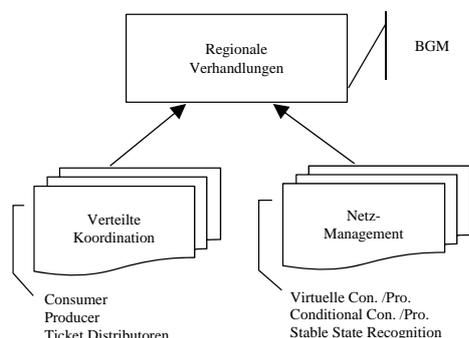


Abbildung 4 Aufgabenbereiche des Agentensystems [11]

Die Netzmanagementagenten bestehen aus Virtuelle Consumer/Producer, Conditional Consumer/Producer und Stable State Recognition. Virtuelle Consumer/Producer beschreiben Bedürfnisse, die die Leistungsverluste verursachen. Conditional Consumer/Producer werden als flexible Verbraucher und Erzeuger definiert. Die Aufgaben von Conditional Consumer/Producer sind z.B. eine kurzfristige Störung, die aus plötzlichen Lastspitzen wie Batterien und deren Aufladung in Elektrofahrzeugen resultiert, zu vermeiden. Beim Stable State Recognition handelt es sich um die Erkennung von Betriebsmittelgrenzen, die überschritten werden. [11]

3.1.3 Verhandlungsstruktur

Um die Wirkungsweise des Gesamtsystems zu verstehen wird ein Grundbegriff, die sogenannte Verhandlungsperiode, definiert. Eine Verhandlungsperiode ist ein Betriebsintervall. Das Intervall fängt mit der Niederspannungsebene an. Und es wird bis zu einer stabilen Versorgungskonfiguration geschlossen. Ein Betriebsintervall, das mit den Consumer und Producer Agenten oder BGM Agenten anfängt und innerhalb dieser Spannungsebene geschlossen ist, wird als Zyklus bezeichnet. Pro Spannungsebene finden mehrere Zyklen gleichzeitig statt. [11]

Während einer Verhandlungsperiode dürfen keine neuen Verbraucher oder Erzeuger an dem Versorgungsnetz teilnehmen. Falls ein Agent mit den Verbräuchen oder der

Erzeugung zu Anfang oder am Ende einer Periode im Gleichgewicht steht, beteiligt sich dieser Agent nicht an dieser Verhandlungsperiode. An der Höchstspannungsebene (380 KV) werden zentrale Kraftwerke angeschlossen. Wenn ein Defizit oder ein Überschuss besteht, der nicht durch die Verwaltung aller BGM Agenten ausgeglichen werden kann, werden die zentralen Kraftwerke eingesetzt. [11]

Durch dieses Bottom-up-Management wird ein stabiles Teilversorgungsnetz garantiert. Das führt zu einem stabilen Gesamtsystem.

3.2 Anwendung: autonome Heizplanung in einem Haushalt

Wie oben erwähnt, ist ein Agent ein Softwaremodul. Durch Software z.B. Jadex Active Components als Simulationssystem wird die Agentenbasierte Modellierung umgesetzt. Im Folgenden wird ein Beispiel in Bezug auf eine graphische Darstellung der BDI Agenten von einzelnen Verbrauchern (elektrische Heizung) in einem Haushalt durch Jadex Active Components aufgezeigt und erklärt.

Die Jadex-Argumentationsmaschine richtet sich nach dem BDI-Modell und erleichtert den intelligenten Agentenbau mit soliden und grundlegenden Software Engineering. Es ermöglicht die Programmierung von intelligenten Software Agenten in XML und Java und kann auf verschiedenen Arten von Middleware wie JADE eingesetzt werden. [12]

Die Grundkomponente der BDI Agenten besteht aus «Beliefs», «Main-Goals», «Plans», «CreateCondition» und «Serviceinterface». Beliefs beschreibt den aktuellen Zustand der Welt. CreateCondition, die sich aus Beliefs ergeben, beschäftigt sich mit der Erzeugung eines Goals. Durch Servicemethoden, durch CreateCondition oder durch andere Goals werden Goals aufgerufen. Das heißt, dass der Haushaltsagent einen Heizablauf durch die Methode GenerateHeatingForecast Goals herstellt, wenn kein Ablauf vorliegt oder das Tarifsignal oder die Wetterdaten erneuert werden. Abbildung 5 stellt eine Erzeugung des Heizablaufs anhand von Stromtarif und Wettervorhersage dar. [7]

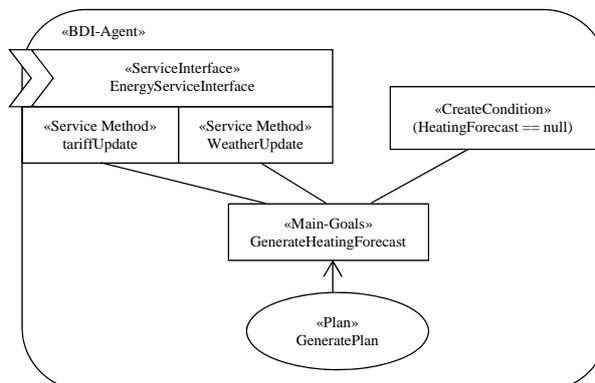


Abbildung 5 BDI-Agenten für einen autonomen Heizablauf anhand von Preissignalen und der Wettervorhersage [7]

Sofern die Nachprüfung des Heizablaufs anhand der Methode check (heatingForecast, now) ergeben hat, dass die bestimmte Temperaturgrenzen verletzt sind, wird das entsprechende KeepTemperatureGoal, das zuständig für die Ausführung der Heizung nach einem entsprechenden Plan ist, durchgeführt wie Abbildung 6. [7]

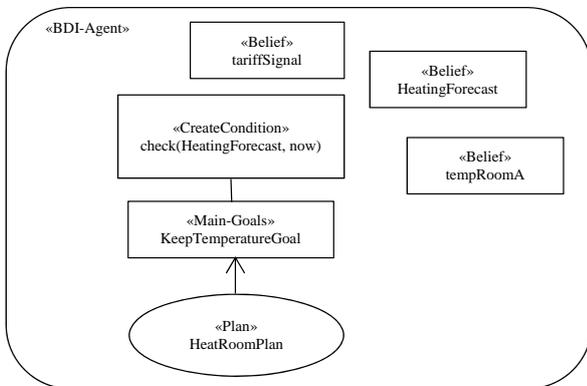


Abbildung 6 BDI-Agenten für einen autonomen Heizablauf [7]

4 Zusammenfassung

Angesichts der Entwicklung der erneuerbaren Energien speisen immer mehr dezentrale Stromversorger ins Versorgungsnetz ein. Das führt dazu, dass es ein Ungleichgewicht zwischen Verbrauchern und Erzeugern gibt und das Versorgungsnetz instabil wird. Um diese Probleme zu untersuchen und zu lösen wird die Agentenbasierte Modellierung eingesetzt. Die Modellierung für Energiesysteme, die auf dem Multiagentensystem basiert, ermöglicht die Darstellung eines verteilten Versorgungsnetzes. Aufgrund eines konkreten Versorgungsnetzes wird ein agentenbasiertes Energiesystem entwickelt. Zum Schluss wird die Funktionsweise der elektrischen Heizung in einem Haushalt anhand von BDI Agenten erläutert. Durch die Software Jadex Active Components wird die Modellierung simuliert.

5 Literatur

[1] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Die Energiewende: unsere Erfolgsgeschichte“ 31. Januar 2017. [Online]. Available: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energiewende-beileger.html>. [Zugriff am 13.05.2017].

[2] Publish-industry Verlag GmbH, „Wie funktioniert Demand SIDE Management“ 06. März 2017. [Online]. Available: <http://www.industr.com/de/Energy-Magazin/digitalisierung-vernetzung/wie-dsm-demand-side-management-2133699>. [Zugriff am 13.05.2017].

[3] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Die nächste Phase der Energiewende kann beginnen“ 31. Januar 2017. [Online]. Available: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/energiewende.html>. [Zugriff am 13.05.2017].

[4] T. Wittmann, T.Bruckner, „Agentenbasierte Modellierung urbaner Energiesysteme“ 28. Mai 2007. [Online]. Available: https://www.wifa.uni-leipzig.de/fileadmin/user_upload/iirm-tm/energiemanagement/publikationen/reviewed_journals/2007_AgentenModellierungUrbanerEnergiesysteme.pdf. [Zugriff am 13.05.2017].

[5] J. Fromme, „Räumliche Implikationen von Regenerativ – Energieszenarien für die langfristige Entwicklung des deutschen Stromversorgungssystems“ 28. September 2004. [Online]. Available: <https://eldorado.tu-dortmund.de/bitstream/2003/20152/1/Frommeohneunt.pdf>. [Zugriff am 13.05.2017].

[6] W. A. Müller, M. Bihn, Energiemodelle zum Klimaschutz in Deutschland - Strukturelle und gesamtwirtschaftliche Auswirkungen aus nationaler Perspektive, Heidelberg: Physica-Verlag, 1999.

[7] T. Dethlefs, „Ein verbraucherorientiertes Energiesystem für Smart Grids - Entwicklung eines Multi-Agenten-Systems zur dezentralen Optimierung“ 22. Mai 2014. [Online]. Available: https://www.haw-hamburg.de/fileadmin/user_upload/Forschung/CC4E/Projekte/weitere_Energiethemen/Intelligente_Netze/Abschlussarbeiten/2014_05_Masterthesis_Tim_Dethlefs.pdf. [Zugriff am 13.05.2017].

[8] M. Wooldridge, An introduction to multiagent systems, Glasgow: Wiley, 2004.

[9] G. M. P. O’Hare and N. R. Jennings, Foundations of Distributed Artificial Intelligence, New York: John Wiley & Sons Inc., 1996.

[10] R. Büttner, Automatisierte Verhandlungen in Multi-Agenten-Systemen, Wiesbaden: Gabler, 2011

[11] S. Lehnhoff, Dezentrales vernetztes Energiemanagement, Wiesbaden: Vieweg+Teubner, 2010

[12] Universität Hamburg, „Jadex“ 01.Juli 2005. [Online]. Available: <https://vsiis-www.informatik.uni-hamburg.de/vsiis/research/lookproject/27>. [Zugriff am 13.05.2017].



Agentenbasierte Modellierung für Energiesysteme

Xiaoxiong, Wang, 05.07.2017

Agenda

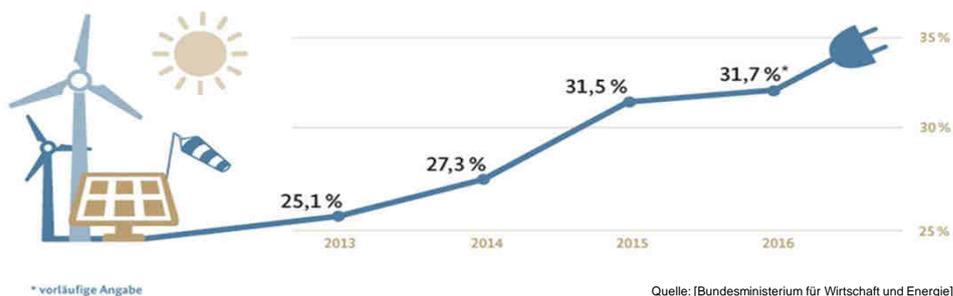
- Einleitung
- Grundlagen
 - Energiesystem
 - Multiagentensystem
- Agentenbasierte Energiesystemmodelle
 - Agentenmodell
 - Grundstruktur
 - Beschreibung der Agenten
 - Verhandlungsstruktur
 - Anwendungsfall: autonomer Heizplan in einem Haushalt
- Zusammenfassung



Agenda

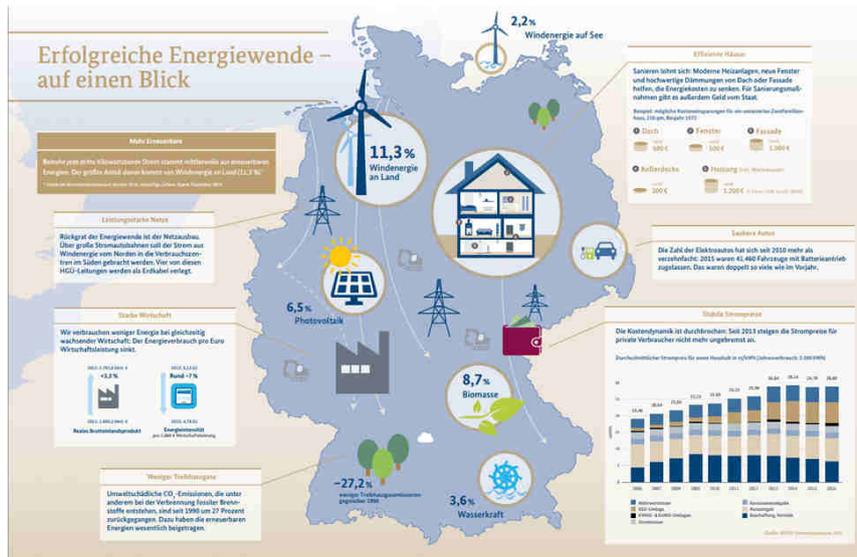
- Einleitung
- Grundlagen
 - Energiesystem
 - Multiagentensystem
- Agentenbasierte Energiesystemmodelle
 - Agentenmodell
 - Grundstruktur
 - Beschreibung der Agenten
 - Verhandlungsstruktur
 - Anwendungsfall: autonomer Heizplan in einem Haushalt
- Zusammenfassung

Einleitung



Anteil der Erneuerbaren Energien steigt weiter.

Einleitung



Erfolgreiche Energiewende – auf einen Blick im Jahr 2016

Agenda

- Einleitung
- Grundlagen
 - Energiesystem
 - Multiagentensystem
- Agentenbasierte Energiesystemmodelle
 - Agentenmodell
 - Grundstruktur
 - Beschreibung der Agenten
 - Verhandlungsstruktur
 - Anwendungsfall: autonomer Heizplan in einem Haushalt
- Zusammenfassung

Grundlagen - Energiesystem



Quelle: [S. Göß]

Ein Energiesystem besteht aus mehrere Komponenten,

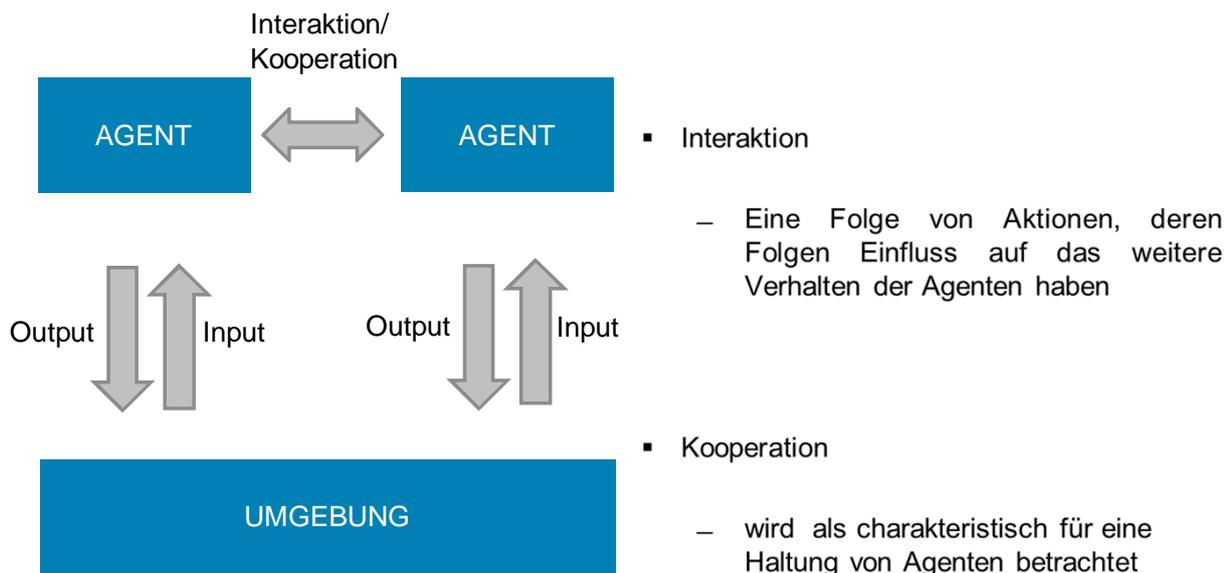
- zu denen Verbraucher, Infrastruktur und Erzeuger gehören,
- die durch einen Servicebus miteinander verbunden sind
- und nach einem bestimmten Steuerung- und Optimierungsverfahren interagieren.



30.06.2017 | Xiaoxiong Wang | Agentenbasierte Modellierung für Energiesysteme | Seite 7



Grundlagen - Multiagentensystem



Quelle: [T. Dethlefs]

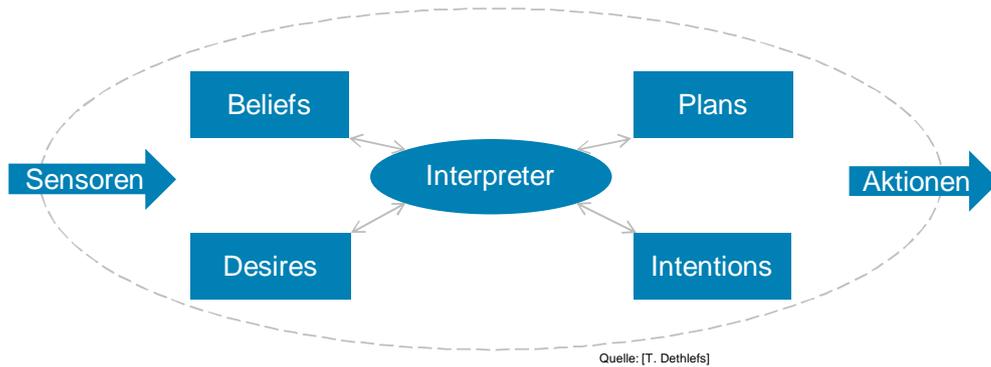
Agenten mit Koordinations- und Interaktion



30.06.2017 | Xiaoxiong Wang | Agentenbasierte Modellierung für Energiesysteme | Seite 8



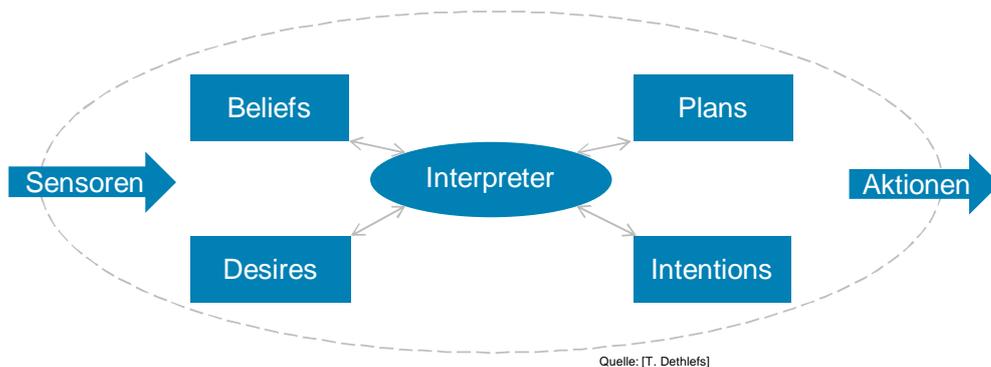
Grundlagen - Multiagentensystem



Grundlegender Aufbau eines BDI-Agenten

- Weltwissen – Beliefs
 - aktuelle Umgebung, Zustand des Agenten, Nachrichten von anderen Agenten und Hintergrundwissen
- Ziele – Desires
 - Hauptziele des Agenten

Grundlagen - Multiagentensystem



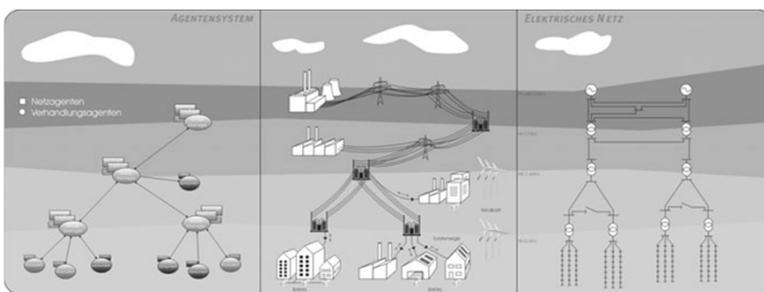
Grundlegender Aufbau eines BDI-Agenten

- Intentionen – Intentions
 - Eine Plandatenbank, aus der ein Agent hierarchisch organisierte Pläne auswählen kann
- Pläne – Plans
 - Vorschriften

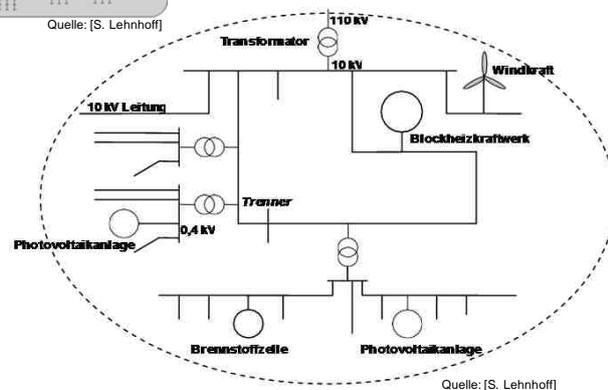
Agenda

- Einleitung
- Grundlagen
 - Energiesystem
 - Multiagentensystem
- Agentenbasierte Energiesystemmodelle
 - Agentenmodelle
 - Grundstruktur
 - Beschreibung der Agenten
 - Verhandlungsstruktur
 - Anwendungsfall: autonomer Heizplan in einem Haushalt
- Zusammenfassung

Agentenmodelle - Grundstruktur

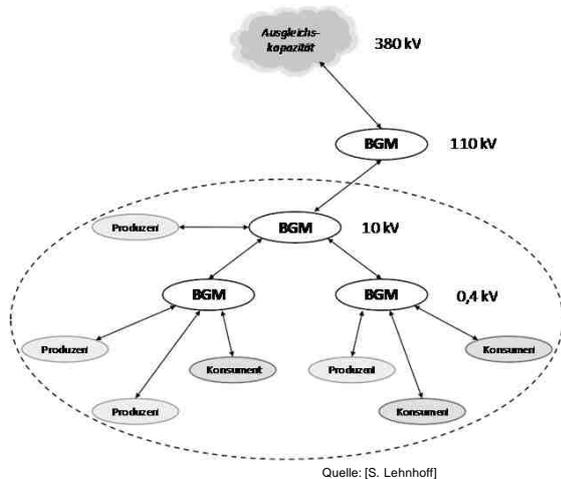


Orientierung des Agentenmodells
an der vorhandenen elektrischen
Versorgungsstruktur



Versorgungsstruktur des elektrischen Netzes

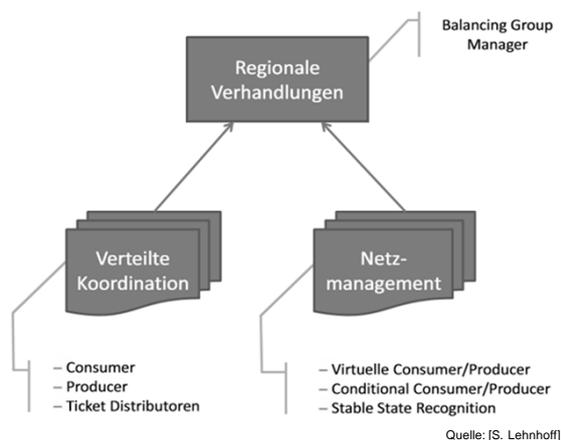
Agentenmodelle - Grundstruktur



Agententopologie

- 0,4 kV-Ebene
 - Produzent
 - Konsument
- 10 kV-Ebene
 - Alle 0,4 kV-BGM Agenten
 - Produzent
 - Konsument
- 110 kV-Ebene
 - Alle 10 kV-BGM Agenten
 - Produzent
 - Konsument
- 380 kV-Ebene
 - Alle 110 kV-BGM Agenten
 - Produzent

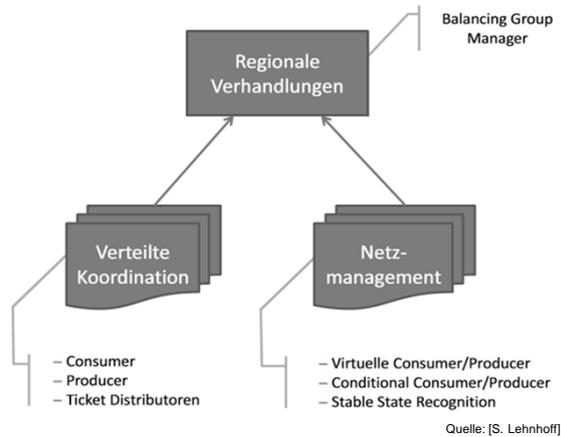
Agentenmodelle - Beschreibung der Beteiligten Agenten



Aufgabenbereiche des Agentensystems

- Koordinationsagenten
 - Consumer Agenten
Verbraucher von elektrischer Leistung
In der Regel Einzelhaushalte
 - Producer Agenten
Erzeuger von elektrischer Leistung
Windpark, Solarkraftwerk
 - Ticket Distributor Agenten
Bündeln die Kommunikation zwischen den verteilten Consumer und Producer Agenten und den BGM

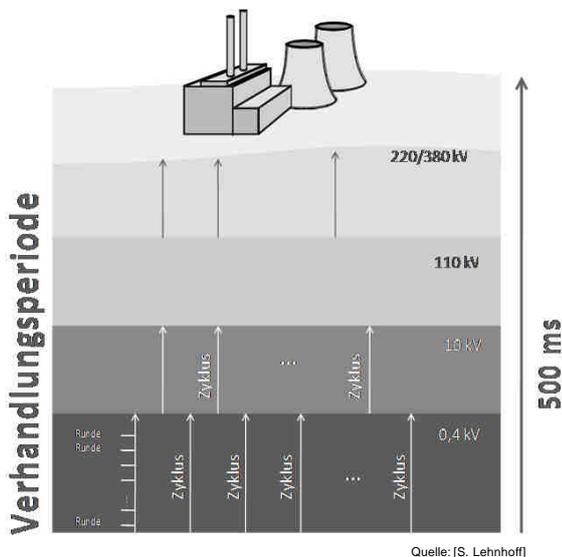
Agentenmodelle - Beschreibung der Beteiligte Agenten



- Netzmanagementagenten
 - Virtuelle Consumer/Producer
Eine Defizite in der Leistungsbilanz einer Versorgungskonfiguration eines Bilanzkreises
 - Conditional Consumer/Producer
Flexible Verbraucher und Erzeuger elektrischer Energie
z.B. PV-Anlagen
 - Stable State Recognition
Stabilitätsgrenzen für ein gegebenes Versorgungsnetz

Aufgabenbereiche des Agentensystems

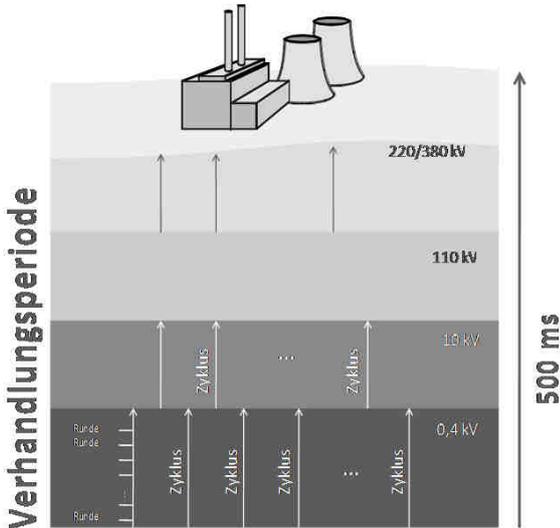
Agentenmodelle - Verhandlungsstruktur



- Verhandlungsperiode
 - Eine Verhandlungsphase über alle Spannungsebenen hinweg, bis eine (stabile) Versorgungskonfiguration
- Verhandlungszyklus
 - Beginnen dezentral in den Bilanzkreisen auf dem Versorgungsnetz der untersten Spannungsebene (0,4 kV)
- Verhandlungsrunde
 - Jeder Verhandlungszyklus besteht aus 10 Verhandlungsrunden

Verhandlungsperioden, -zyklen

Agentenmodelle - Verhandlungsstruktur

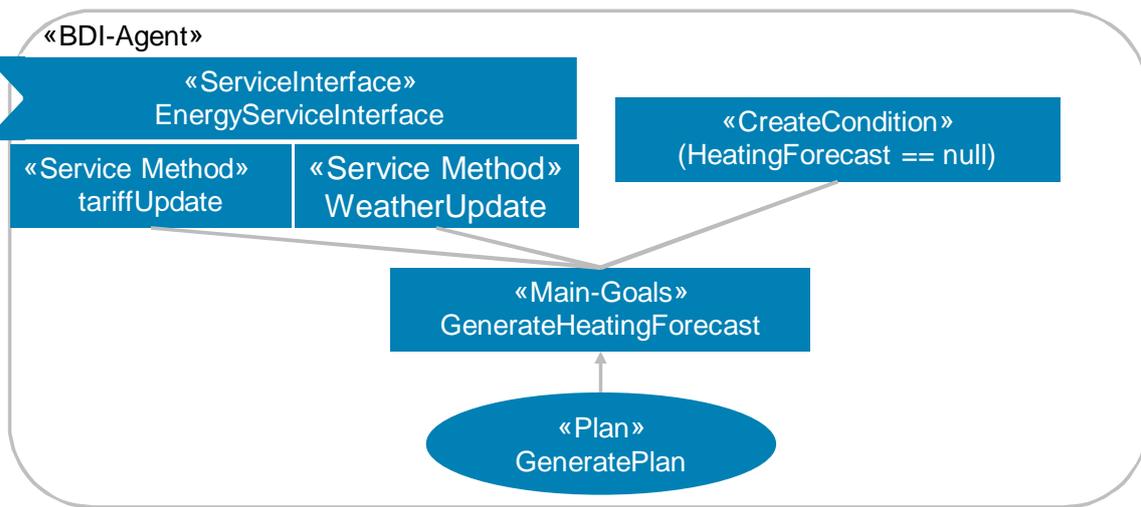


Quelle: [S. Lehnhoff]

- Während einer Verhandlungsperiode werden keine neuen Konsumenten oder Produzenten akzeptiert
- Ist ein Agent am Ende einer Verhandlungsrunde befriedigt oder zu Anfang einer Periode in Eigenbedarf und Erzeugung ausgeglichen, nimmt er bis zu Beginn der nächsten Verhandlungsperiode nicht mehr an den Verhandlungen teil

Verhandlungsperioden, -zyklen

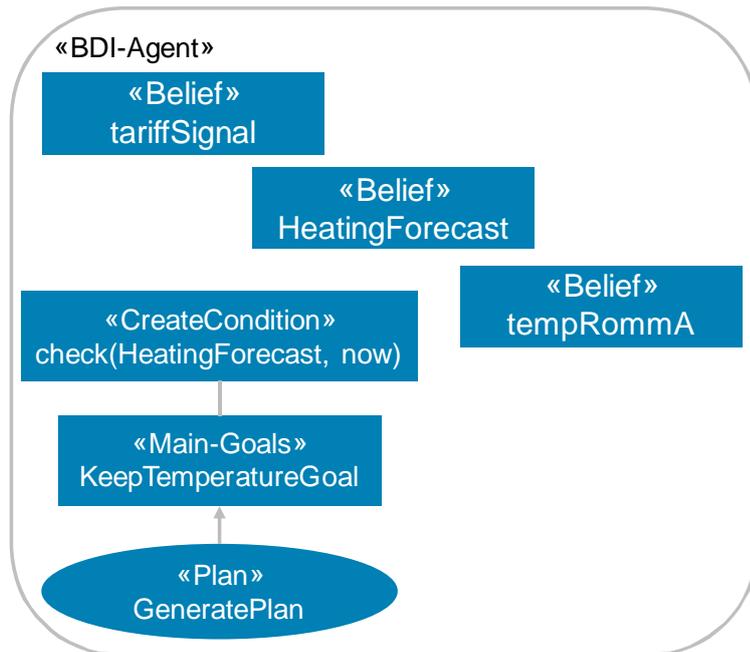
Anwendung: autonomer Heizablauf in einem Haushalt



Quelle: [T. Dethlefs]

Der Hausagent erzeugt nun einen Heizplan mittels des GenerateHeatingForecast-Goals, sofern keiner vorliegt, oder wenn das Tariffsignal oder die Wetterdaten aktualisiert wurden.

Anwendung: autonomer Heizablauf in einem Haushalt



Quelle: [T. Dethlefs]

- Wenn entweder bestimmte Temperaturgrenzen verletzt sind,
- oder die Überprüfung des Heizplan durch die check(HeatingForecast, now)-Methode ergibt, dass geheizt werden muss,
- wird das entsprechende KeepTemperatureGoal ausgeführt,
- welches dafür sorgt, dass in einem der Räume oder in allen durch die Ausführung des entsprechenden Plans geheizt wird.

Agenda

- Einleitung
- Grundlagen
 - Energiesystem
 - Multiagentensystem
- Agentenbasierte Energiesystemmodelle
 - Agentenmodelle
 - Grundstruktur
 - Beschreibung der Agenten
 - Verhandlungsstruktur
 - Anwendungsfall: autonomer Heizplan in einem Haushalt
- Zusammenfassung

Zusammenfassung

- Fortschreitende Integration der erneuerbaren Energien
 - Ein Ungleichgewicht zwischen Verbrauchsleistung und Erzeugungsleistung
 - Instabilität des Versorgungsnetz
- Grundlagen
 - Energiesystem
 - Multiagentensystem
 - BDI Agenten
- Agentenbasierte Modellierung
 - Agentenmodelle
 - Simulierung Beispiel Jadex Active Components

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

Quellen

- [1] Publish-industry Verlag GmbH, „Wie funktioniert Demand Side Management“ 06. März 2017. [Online]. Available: <http://www.industr.com/de/Energy-Magazin/digitalisierung-vernetzung/wie-dsm-demand-side-management-2133699>. [Zugriff am 13.05.2017].
- [2] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Die nächste Phase der Energiewende kann beginnen“ 31. Januar 2017. [Online]. Available: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/energiewende.html>. [Zugriff am 13.05.2017].
- [3] T. Wittmann, T. Bruckner, „Agentenbasierte Modellierung urbaner Energiesysteme“ 28. Mai 2007. [Online]. Available: https://www.wifa.uni-leipzig.de/fileadmin/user_upload/iirm-tm/energiemanagement/publikationen/reviewed_journals/2007_AgentenModellierungUrbanerEnergiesysteme.pdf. [Zugriff am 13.05.2017].
- [4] J. Fromme, „Räumliche Implikationen von Regenerativ – Energieszenarien für die langfristige Entwicklung des deutschen Stromversorgungssystems“ 28. September 2004. [Online]. Available: <https://eldorado.tu-dortmund.de/bitstream/2003/20152/1/Frommeohneunt.pdf>. [Zugriff am 13.05.2017].
- [5] W. A. Müller, M. Bihn, Energiemodelle zum Klimaschutz in Deutschland - Strukturelle und gesamtwirtschaftliche Auswirkungen aus nationaler Perspektive, Heidelberg: Physica-Verlag, 1999.
- [6] T. Dethlefs, „Ein verbraucherorientiertes Energiesystem für Smart Grids - Entwicklung eines Multi-Agenten-Systems zur dezentralen Optimierung“ 22. Mai 2014. [Online]. Available: https://www.haw-hamburg.de/fileadmin/user_upload/Forschung/CC4E/Projekte/weitere_Energiethemen/Intelligente_Netze/Abschlussarbeiten/2014_05_Masterthesis_Tim_Dethlefs.pdf. [Zugriff am 13.05.2017].
- [7] M. Wooldridge, An introduction to multiagent systems, Glasgow: Wiley, 2004.
- [8] G. M. P. O'Hare and N. R. Jennings, Foundations of Distributed Artificial Intelligence, New York: John Wiley & Sons Inc., 1996.
- [9] R. Büttner, Automatisierte Verhandlungen in Multi-Agenten-Systemen, Wiesbaden: Gabler, 2011

Quellen

- [10] R. Büttner, Automatisierte Verhandlungen in Multi-Agenten-Systemen, Wiesbaden: Gabler, 2011
- [11] S. Lehnhoff, Dezentrales vernetztes Energiemanagement, Wiesbaden: Vieweg+Teubner, 2010
- [12] Universität Hamburg, „Jadex“ 01. Juli 2005. [Online]. Available: <https://vsis-www.informatik.uni-hamburg.de/vsis/research/lookproject/27>. [Zugriff am 13.05.2017].
- [13] S. Göß, Die Internet of Things Strategie Europas und Smart Grids, 22. August 2016. [Online]. Available: <https://blog.energybrainpool.com/die-internet-of-things-strategie-europas-und-smart-grids>. [Zugriff am 13.05.2017].

Rise of the Prosumer - Der Rollenwandel von Haushalten im Kontext der Energiewende

Rise of the Prosumer – The change in the role of households in the context of the German Energiewende

Rise of the Prosumer – Der Rollenwandel von Haushalten im Kontext der Energiewende, Timo Sauer, Institut für Hochspannungstechnik und elektrische Energieanlagen – **elenia**, Braunschweig, t.sauer@tu-bs.de

Kurzfassung

Das Paper „Rise of the Prosumer“ beschreibt und analysiert die Rolle der privaten Haushalte in einem dezentralen Energieversorgungssystem und deren Entwicklung zu einem aktiven Teilnehmer am Strommarkt. Dabei wird zuerst auf den Ursprung, des von Alvin Toffler geprägten Begriff des „Prosumers“, eingegangen, um diesen anschließend in den Kontext der Energiewende einzuordnen. Danach wird aufgezeigt, welche Technologien dem privaten Haushalt zur Verfügung stehen, um die Abhängigkeit vom Energieversorger zu minimieren. Zum Schluss wird darauf eingegangen, dass Prosumer zukünftig auch Netzdienstleistungen erbringen werden.

Abstract

The paper “Rise of the Prosumer” deals with the role of private households in a decentralised energy supply system. At first the term “Prosumer” is explained, which was coined by Alvin Toffler. Then the prosumer is put into the context of the German Energiewende. Next it is explained what kind of technologies households can be used to minimise their dependency on energy providers. In the end it is claimed that, in future, the prosumers will provide ancillary services.

1 Einleitung

Die Bundesregierung hat in den vergangenen Jahren wichtige rechtliche Rahmenbedingungen geschaffen, um die Energiewende voranzutreiben. Dabei hat sich Deutschland unter anderem dazu verpflichtet bis 2050 seinen eigens verursachten CO₂-Ausstoß um bis zu 95% gegenüber 1990 zu senken. Das bedeutet, dass auf die Nutzung von fossilen Brennstoffen komplett verzichtet werden muss.

Des Weiteren hat sie mit dem EEG durch festgeschriebene Einspeisevergütungen einen Anreiz geschaffen, eine Photovoltaik-Anlage auf dem eigenen Dach zu installieren. Die durch das EEG ebenfalls festgelegte Degression der Einspeisevergütung führt jedoch dazu, dass eine Einspeisung des selbsterzeugten Stroms für Haushalte aus wirtschaftlicher Sicht zunehmend unattraktiver wird. Gleichzeitig steigt die Attraktivität, den erzeugten Strom für den eigenen Strombedarf zu nutzen.

2 Theoretische Grundlagen

Im Jahr 1980 prägte Alvin Toffler in seinem Buch „The Third Wave“ den Begriff des Prosumers. Dieser setzt sich aus den Wörtern „producer“ (deutsch: Produzent) und „consumer“ (deutsch: Konsument) zusammen. Toffler definiert den Begriff im wirtschaftlichen Kontext und unterteilt dabei die Wirtschaft in zwei Bereiche:

Zu Bereich A zählt ausschließlich Arbeit, die für den eigenen Nutzen aufgewendet wird. Bereich B hingegen umfasst alle Güter, die zum Verkauf hergestellt werden.

Toffler hatte 1980 die These, dass durch den Wettbewerb im Bereich B Technologien entstehen werden, die nicht nur das Leben der Konsumenten erleichtern, sondern auch benutzt werden, um sich von Bereich B unabhängiger zu machen. [1]

Übertragen auf die “Prosumer-Haushalte” im Kontext der Energiewende bedeutet dies, dass die privaten Haushalte nicht mehr ausschließlich als Konsumenten, sondern auch als Anbieter auf dem Strommarkt auftreten, da sie ihren selbsterzeugten Strom zwar in Überschusszeiten ins öffentliche Netz einspeisen (producer), jedoch primär der Eigenverbrauch im Vordergrund steht (consumer) .

Per Definition weist ein Prosumer-Haushalt einen Eigenversorgungsgrad über null auf, das heißt der erzeugte Strom wird zumindest anteilig für den eigenen Bedarf benutzt [2]. Um dies zu erreichen, stehen dem Prosumer verschiedene Technologien auf dem Markt zur Verfügung, wobei sich insbesondere durch Kombinationen der Einzeltechnologien positive Synergieeffekte ergeben können. Photovoltaik-Anlagen, Batterien, kleine Blockheizkraftwerke, ein elektrischer Heizstab oder Wärmepumpen sind einige der meistgenutzten Technologien [3].

Ab dem Zeitpunkt, an dem kein Strom mehr aus dem öffentlichen Netz bezogen werden muss, wird dieser als energieautarker Haushalt bezeichnet [2]. Als eine der effizientesten Kombinationen zur signifikanten Steigerung des Eigenverbrauchs erweisen sich Photovoltaik-Anlagen im Zusammenspiel mit Speicherbatterien. [3]

In Zukunft werden diese Haushalte zunehmend wichtiger

für die Netzstabilisierung, da sie durch ihre Anpassungsfähigkeit und Demand-Side-Management beispielsweise Lastspitzen, entgegenwirken. Dazu ist u.a. eine Steuerbarkeit der elektrischen Geräte im Haushalt, sowie eine intelligente Netzzustandserkennung erforderlich, sodass Prosumer gleichzeitig auch als sogenannte Smart Homes in Erscheinung treten.

3 Hauptteil / Erkenntnisse

3.1 Motivation eines Prosumers

Bisher ist der Anteil an Prosumern, gemessen an der Gesamtzahl der Haushalte in Deutschland, gering. Das liegt vor allem daran, dass aktuell fast ausschließlich Eigentümer selbstgenutzten Wohneigentums als Prosumer auftreten, da der Investor und der Nutzer dieselbe Person ist. Jedoch existieren mittlerweile Mieterstrommodelle, sodass auch Mieter in Mehrparteienhäuser aktiv an der Energiewende teilnehmen können, wodurch die gesamtwirtschaftliche Bedeutung gestärkt wird. [2]

Es kann davon ausgegangen werden, dass die Anzahl der Prosumer zukünftig steigen wird, da die bereits angesprochene Preisdifferenz zwischen Einspeisevergütung und Strompreis zunimmt. Des Weiteren werden die Technologiekosten, aufgrund von steigenden Stückzahlen und verbesserten Produktionsschritten, weiter sinken. Schließlich wird die Weiterentwicklung zu verbesserten Technologien führen, die das Prosuming noch rentabler und attraktiver machen. [2]

Im November 2014 wurde eine Studie zum Thema „Stromerzeugung in privaten Haushalten“ durchgeführt. Aus dieser geht hervor, dass neben dem pekuniären Anreiz, der Eigenversorgungsgrad und die damit verbundene Unabhängigkeit vom Energiemarkt ausschlaggebend für eine Investition ist. Der Klimaschutz hingegen wurde von deutlich weniger Befragten als Grund angegeben, sodass dieses Motiv augenscheinlich eine eher untergeordnete Motivation darstellt. [2]

3.2 Technologie Kombinationen

Der aktuelle Markt bietet viele Technologien an, um seinen Eigenversorgungsgrad zu erhöhen.

Um Strom selbst zu erzeugen, wird am häufigsten eine Photovoltaik-Anlage verwendet. Dabei wird zwischen Photovoltaik in Süd- und in Ost-Westausrichtung unterschieden, da sich dadurch unterschiedlich Erträge ergeben.

Bild 1 /Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. zeigt, dass eine Südausrichtung um etwa 15% ertragreicher ist als eine Ost-Westausrichtung.

Der Verbrauch und die Erzeugung sind selten zeitgleich, sodass ein hoher Eigenversorgungsgrad nur dann zu erreichen ist, wenn die Erzeugungstechnologie mit einer

Speicher- oder Umwandlungstechnologie kombiniert wird.

Mit einer Speicherbatterie lässt sich die überschüssige Energie zwischenspeichern anstatt sie ins öffentliche Netz einzuspeisen. Dafür existieren nach derzeitigem Stand zwei praxisrelevante Varianten. Zum einen der Bleisäure-Akku und zum anderen der Lithium-Ionen-Akku, die sich in ihren physikalischen Eigenschaften und dadurch in ihrer Anwendbarkeit unterscheiden. Während der Blei-Akku günstiger in der Anschaffung ist, weist er deutlich weniger Ladezyklen auf und besitzt eine geringere Entladetiefe, als ein Lithium-Ionen-Akku, auf.

Aktuell sind die Investitionskosten für einen Lithium - Ionen-Akku meist höher als die Ersparnis, die sich durch den Einsatz als Pufferspeicher ergibt. Ausgehend von einem kontinuierlich steigenden Strompreis, ist die Schwelle zur Wirtschaftlichkeit von Lithium-Ionen-Akkus in den nächsten Jahren erreicht. Des Weiteren kann davon ausgegangen werden, dass die Anschaffungskosten weiter sinken werden. [4]

Photovoltaik und Speicherbatterien bieten unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten den höchsten Autarkiegrad von über 50% innerhalb der betrachteten Technologiekombinationen [2].

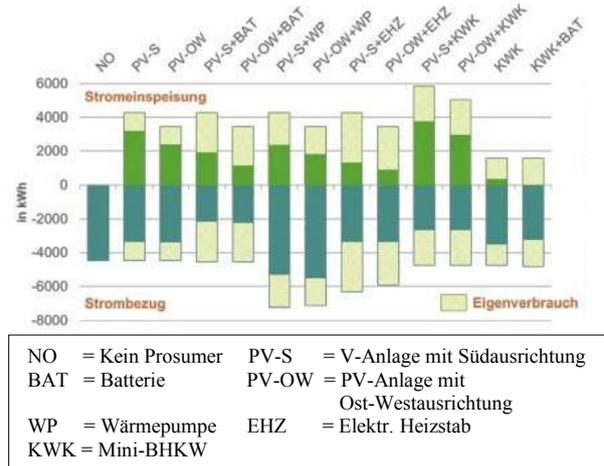


Bild 1 - Stromeinspeisung und -bezug bei einem Prosumer-Haushalt mit 4 Personen. [2]

Die elektrische Energie hat nur einen kleinen Anteil am Endenergieverbrauch der privaten Haushalte. In **Bild 2** ist zu sehen, dass 82% der Endenergie Wärmeenergie ist. Daher ist es für das Gelingen der Energiewende und die Reduzierung des CO₂ - Ausstoßes essentiell wichtig im Wärmesektor fossile Brennstoffe gegen ökologischere Gewinnungsmaßnahmen zu ersetzen.

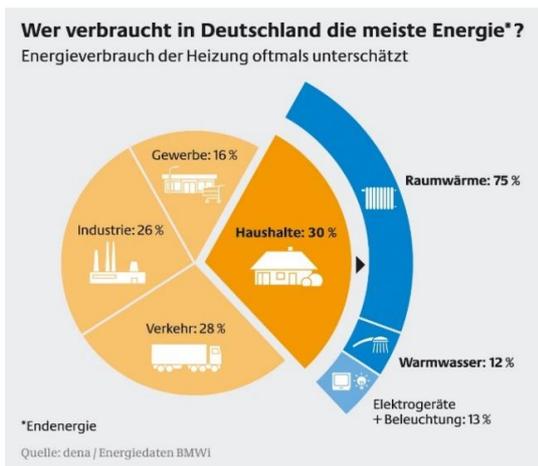


Bild 2 - Endenergieverbrauch der Haushalte. [5]

Eine Wärmepumpe nutzt die Energie aus der Luft oder dem Erdreich zusammen mit elektrischer Energie aus der Photovoltaik-Anlage für Raumwärme und/oder Warmwasseraufbereitung. Dabei zeigt

Bild 1 zwar, dass der Stromverbrauch deutlich ansteigt, jedoch muss beachtet werden, dass sich der Verbrauch von Heizöl oder Gas verringert. Ähnlich verhält es sich mit einem elektrischen Heizstab. Auch hier steigt der Stromverbrauch an, allerdings ist der Eigenverbrauch noch größer als bei der Wärmepumpe. Mini-Blockheizkraftwärme (Mini-BHKW) zur Kraft-Wärme-Kopplung produzieren aus Gas oder Heizöl elektrischen Strom und nutzen die Abwärme zur Warmwasserbereitung und Raumwärme. Es werden zwar hauptsächlich keine regenerativen Energien verwendet, jedoch steigt die Unabhängigkeit vom Stromversorger und anstatt aus fossilen Brennstoffen nur Wärmeenergie zu generieren, wird dies mit der Stromerzeugung gekoppelt. Es gibt jedoch auch die Möglichkeit Biomethan als Energieträger zu verwenden, sodass auch ein nachhaltiger Betrieb des Mini-BHKW möglich ist. In Kombination mit einer Speicherbatterie lässt sich ein Eigenverbrauch bis zu 100% realisieren [2].

3.3 Politische Hemmnisse

Die Politik schafft oft mittels Subventionen nicht nur Anreize, um neue, energieeffizienter Technologien zu fördern, sondern hemmt gleichzeitig durch bestehende Gesetze Investitionen in eine nachhaltige Energieversorgung, welches als Widerspruch gesehen werden kann.

So ist die Bundesregierung der Ansicht, dass ein hoher Strompreis zum Stromsparen anregt. Wie in **Bild 2** zu erkennen, besitzt die elektrische Energie nur einen geringen Anteil am Endenergieverbrauch. Die dominierenden Energieträger Erdgas und Erdöl im Wärmesektor und Benzin, Diesel und Kerosin im Verkehrssektor werden deutlich geringer besteuert als Strom. Eine gleiche Besteuerung aller Energieträger würde den monetäre Anreiz, auf umweltschädliche Technologien zu setzen, minimieren.

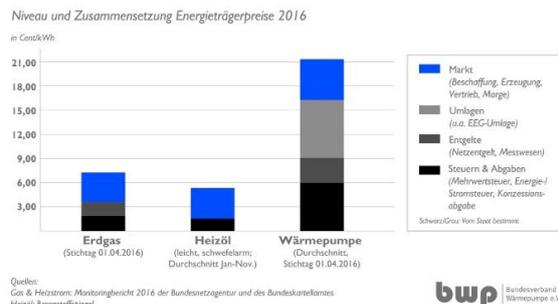


Bild 3 - Niveau und Zusammensetzung Energieträgerpreise 2016. [6]

3.4 Chancen und Risiken

Der Prosumer trägt dazu bei, die Energiewende voranzutreiben. Dennoch hat das Prosuming positive als auch negative Auswirkungen auf ein dezentrales Energieversorgungssystem. Es ergeben sich Vor- und Nachteile für die Volkswirtschaft, den Netzbetreiber, sowie den Prosumer selbst, welche nachfolgend betrachtet werden sollen.

3.4.1 Volkswirtschaft

Zunächst tätigt der Prosumer Investitionen in erneuerbare Energien. In Folge dessen werden neue Arbeitsplätze geschaffen, da neue Geschäftsfelder und -modelle im Dienstleistungssektor und in der Industrie entstehen. Viele erneuerbare Energien werden von der Bundesregierung subventioniert. Dem gegenüber steht jedoch eine größere Konsumnachfrage, sowie eine höhere Einkommenssteuer aufgrund des höheren Beschäftigungsgrades. Somit wird der Bundeshaushalt durch das Prosuming nicht belastet. [2]
Ein weiterer Vorteil ist, dass so immer mehr fossile Kraftwerke verdrängt werden und der CO₂-Ausstoß verringert wird. Außerdem können „Must Runs“ der fossilen Kraftwerke reduziert werden, da dies durch den Prosumer geleistet werden kann. [2]
Eine negative Auswirkung für die Energiewende ist, dass Photovoltaik-Anlagen für den Eigenverbrauch dimensioniert werden und so meist nicht die gesamte, nutzbare Dachfläche verwendet wird. Dadurch wird nicht das komplette Potential für eine Energieversorgung aus erneuerbare Energien ausgenutzt. [2]

3.4.2 Prosumer

Aus Sicht des Prosumers ist die Wirtschaftlichkeit ausgehend, sodass es unrentabel ist die Photovoltaik-Anlage größer auszulegen als für den Eigenverbrauch nötig. Positiv ist allerdings, dass der Prosumer ein stärkeres Bewusstsein für den Energieverbrauch erlangt, was zu einer Verhaltensänderung hinsichtlich Stromverbrauch führen kann. Allerdings kann es auch zu Rebound-Effekten kommen, wenn Elektrogeräte intensiver genutzt werden, da mehr günstiger Strom zur Verfügung steht. Damit steigt der CO₂-Ausstoß ungewollt wieder an. [2]
Des Weiteren investiert ein Prosumer sein eigenes Kapital in die Technologien. Dadurch wird ein Teil des

finanziellen Risikos vom Netzbetreiber auf den Prosumer übertragen. Außerdem besitzt der Prosumer, als Akteur im Energieversorgungssystem, auch eine Verantwortung für die Netzstabilität. Ein Wechselrichter auf dem heutigen Stand der Technik ist in der Lage Blindleistung in das Netz einzuspeisen, um so einen Beitrag zur Netzstabilisierung zu leisten. [2]

3.4.3 Netzbetreiber

Der Prosumer trägt zur Glättung oder Verursachung von Lastspitzen bei. Dabei kommt es darauf an, ob netzdienlich gehandelt wird oder nicht. Dadurch wird der Netzbetreiber bei der Stabilisierung entweder entlastet oder zusätzlich gefordert. [2]

Des Weiteren entlastet der Prosumer die Netze, da Erzeugung und Verbrauch am selben Ort geschehen. Im Zuge dessen sind geringere Netzausbauinvestitionen notwendig.

Dem Netzbetreiber bieten sich neue Geschäftsfelder in den Bereichen Direktvermarktung des Stroms, Netz- und Systemdienstleistungen, lastabhängige Stromtarife, sowie Demand-Side-Management. Hierdurch lassen sich Arbeitsfelder, die durch den Wegfall konventioneller Energietechnikbereiche schrumpfen, ausgleichen. [2]

Eine große Einschränkung ist die strikte Auslegung des Ausbaus erneuerbarer Energien durch die Politik. Diese berücksichtigt die Aspekte Netzdienlichkeit und Wirkung auf Kosten des Versorgungssystems nur gering. [2]

In Folge dessen steht der Netzbetreiber beim Netzausbau, wie zum Beispiel beim Projekt SuedLink, vor großen Herausforderungen.

4 Zusammenfassung/Fazit

Das Prosuming gewinnt in einem dezentralen Energieversorgungssystem immer mehr an Bedeutung. Dies wird daran deutlich, dass nicht nur die für den Anwender nötigen Technologien staatlich subventioniert werden, sondern auch Forschung zur Weiterentwicklung von Prosumer-Technologien in diesem Bereich vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) gefördert werden [7].

Durch die Vielfalt an Technologieoptionen wird der Anwender in die Lage versetzt, für sich die beste Lösung finden, seine Eigenverbrauch zu optimieren oder einen hohen Eigenversorgungsgrad zu erreichen. In Zukunft werden Mieterstrommodelle das Prosuming auch in den städtischen Gebieten vorantreiben, sodass es eine größere volkswirtschaftliche Bedeutung erlangen wird.

Schließlich sollte noch mehr Wert auf eine Sektorkopplung gelegt und fossile Brennstoffe durch nachhaltige Energien ersetzt werden. Hier müsste die Politik weitere Anreize schaffen und in den Erneuerbaren-Energien-Gesetzen die Gesamtheit des Energieversorgungssystems stärker berücksichtigen.

Es ist schwer vorzusehen, ob der Großteil der Menschen tatsächlich ihr Verhalten beim Stromverbrauch ändern werden, um sich an den Verlauf der Lastkurve anzupassen und somit netzdienlich zu agieren. Jedoch ist

es immerhin eine Möglichkeit zur Netzstabilisierung beizutragen.

Auch wenn der Klimaschutz ein untergeordnetes Motiv für das Prosuming ist, lässt sich der CO₂-Ausstoß verringern und die Klimaziele der Bundesregierung weiter vorantreiben.

5 Literatur

- [1] A. Toffler, The Third Wave, New York: Bantam Books, 1990.
- [2] S. Gährs, A. Aretz, M. Flaute, C. A. Oberst, A. Großmann, C. Lutz, D. Bargende, B. Hirschl und R. Madlener, Prosumer-Haushalte: „Handlungsempfehlungen für eine sozial-ökologische und systemdienliche Förderpolitik“, 2016, Available: http://www.prosumer-haushalte.de/data/prohaus/user_upload/Dateien/Prosumer-Haushalte_Handlungsempfehlungen.pdf, [Zugriff am 14.05.2017]
- [3] Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF), Statuskonferenz -Umwelt- und gesellschaftsverträgliche Transformation des Energiesystems, September 2015. Available: http://www.fona.de/mediathek/pdf/Tagungsband_Statuskonferenz_Transformation_des_Energiesystems_2015.pdf, [Zugriff am 14.05.2017].
- [4] J. Sievers, S. Rautschka, M. Gottschalk, PV-Batteriesysteme für den Eigenverbrauch von PV-Strom in Privathaushalten, April 2013. Available: https://eurosolar.de/de/images/stories/pdf/SZA%202013/Sievers_SZA_4_2013.pdf, [Zugriff am 04.06.2017].
- [5] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „Wer verbraucht in Deutschland die meiste Energie? Energieverbrauch der Heizung oftmals unterschätzt“, Juni 2008. Available: <http://www.presseportal.de/pm/43338/1208607>, [Zugriff am 04.06.2017].
- [6] Bundesverband Wärmepumpen e.V., Energiepreise, 2016. Available: <https://www.waermepumpe.de/politik/energiepreise/>, [Zugriff am 05.06.2017].
- [7] Prosumer-Haushalte, Das Projekt – Förderung, 2016. Available: <http://www.prosumer-haushalte.de/das-projekt/foerderung.html>, [Zugriff am 15.06.2017].



Rise of the Prosumer – Der Rollenwandel von Haushalten im Kontext der Energiewende

Timo Sauer, 05.07.2017

Agenda

- Einstieg: Geschichtliche Entwicklung und Elektrifizierung von Haushalten
- Definition: Was ist ein Prosumer?
- Der Prosumer heute
 - Motivation
 - Technologien
 - Politische Hemmnisse
- Vor- und Nachteile
- Zusammenfassung



Agenda

- Einstieg: Geschichtliche Entwicklung und Elektrifizierung von Haushalten
- Definition: Was ist ein Prosumer?
- Der Prosumer heute
 - Motivation
 - Technologien
 - Politische Hemmnisse
- Vor- und Nachteile
- Zusammenfassung

Geschichtliche Entwicklung und Elektrifizierung von Haushalten

Früher



[Quelle: <http://footage.framepool.com/shotimg/619761154-radio-hoeren-stricken-radiogeraet-elektrisches-licht.jpg>]

Elektrische Beleuchtung (1940)



[Quelle: <http://www.berliner-mieterverein.de/magazin/online/mm1114/111425-a-buegeleisen.jpg>]

Elektrische Haushaltsgeräte (1990)

Geschichtliche Entwicklung und Elektrifizierung von Haushalten

Heute



[Quelle:http://www.abload.de/img/1307614785_4636_12mypt.jpg]

Photovoltaik-Anlage (2010)

Zukünftig



[Quelle:<https://elektro-strehle.de/wordpress/wordpress/wp-content/uploads/2014/03/sma-smarhome-integriert1-e1394128254186.jpg>]

Smart Home (2030)



Technische
Universität
Braunschweig

20.06.2017 | Timo Sauer | Rise of the Prosumer | Seite 5



Agenda

- Einstieg: Geschichtliche Entwicklung und Elektrifizierung von Haushalten
- Definition: Was ist ein Prosumer?
- Der Prosumer heute
 - Motivation
 - Technologien
 - Politische Hemmnisse
- Vor- und Nachteile
- Zusammenfassung



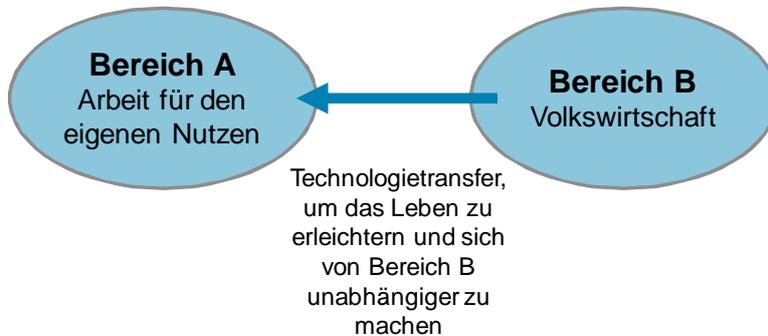
Technische
Universität
Braunschweig

20.06.2017 | Timo Sauer | Rise of the Prosumer | Seite 6



Was ist ein Prosumer?

- Prägung des Begriffs durch Alvin Toffler 1980 in seinem Buch „The Third Wave“
- Seine Theorie:



Alvin Toffler
(* 4.10.1928; † 27.06.2016)

[Quelle: [http://cfile24.uf.tistory.com/ima
ge/262FD44B51F35A8C134E4F](http://cfile24.uf.tistory.com/image/262FD44B51F35A8C134E4F)]

Was ist ein Prosumer?



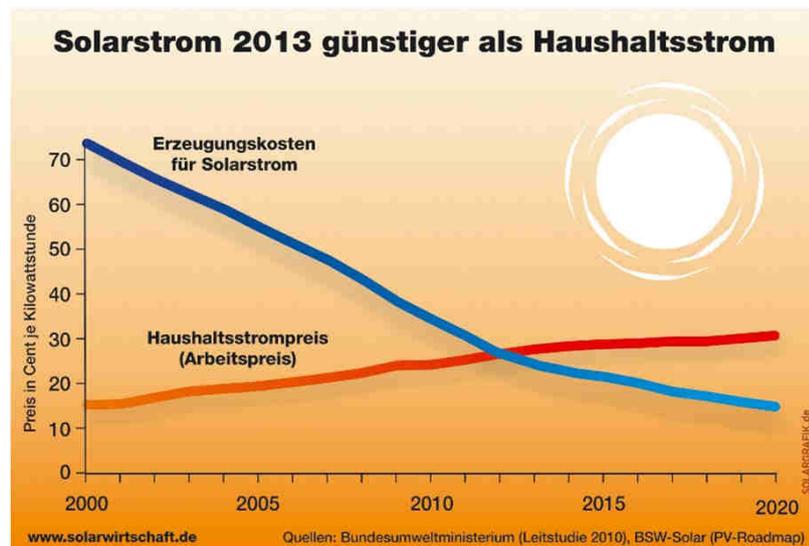
[Quelle: <https://curiositykilledtheconsumer.files.wordpress.com/2012/06/prosumer.jpg>]

Agenda

- Einstieg: Geschichtliche Entwicklung und Elektrifizierung von Haushalten
- Definition: Was ist ein Prosumer?
- Der Prosumer heute
 - Motivation
 - Technologien
 - Politische Hemmnisse
- Vor- und Nachteile
- Zusammenfassung

Motivation eines Prosumers

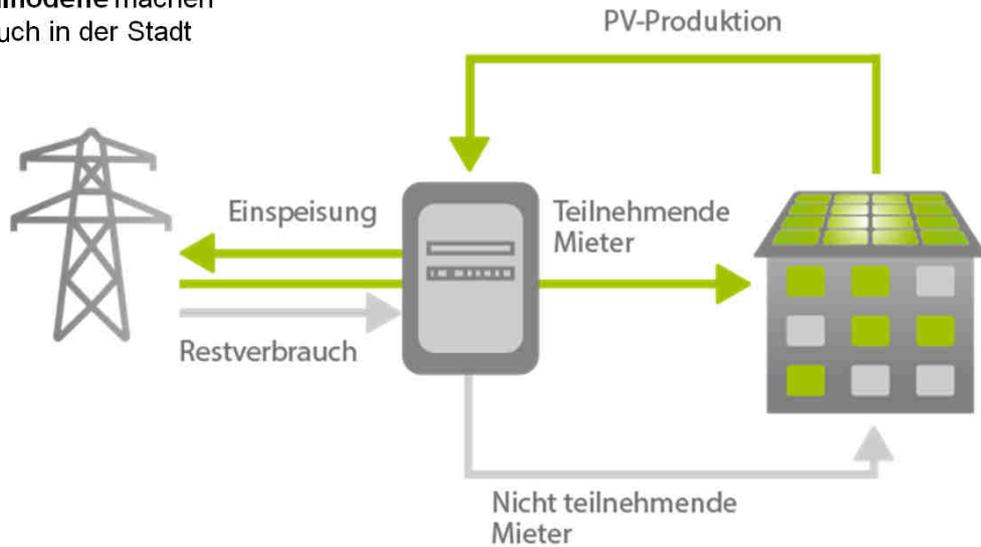
- Preisdifferenz zwischen Einspeisevergütung und Strompreis wird größer
- Wirtschaftlicher Anreiz: Den Strom selbst zu verbrauchen wird attraktiver
- Umfrage bei Prosumern: CO₂-Minderung und Klimaschutz spielt eine untergeordnete Rolle



[Quelle: https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/content_files/BSW_Kostenkurve.jpg]

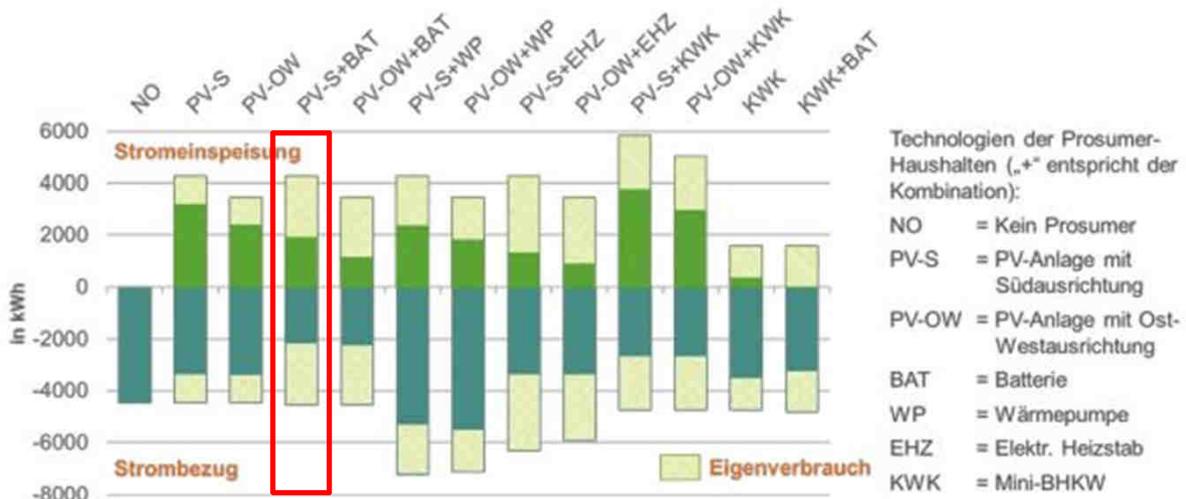
Motivation eines Prosumers

- Prosuming auch in Städten attraktiv?
- **Mieterstrommodelle** machen Prosuming auch in der Stadt attraktiv



[Quelle: <https://www.gruenstromwerk.de/media/slider-einfach-02.png>]

Nutzbare Technologien fürs Prosuming



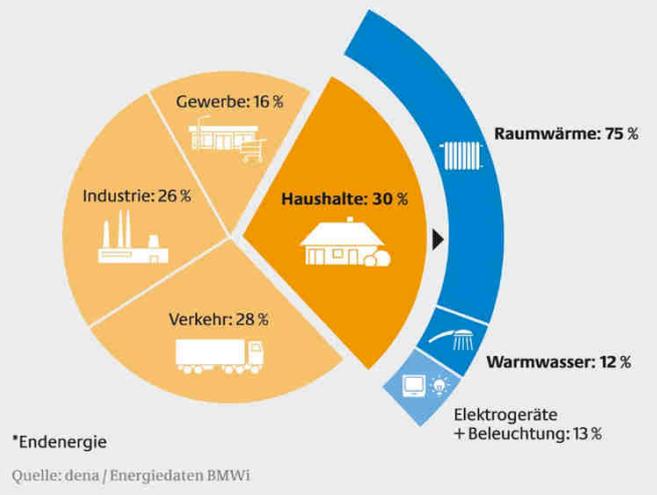
- Wirtschaftlich kann mit PV und Speicherbatterie der höchste Autarkiegrad erreicht werden (aktuell ca. 50%)
- Alle Technologien werden staatlich subventioniert

[Quelle: http://www.fona.de/mediathek/pdf/Tagungsband_Statuskonferenz_Transformation_des_Energiesystems_2015.pdf]

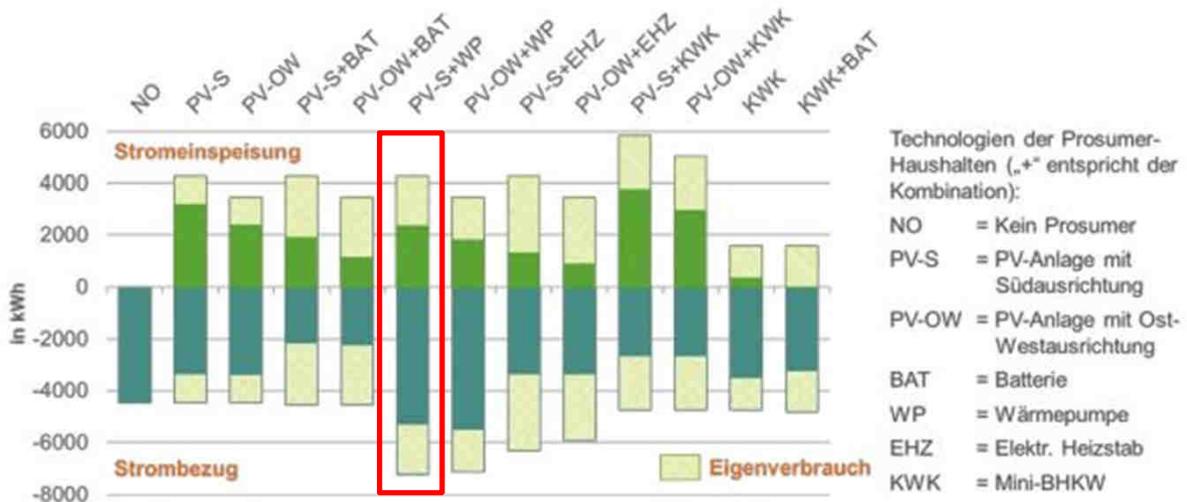
Endenergieverbrauch

- Der Wärmesektor besitzt einen wesentlich größeren Anteil am Endenergieverbrauch als die elektrische Energie
- Alternativen zur Gas- oder Ölheizung nötig

Wer verbraucht in Deutschland die meiste Energie*?
Energieverbrauch der Heizung oftmals unterschätzt



Nutzbare Technologien fürs Prosuming



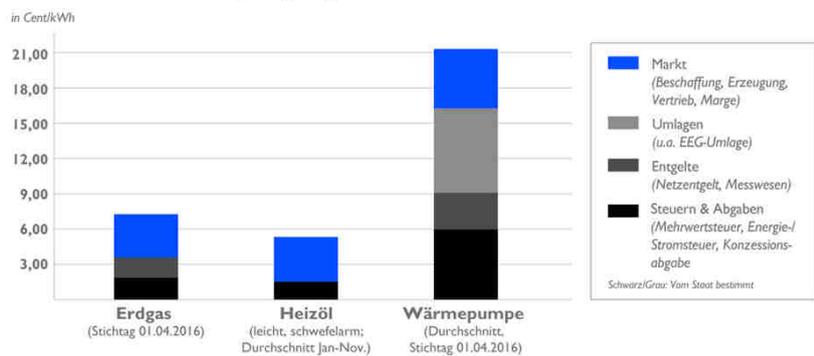
- Mit Mini-BHKW und Speicherbatterie ist der größte Eigenverbrauch von bis zu 100% realisierbar

[Quelle: http://www.fona.de/mediathek/pdf/Tagungsband_Statuskonferenz_Transformation_des_Energiesystems_2015.pdf]

Politische Hemmnisse

- Hoher Strompreis soll zum Sparen anregen
- Ungleiche Besteuerung der Energieträger
- Erdgas und Heizöl werden geringer besteuert

Niveau und Zusammensetzung Energieträgerpreise 2016



[Quelle: https://www.waermepumpe.de/uploads/media/Energiepreise_2016_01.jpg]

Agenda

- Einstieg: Geschichtliche Entwicklung und Elektrifizierung von Haushalten
- Definition: Was ist ein Prosumer?
- Der Prosumer heute
 - Motivation
 - Technologien
 - Politische Hemmnisse
- Vor- und Nachteile
- Zusammenfassung

Prosumer

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none">▪ Bewusstsein für Eigenverbrauch<ul style="list-style-type: none">➢ Effizienterer Stromverbrauch	<ul style="list-style-type: none">▪ Rebound-Effekte durch intensivere Nutzung
<ul style="list-style-type: none">▪ Unabhängigkeit vom<ul style="list-style-type: none">➢ Netz➢ Strompreis	
	<ul style="list-style-type: none">▪ Finanzielles Risiko durch Investition

Netzbetreiber

Vorteile	Nachteile
	<ul style="list-style-type: none">▪ Glättung oder Verursachung von Lastspitzen
<ul style="list-style-type: none">▪ Netzentlastung, da Erzeugung und Verbrauch am selben Ort<ul style="list-style-type: none">➢ Geringere Investitionen in Netzausbau	<ul style="list-style-type: none">▪ Strikte Auslegung des Ausbaus von erneuerbaren Energien durch die Politik<ul style="list-style-type: none">➢ geringe Berücksichtigung von Netzdienlichkeit und Kosten des Versorgungssystems
<ul style="list-style-type: none">▪ Neue Geschäftsfelder<ul style="list-style-type: none">➢ Direktvermarktung➢ Netz- & Systemdienstleistungen➢ lastunabhängige Stromtarife➢ Demand-Side-Management	

Volkswirtschaft

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none">▪ Verdrängung fossiler Kraftwerke▪ Reduzierung von „Must Runs“	<ul style="list-style-type: none">▪ Dimensionierung der PV-Anlagen nach Eigenverbrauch<ul style="list-style-type: none">➢ Verschrenktes EE-Potential
<ul style="list-style-type: none">▪ Investitionen in erneuerbare Energien<ul style="list-style-type: none">➢ Neue Geschäftsfelder➢ Neue Arbeitsplätze	
<ul style="list-style-type: none">▪ Ausgeglichener Bundeshaushalt	

Agenda

- Einstieg: Geschichtliche Entwicklung und Elektrifizierung von Haushalten
- Definition: Was ist ein Prosumer?
- Der Prosumer heute
 - Motivation
 - Technologien
 - Politische Hemmnisse
- Vor- und Nachteile
- Zusammenfassung

Zusammenfassung

[Quelle: <http://www.im-mobilienkredit-plus.de>]



- Viele staatliche Forschungsprojekte im Bereich Prosuming
- Subvention der Technologien für das Prosuming

[Quelle: <https://elektro-strehle.de>]



- Vielfältige technologische Umsetzungsoptionen
- Durch Mieterstrommodelle wird die volkswirtschaftliche Bedeutung steigen



[Quelle: <https://www.gruenstromwerk.de>]

[Quelle: <http://www.vekehrsrundschau.de>]



- Verringerung des CO₂-Ausstoß möglich
- Hilft die Klimaziele zu erreichen



20.06.2017 | Timo Sauer | Rise of the Prosumer | Seite 21



Fragen?



[Quelle: http://www.bb-telemarketing.de/wp-content/uploads/2013/02/Fotolia_42267434_S.jpg]

20.06.2017 | Timo Sauer | Rise of the Prosumer | Seite 22



Geografische Verteilung von umrichterbasierten Erzeugungsanlagen in Deutschland

B.Sc. Malte Stoebel,

Institut für Hochspannungstechnik und elektrische Energieanlagen – **elenia**, Braunschweig, m.stoebel@tu-bs.de

Kurzfassung

Umrichterbasierte Erzeugungsanlagen müssen sich in Zuge der Energiewende zusehends an der Stützung der Verbundnetzgrößen Spannung und Frequenz mittels Regelleistung und Blindleistung beteiligen, da die konventionelle Energieerzeugung stetig sinkt. Es ist daher, mit Berücksichtigung geografischer Unterschiede, eine Menge an Umrichteranlagen zu bestimmen, die sich an der Stützung beteiligen können. Es zeigt sich, dass diese Erzeugungsanlagen, hauptsächlich Photovoltaik und Windenergie, sehr heterogen verteilt sind. Gleichzeitig befinden sich in den zu stützenden Regionen nur kleine Umrichter, sodass langfristig alle Umrichter beteiligt werden müssen und kurzfristig HGÜ-Trassen Abhilfe schaffen können.

Abstract

In the German Energiewende converter-based power plants need to take part in the support of the European electricity grid. They must provide operating reserve and reactive power because conventional energy generation is decreasing. Therefore, volatile converters must be identified, especially regarding the geographical distribution of those. It is shown that mainly photovoltaic and wind-turbine converters are extremely heterogeneously distributed. This means that a long term solution must be the integration of all converters while a short term solution can be HVDC-systems.

1 Einleitung

In der sich verändernden Kraftwerkslandschaft Deutschlands gewinnt die Stützung der Netzstabilität durch umrichterbasierte Erzeugungsanlagen zunehmend an Bedeutung. In dieser Arbeit soll zunächst untersucht werden, in welchen Bereichen Deutschland sich volatile Umrichter befinden und in welchen Regionen eine Beteiligung an der Netzstützung möglich beziehungsweise nötig ist.

2 Theoretische Grundlagen

Im Rahmen der Energiewende in Deutschland steigt die Anzahl sowie Leistung von umrichterbasierten Erzeugungsanlagen stetig. Die leistungselektronische Umformung der elektrischen Energie ist aufgrund technologischer Besonderheiten der Erzeugungsanlagen, wie Gleichstromerzeugung durch Photovoltaikanlagen oder frequenzvariable Wechselstromerzeugung durch Windenergieanlagen, nötig.

Gleichzeitig werden große Leistungen konventioneller Erzeugung stillgelegt und in Perioden hoher Energieerzeugung durch Erneuerbare Energien werden konventionelle Kraftwerke abgeregelt, sodass immer weniger Leistung durch rotierende Massen, im speziellen Synchrongeneratoren, bereitgestellt wird.

Gerade diese Synchrongeneratoren mit ihrer schnell regelbaren Blindleistungsbereitstellung einfach zu variierender Wirkleistung sind derzeit essentiell für die Betriebsstabilität des europäischen Verbundnetzes sowie der Bereitstellung der Systemdienstleistungen.

Da sich umrichterbasierte Erzeugungsanlagen bisher kaum aktiv an der Stützung der Netzgrößen beteiligen, müssen so genannte Must-Run-Units (MRUs) durch Netzbetreiber definiert werden. Dies sind konventionelle Kraftwerke, welche durch ihre Betreiber nicht stillgelegt werden dürfen, da in diesem Fall der sichere Betrieb des Netzes gefährdet wäre. Der subventionierte Betrieb dieser Anlagen hat hohe Kostennachteile für den Endverbraucher [1].

Ziel ist es daher, eine intelligente Stützung der Netzgrößen in die Umrichter erneuerbarer Energieanlagen zu implementieren. Dabei bietet es sich zunächst an, Umrichter mit sowohl hohen Leistungen als auch den netzdienlichsten Standorten an der Regelung zu beteiligen. Zunächst muss jedoch untersucht werden, an welchen Standorten sich volatile Umrichter befinden.



Bild 1 Windzonen in Deutschland [2]

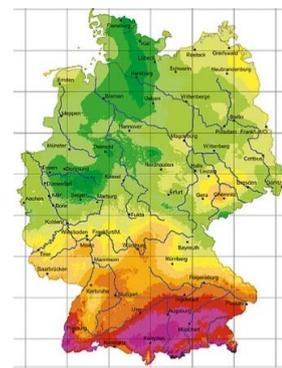


Bild 2 Solare Sonneneinstrahlung in Deutschland [3]

Es ist besonders im Norden Deutschlands eine höhere Dichte von Windenergieanlagen zu erwarten, wie **Bild 1** zeigt. Im Bereich der Küsten sind im Mittel deutlich höhere Windgeschwindigkeiten (dunkle Bereiche) zu erwarten, als im Süden. Je nach Windenergieanlagentyp sind zwischen 100% (Synchrongeneratoren) und 20% (Doppelt gespeiste Asynchronmaschine) der Anlagenleistungen über Umrichter an das Stromnetz gekoppelt.

Dagegen ist die Verteilung von PV-Anlagen nahezu invers zu erwarten. **Bild 2** zeigt, dass besonders im Süden Deutschlands die mittlere solare Sonneneinstrahlung deutlich höher (rote Bereiche) ist, als im Norden. Zusätzlich schwankt die Energieeinstrahlung besonders stark mit dem Sommer-Winter Wechsel. PV-Anlagen benötigen im Vergleich zu Windenergieanlagen deutlich größere Flächen und werden daher als Einzelanlage mit eher geringer Leistung errichtet.

Grundsätzlich ist daher mit einer sehr heterogenen Verteilung umrichterbasierter Erzeugungsanlagen zu rechnen. Außerdem handelt es sich sowohl bei Wind als auch bei Solarer Strahlung um fluktuierende Energiequellen, abhängig von Wetter, Tag-Nacht Wechsel und den Jahreszeiten.

3 Hauptteil / Erkenntnisse

Auf Basis der Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur [4] wurde nun die reale Verteilung von Photovoltaikanlagen und Windenergieanlagen untersucht und visualisiert. In der Kraftwerkliste werden dabei Energieanlagen ab einer Leistung vom 10 MW einzeln aufgeführt, Anlagen mit kleineren Leistungen werden kumuliert pro Bundesland angegeben.

3.1 Vorgehen zur Visualisierung

Die Liste wurde zunächst jeweils nach den Kraftwerkstypen Photovoltaik und Windenergie (onshore) gefiltert und anschließend die relevanten Daten extrahiert. Dies sind Standort (Postleitzahl, Ort) und Leistung. Danach wurden mittels Internetbrowser Google Fusiontables angelegt, die es einem ermöglichen die Standorte automatisch auf einer Landkarte anzuzeigen zu lassen.

Mit dieser Landkarte lässt sich nun wiederum eine sogenannte Heatmap erstellen, bei der sich der Anlagenstandort mit der jeweiligen Anlagenleistung gewichten lässt.

3.2 Auswertung Windenergieanlagen

In der Liste sind 797 Windkraftanlagen über 10 MW mit einer kumulierten Leistung von 15,62 GW aufgeführt, dabei handelt es sich folglich um Windparks. Die geografische Verteilung wird in **Bild 3** visualisiert.

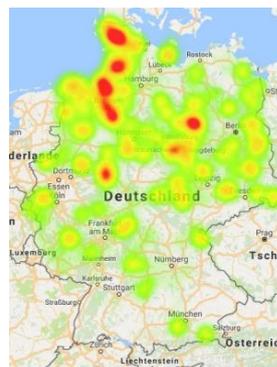


Bild 3 Windenergieanlagen ab 10 MW

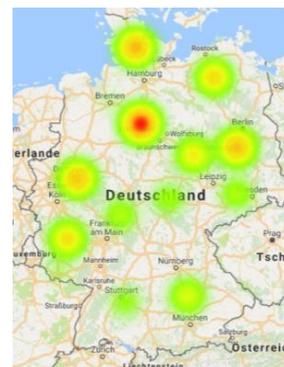


Bild 4 Windenergieanlagen unter 10 MW

Erwartungsgemäß sind die höchsten Leistungsdichten im Küstengebiet der Nordsee während in Ballungsräumen wie dem Ruhrgebiet sowie in den Mittelgebirgen und Alpenvorland kaum Windenergieanlagen zu finden sind.

In **Bild 4** wird diese Beobachtung bestätigt, hier sind die kumulierten Leistungen, insgesamt 25,74 GW, von Anlagen unter 10 MW je Bundesland visualisiert. Es zeigt sich, dass Windenergieanlagen in Deutschland sehr heterogen verteilt sind

3.3 Auswertung Photovoltaikanlagen

Die Auswertung der geografischen Verteilung von Photovoltaikanlagen über 10 MWp in **Bild 5** zeigt, dass entgegen erster Erwartungen besonders in den neuen Bundesländern statt im Süden Deutschlands größere Anlagenleistungen stehen, es werden 143 Anlagen mit einer kumulierten Leistung von 2,19 GWp dargestellt. Grund dafür ist in erster Linie eine im Mittel geringerer Grundstückspreis, große Flächen können somit günstiger erworben und bebaut werden.

In **Bild 6**, in welchem Anlagen unter 10 MWp je Bundesland mit insgesamt 37,14 GWp visualisiert werden, zeigt sich jedoch die erwartete Verteilung mit sehr hohen Dichten im Süden, allein in Baden-Württemberg und Bayern stehen Anlagen mit einer Leistung von 16,14 GWp.

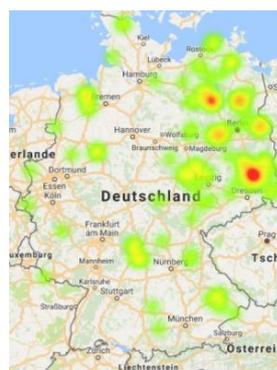


Bild 5 PV-Anlagen ab 10 MW

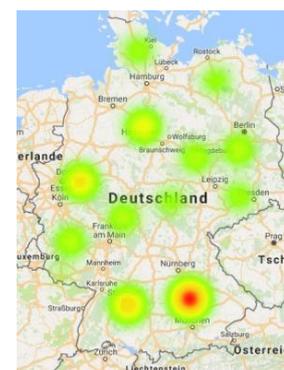


Bild 6 PV Anlagen unter 10 MW

Damit ist auch für Photovoltaikanlagen eine sehr heterogene geografische Verteilung der Anlagen festzustellen.

3.4 Auswirkungen der heterogenen Verteilung

Es findet sich in Deutschland eine Anlagenleistung aus Photovoltaik und Windenergie von insgesamt ca. 80,7 GW. Mit dieser Leistung könnte auf den ersten Blick, bei maximaler Erzeugung, ganz Deutschland versorgt werden. Die heterogene Verteilung und Fluktuation der Anlagenleistungen macht dies aber zurzeit unmöglich, da das Übertragungsnetz vielfach überlastet werden würde. **Bild 7** zeigt die Belastung des Übertragungsnetzes im Starkwind-Starklast-Szenario der Übertragungsnetzbetreiber in einem Bericht an die Bundesnetzagentur. Der durch normalen Handel am Markt zustande kommende Leistungsfluss vom Norden Deutschlands in den Süden überlastet zahlreiche Leitungen (linke Seite von **Bild 7**), selbst nach einem Redispatch durch die ÜNBs werden vier Korridore mit 100% belastet (rechte Seite von **Bild 7**).

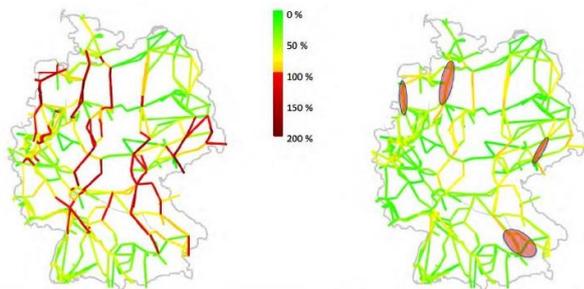


Bild 7 Belastung des deutschen Übertragungsnetzes im Starkwind-Starklast-Szenario der Übertragungsnetzbetreiber, links vor und rechts nach Redispatch [5]

3.5 Benötigte Standorte zur Netzstützung durch Umrichter

Da nun grob zu erkennen ist, in welchen Regionen sich volatile Umrichter befinden, sollen nun Regionen identifiziert werden, in denen die Stützung des Netzes vorrangig benötigt wird.

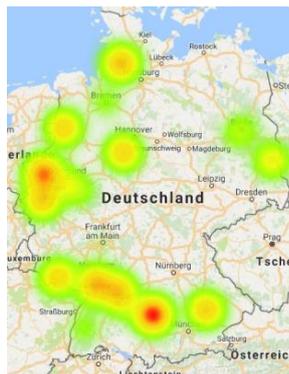


Bild 8 Angezeigte Stilllegungen bis 2019 sowie in Betrieb befindliche Kernkraftwerke



Bild 9 Durch ÜNBs erfolgreich als systemrelevant definierte Kraftwerke

Dazu wurden die bis 2019 angezeigten Kraftwerksstilllegungen [6] sowie die noch am Netz

befindlichen Kernkraftwerke nach bekanntem Schema in **Bild 8** visualisiert.

Hier zeigt sich, dass besonders in Regionen mit geringer Leistungsdichte aus Umrichtern, wie dem Ruhrgebiet, beziehungsweise lediglich Leistungen aus kleinen Umrichtern, wie Baden-Württemberg und Bayern Stilllegungen zu erwarten sind.

Insgesamt handelt es sich dabei um 20,53 GW Kraftwerksleistung.

Weiterhin wurden die derzeit als systemrelevant definierten Kraftwerksstandorte (MRUs), in **Bild 9** visualisiert. Dabei handelt es sich um insgesamt 9,56 GW wovon 4,63 GW bereits an der Stilllegung gehindert wurden. Auffällig ist hier, dass sämtliche Kraftwerksstandorte in Süddeutschland liegen. Folglich wird besonders hier zukünftig die Netzstützung durch Umrichter benötigt. Wie bereits erwähnt sind jedoch gerade hier, wenn auch in großer Anzahl, eher kleine Umrichter zu finden.

3.6 Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) als netzstützende Maßnahmen

Die genannten Probleme, die sich aus der geografischen Verteilung der Anlagen ergeben, lassen sich durch den Bau leistungsstarker HGÜ-Trassen mindern. Bei HGÜ-Konvertern handelt es sich um sehr große Umrichter mit den gleichen möglichen netzstützenden Eigenschaften kleinerer Umrichter. Die im Bundesbedarfsplan 2015 festgelegten HGÜ-Trassen können Leistungen von insgesamt 8 GW übertragen.



Bild 10 Verlauf der HGÜ-Korridore laut Bundesbedarfsplan 2015 [7]

Wie aus **Bild 10** hervorgeht werden in genau den Regionen Konverter zur Energieübertragung und Netzstützung aufgebaut, die hier als vorrangig zur stützende Regionen identifiziert wurden. Diese Maßnahmen alleine werden jedoch nicht die Einbindung von kleineren Umrichtern in die Netzstützung ersetzen können.

4 Zusammenfassung / Fazit

Umrichterbasierte Erzeugungsanlagen zur Netzanbindung erneuerbarer Energien sind stark heterogen verteilt. Windenergieanlagen sowie Photovoltaik sind mit

insgesamt je ca. 40 GW ausgeglichen ausgebaut, jedoch nahezu invers in Deutschland verteilt. Aufgrund der geographischen Lage Deutschlands und die daraus entstehenden Effekte bezüglich Windgeschwindigkeiten und Sonneneinstrahlung ist eine homogenere Verteilung kaum zu erreichen und wahrscheinlich höchst unwirtschaftlich.

Eine schrittweise Einbindung von zunächst wenigen großen Umrichtern und folgend allen kleinen Umrichtern in die Netzstützung durch Einbindung in den Regelleistungsmarkt und intelligentes Blindleistungsmanagement ist damit unausweichlich. Dabei gilt es zunächst in den Regionen mit einer Umsetzung zu beginnen, in denen kostenintensive MRUs definiert wurden, um diese zeitnah ersetzen zu können.

5 Literatur und Quellen

[1]	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Netzentgeltsystematik Elektrizität, Bonn, 2015
[2]	W. Husen Stahlbau GmbH & Co. KG, http://www.husen-stahlbau.de , Online 2017 [Zitat vom: 27.. Juni 2017]

[3]	AC SOLAR GmbH, http://www.ac-solartechnik.de/sonneneinstrahlung-solaranlage.html , Online 2017 [Zitat vom: 27. Juni 2017]
[4]	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Kraftwerksliste Bundesnetzagentur [Excel-Tabellendokument], - , 2017
[5]	50hertz, Amprion, Tennet, TransnetBW, Abschlussbericht - Systemanalysen 2017, - , 2017
[6]	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Kraftwerksliste Bundesnetzagentur zum erwarteten Zu- und Rückbau 2017 bis 2019 [Excel-Tabellendokument], - , 2017
[7]	TransnetBW, https://www.transnetbw.de/de/ultranet , Online 2017 [Zitat vom: 27. Juni 2017]



Bildquelle: https://www.thi.de/fileadmin/_processed_/

Geografische Verteilung von umrichterbasierten Erzeugungsanlagen in Deutschland

30.06.2017 | Malte Stoebel | Seminarvortrag SS2017

Agenda

- Einleitung
- Erzeugungsanlagen mit Umrichtern
- Theoretische Verteilung von Erzeugungsanlagen
- Reale Verteilung von Erzeugungsanlagen
- Wo wird die Netzstützung durch Umrichter benötigt?
- Zusammenfassung

Agenda

- Einleitung
- Erzeugungsanlagen mit Umrichtern
- Theoretische Verteilung von Erzeugungsanlagen
- Reale Verteilung von Erzeugungsanlagen
- Wo wird die Netzstützung durch Umrichter benötigt?
- Zusammenfassung

Einleitung

- Die **Energiewende** bringt viele neue Kraftwerke mit **fluktuierender Leistung** in alle Ebenen des Verbundnetzes ein.
- Die elektrische Energieerzeugung ist dabei **frequenzvariabel** (DC, \neq 50 Hz) und muss über **Umrichter** eingespeist werden.
- Gleichzeitig sind immer weniger **konventionelle** Kraftwerke mit gut regelbaren **Synchrongeneratoren** am Netz.
- Die **Systemdienstleistungen** müssen von den Umrichtern der erneuerbaren Energiequellen erbracht werden.

Nur wo ist das möglich beziehungsweise nötig?

Agenda

- Einleitung
- Erzeugungsanlagen mit Umrichtern
- Theoretische Verteilung von Erzeugungsanlagen
- Reale Verteilung von Erzeugungsanlagen
- Wo wird die Netzstützung durch Umrichter benötigt?
- Zusammenfassung

Erzeugungsanlagen mit Umrichtern

Photovoltaik (PV)

- DC → AC
- Ca. 1000 Volllaststunden im Jahr

Windenergieanlagen (WEA)

- AC (frequenzvariabel) → AC
- Doppelt gespeiste Asynchronmaschine: nur 1/3 der Anlagenleistung über Umrichter
- Synchrongenerator: volle Leistung über Umrichter
- Ca. 2000 Volllaststunden im Jahr

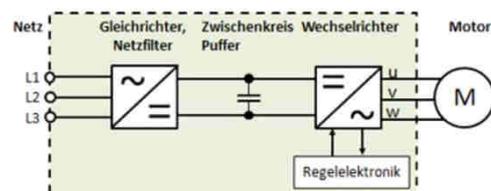


Quelle: www.sma.de/industrial-systems/power-plants.html

Auch relevant:

Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung

Netzanbindung erneuerbarer Energien!



Quelle: <https://www.precifast.de/frequenzumrichter-funktion/>

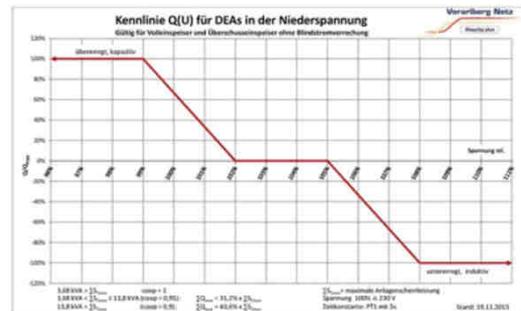
Was können Umrichter?

Spannungshaltung durch Blindleistungsbereitstellung

Je nach Vorgabe des VNB müssen Umrichter z.B. Kennlinien abfahren oder einen bestimmten $\cos \varphi$ einhalten.

Auch ein Phasenschieberbetrieb ist möglich.

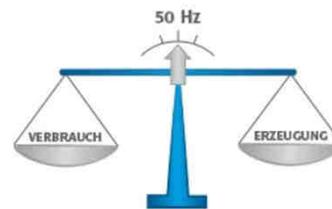
Blindleistungsmanagement ist jedoch lokal begrenzt.



Quelle: www.vorarlbergnetz.at/inhalt/at/1220.htm

Regelleistung bereitstellen (Frequenzstützung)

Theoretisch können Umrichter positive und negative Regelleistung liefern, praktisch findet dies bisher kaum Anwendung



Quelle: https://www.wemag.com/geschaeftskunden/eeg_direktvermarktung/

Agenda

- Einleitung
- Erzeugungsanlagen mit Umrichtern
- Theoretische Verteilung von Erzeugungsanlagen
- Reale Verteilung von Erzeugungsanlagen
- Wo wird die Netzstützung durch Umrichter benötigt?
- Zusammenfassung

Theoretische Verteilung: Windzonen

Windzonen in Deutschland (in Anlehnung an Din 1055-4)

Windzone	Grundgeschwindigkeit h=10m
1	22,5 m/s
2	25,0 m/s
3	27,5 m/s
4	30,0 m/s

WEA-Leistung mit der 3. Potenz abhängig von der Windgeschwindigkeit:

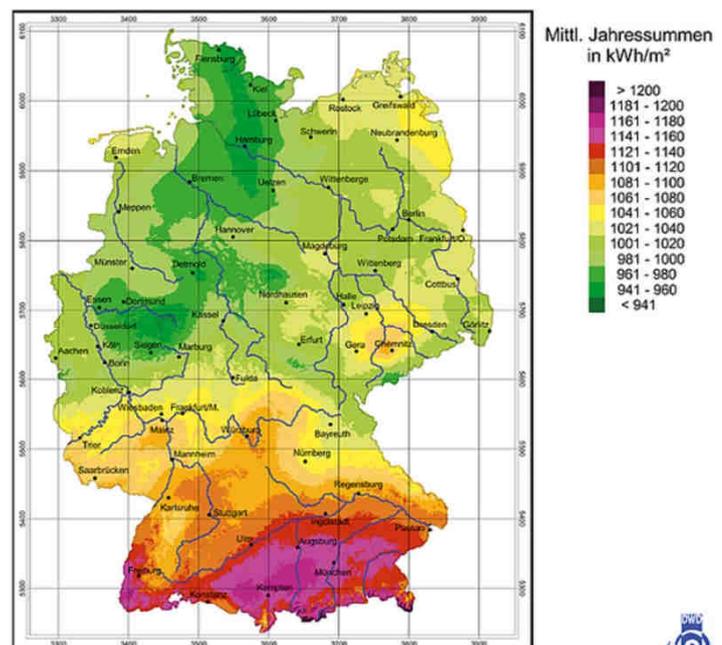
$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3$$



Quelle: www.husen-stahlbau.de/leistungen/windzonenkarte/

Theoretische Verteilung: Solare Energieeinstrahlung

- Mittlere Sonneneinstrahlung in Deutschland ca. 1000 kWh/m²
- Starkes **Süd-Nord Gefälle**
- Starker Sommer-Winter Wechsel



Quelle: www.ac-solartechnik.de/sonneneinstrahlung-solaranlage.html Deutscher Wetterdienst

Agenda

- Einleitung
- Erzeugungsanlagen mit Umrichtern
- Theoretische Verteilung von Erzeugungsanlagen
- Reale Verteilung von Erzeugungsanlagen
- Wo wird die Netzstützung durch Umrichter benötigt?
- Zusammenfassung

Auszuwertende Datengrundlage

- **Kraftwerkliste Bundesnetzagentur** (bundesweit; alle Netz- und Umspannebenen) Stand 31.03.2017
- Die Liste enthält **alle** Erzeugungsanlagen **ab 10MW** Leistung sowie die kumulierte Leistung kleinerer Anlagen geordnet nach Bundesland
- Filtern nach
 - PV
 - Wind onshore
- Einpflegen der Kraftwerksdaten in **Google Fusiontables**
 - Automatisches Eintragen der Datenpunkte in eine Landkarte
 - Erzeugung einer **Heatmap** aus den nach Anlagenleistung gewichteten Datenpunkten



Quelle: support.google.com/fusiontables/

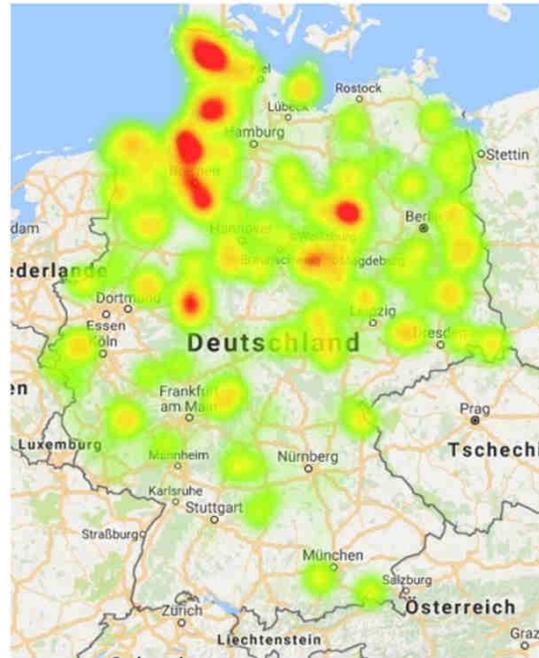
Auswertung: Windanlagen ab 10 MW

Anlagen ab 10MW → **Windparks**

Kumulierte Leistung: **15,62 GW**

Anzahl Datenpunkte: **797**

Windpark	MW
17291 Weselitz	328,0
14776 Raum Brandenburg	171,0
23769 Fehmarn	119,6
39365 Druxberge	116,7
25821 Reußenköge	99,9



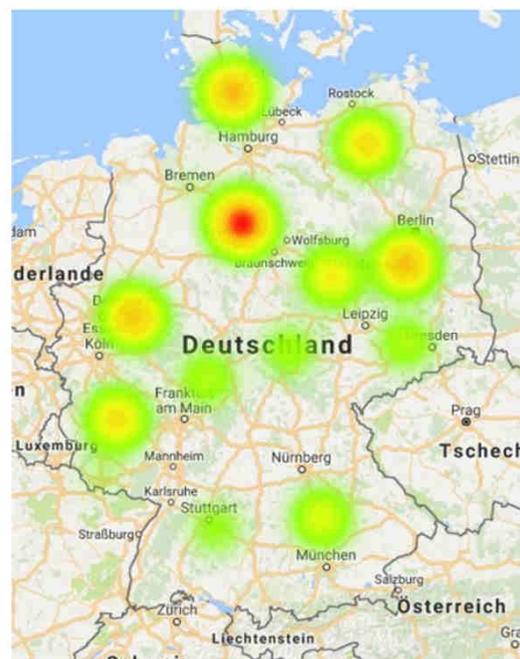
Auswertung: Windanlagen unter 10 MW

Anlagen unter 10MW → **kumulierte** Leistung
pro Bundesland

Kumulierte Leistung: **25,74 GW**

Anzahl Datenpunkte: **16**

Land	MW
Bayern	1.342,2
Brandenburg	3.277,3
Mecklenburg-Vorpommern	2.284,1
Niedersachsen	5.187,7
Nordrhein-Westfalen	3.063,6
Schleswig-Holstein	3.459,3



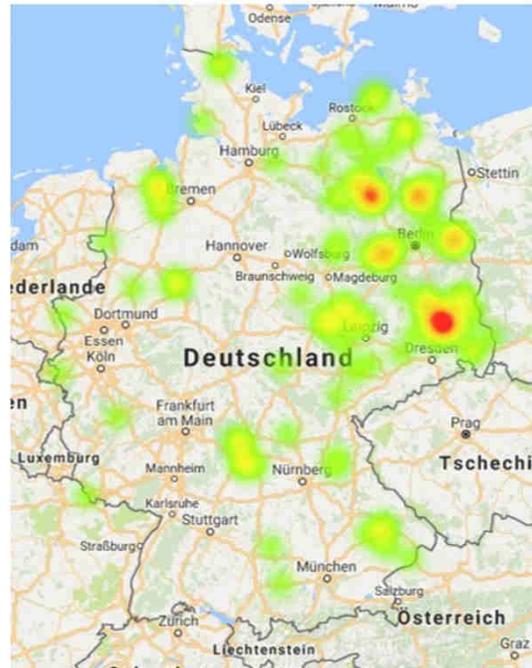
Auswertung: PV-Anlagen über 10 MW

Anlagen über 10MW

Kumulierte Leistung: **2,19 GW**

Anzahl Datenpunkte: **143**

PV-Anlage	MW
17268 Templin	$\Sigma = 128,42$
94342 Straßkirchen	54,3
14797 Kloster Lehnin OT Reckahn	36,0
3185 Turnow-Preilack	34,8
18356 Barth	31,6



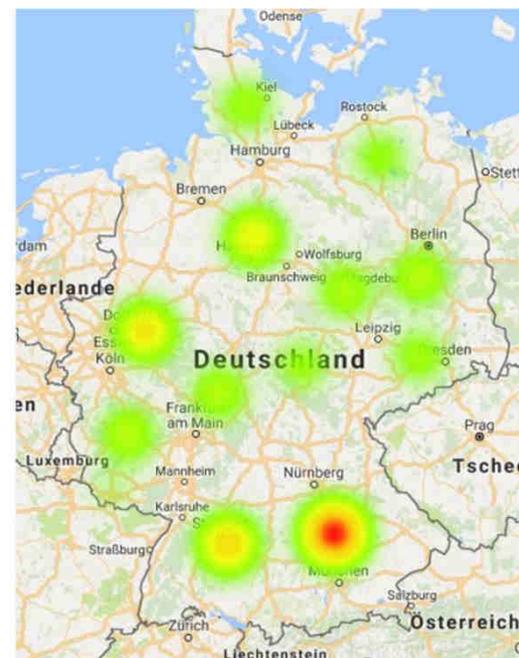
Auswertung: PV-Anlagen unter 10 MW

Anlagen unter 10MW → **kumulierte** Leistung
pro Bundesland

Kumulierte Leistung: **37,14 GW**

Anzahl Datenpunkte: **16**

Land	MW
Baden-Württemberg	5.117,0
Bayern	11.028,2
Niedersachsen	3.496,5
Nordrhein-Westfalen	4.339,1
Schleswig-Holstein	1.417,8



Überblick der Auswertungen

Photovoltaik: insgesamt 39,33 GWp

Hohe Dichte im Süden, jedoch eher kleine Anlagen mit begrenztem Potenzial zur Netzstützung

Windenergie: insgesamt 40,36 GW

Hohe Dichte im Norden mit großen Umrichtern

Vergleich:

Spitzenlast in Deutschland liegt bei **82 GW**

Gleichzeitigkeitsfaktoren

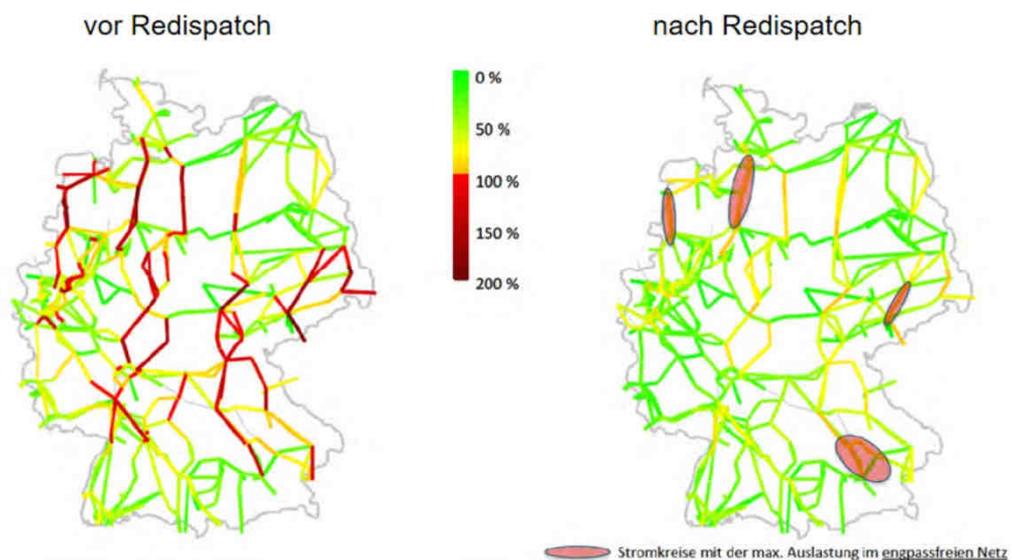
sind zu berücksichtigen (auch innerhalb PV / Wind), „**Dunkelflaute**“

Rekordeinspeisung im 30. April 2017:

85% des Stromverbrauchs aus Erneuerbaren Energiequellen

Folgen der heterogenen Verteilung

Szenario der ÜNBs: Starklast & Starkwind



Quelle: Abschlussbericht – Systemanalysen 2017 (Bericht der ÜNB an die BNA)

Agenda

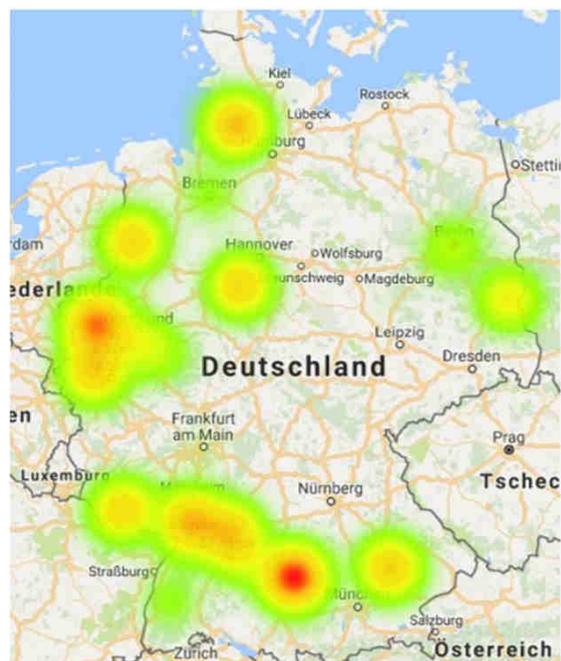
- Einleitung
- Erzeugungsanlagen mit Umrichtern
- Theoretische Verteilung von Erzeugungsanlagen
- Reale Verteilung von Erzeugungsanlagen
- Wo wird die Netzstützung durch Umrichter benötigt?
- Zusammenfassung



Wo wird die Netzstützung durch Umrichter benötigt?

- Stilllegungen von Kraftwerken bis 2019, plus alle am Netz befindlichen Kernkraftwerke:

45 Standorte
20,53 GW



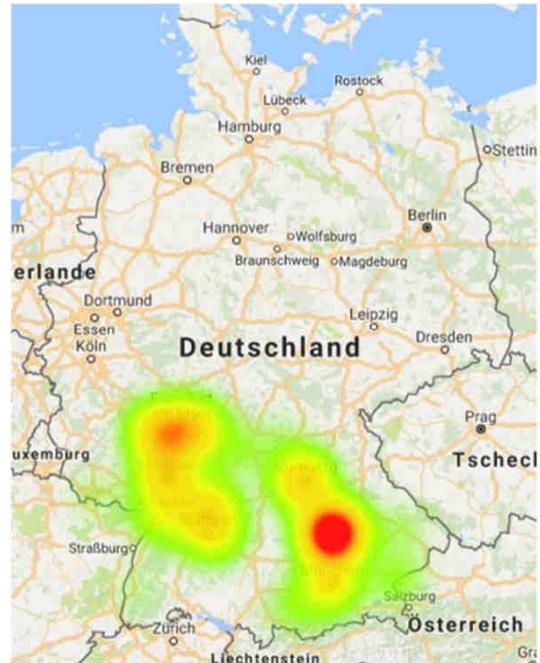
Wo wird die Netzstützung durch Umrichter benötigt?

- Derzeit durch die BNA als systemrelevant genehmigte Kraftwerke:

54 Standorte
9,56 GW

- Davon an Stilllegung gehindert:

16 Standorte
4,63 GW



Technische
Universität
Braunschweig

30.06.2017 | Malte Stoebel | Umrichterbasierte Erzeugungsanlagen in Deutschland | Seite 21



Netzstützung durch HGÜ-Umrichter

- **Korridor A**
Emden – Osterath – Philippsburg
2GW
- **Korridor C**
Wilster – Grossgartach
4GW
- **Korridor D**
Bad Lauchstedt – Meitingen
2GW
- **Verschiebung großer Umrichterleistungen durch HGÜ**



Quelle: <https://www.transnetbw.de/de/ultranet>



Technische
Universität
Braunschweig

30.06.2017 | Malte Stoebel | Umrichterbasierte Erzeugungsanlagen in Deutschland | Seite 22



Agenda

- Einleitung
- Erzeugungsanlagen mit Umrichtern
- Theoretische Verteilung von Erzeugungsanlagen
- Reale Verteilung von Erzeugungsanlagen
- Wo wird die Netzstützung durch Umrichter benötigt?
- Zusammenfassung

Zusammenfassung

- Umrichterbasierte Erzeugungsanlagen sind **sehr heterogen verteilt**, die Folgen sind:
 - Nicht immer wird genug Leistung aus ihnen bereitgestellt
 - Nicht immer kann die erzeugte Leistung dort hin transportiert werden, wo sie benötigt wird
 - Gerade dort, wo das Netz am meisten gestützt werden muss, fehlt Umrichterleistung
 - Umrichter müssen sich zukünftig an der Spannungshaltung und am Regelleistungsmarkt beteiligen
 - Große Umrichter vorrangig einzubinden ist lukrativer, langfristig auch kleinere einzubinden bleibt unumgänglich

Regelung von konventionellen Kraftwerken

Control of conventional power plants

B.Sc. Thibaut Djieya

Institut für Hochspannungstechnik und elektrische Energieanlagen – **elenia**, Braunschweig, a.djieya-kammeni@tu-bs.de

Kurzfassung

Elektrische Energie lässt sich bisher nicht in großem Maß speichern und muss deshalb bedarfsorientiert erzeugt werden. Zur Gewährleistung der Stabilität des Stromnetzes müssen Verbrauch- und Erzeugungsleistung stets im Gleichgewicht sein. Diese Aufgabe wird hauptsächlich durch die Kraftwerke übernommen. Konventionelle Kraftwerke besitzen verschiedene Regelkreise und –Strukturen. Neben der Wirkleistungsregelung wird in dieser Arbeit auch die Blindleistungsregelung beschrieben. Außerdem wird auch auf das stationäre und dynamische Verhalten von Synchrongenerator - als bevorzugt eingesetzte Maschine in konventionellen Kraftwerken - eingegangen.

Abstract

Electrical energy cannot be stored to a large extent so far and must therefore be generated in a demand-oriented manner. In order to ensure the stability of the electricity grid, consumption and generation performance must always be in balance. This task is mainly carried out by the power stations. Conventional power plants have different control circuits and structures. In addition to the active power regulation, the reactive power control is also described in this work. Furthermore, the steady-state and dynamic behavior of synchronous generator – as preferably used machine in conventional power stations - is also discussed.

1 Einleitung

Die heutige und zukünftige elektrische Energieversorgung ist eine der größten Aufgaben von Forschung und Politik. Eine technisch gute elektrische Energieversorgung lässt sich durch die Zuverlässigkeit des Netzbetriebs und die Qualität der Netzspannung charakterisieren. Darunter versteht man die Einhaltung aller Spannungsmerkmale, wie Frequenz, Amplitude, Form und Symmetrie[2]. Diese sind Bestandteil der sogenannten *Systemdienstleistungen*, welche für die Funktionstüchtigkeit des Energienetzes gewährleistet werden müssen. Relevant für diese Arbeit sind die Frequenz- und die Spannungshaltung. Die Regelung des Energieversorgungsnetzes erfolgt hauptsächlich durch die konventionellen Kraftwerke. Diese wandeln die Antriebsenergie der Turbinen mittels Generatoren in elektrische Energie um. Dabei werden Synchronmaschinen - aufgrund ihrer Regelbarkeit und der Fähigkeit Blindleistung zu liefern sowie aufzunehmen – bevorzugt eingesetzt [1]. Zum Verständnis der netzseitigen Regelstrukturen konventioneller Kraftwerke wird daher noch kurz auf das Betriebsverhalten von Synchrongeneratoren eingegangen.

2 Theoretische Grundlagen

In diesem Kapitel werden die Grundlagen kurz erläutert, die für das spätere Verständnis der Arbeit relevant sind.

2.1 Synchrongenerator

2.1.1 Aufbau und Prinzip

Synchrongeneratoren bestehen aus einem festen (Stator) und einem sich drehenden Teil (Rotor). Je nach Ausführung des Rotors wird zwischen Vollpol- und Schenkelpolmaschine unterschieden. Turbogeneratoren (Vollpolgenerator) erzeugen über 90 % der benötigten elektrischen Energie. [3]

Der Rotor trägt eine Gleichstrom-Erregerwicklung, die über Schleifenringe oder zusätzlich rotierende Transformatoren und Gleichrichter gespeist wird und für das notwendige Magnetfeld sorgt. Im Stator befinden sich die um 120° versetzten Dreiphasenwicklungen.

Die Gleichstrom-Erregung des Rotors erzeugt längs des Rotorumfangs eine zeitlich konstante Normalkomponente der magnetischen Flussdichte B . Wird nun der Rotor durch ein an seiner Welle angreifendes mechanisches Drehmoment in Rotationbewegung mit der Drehzahl n versetzt, dann wird aus dem konstanten Gleichfeld ein magnetisches Drehfeld, welches nach dem Induktionsgesetz ein Dreiphasensystem von Spannungen in den Statorwicklungen induziert. [1]

2.1.2 Synchrongenerator bei Belastung

Wird der Synchrongenerator belastet, dann fließen Ströme in den Statorwicklungen. Diese erzeugen wiederum ein magnetisches Drehfeld, von dem ein Anteil (Hauptfluss) sich dem mit gleicher Geschwindigkeit umlaufenden magnetischen Drehfeld des Rotors überlagert. Dieses Phänomen wird als *Ankerrückwirkung* bezeichnet. Die

Ankerrückwirkung führt bei induktiver Belastung zu einem starken Einbruch und bei kapazitiver Belastung zu einem starken Anstieg der Klemmenspannung des Synchrongenerators. [1]

Unter Vernachlässigung des Widerstands der Statorwicklungen lassen sich Synchronmaschinen allgemein für Netzberechnungen durch eine wirksame Spannung und eine wirksame Reaktanz entsprechend **Bild 1** nachbilden.

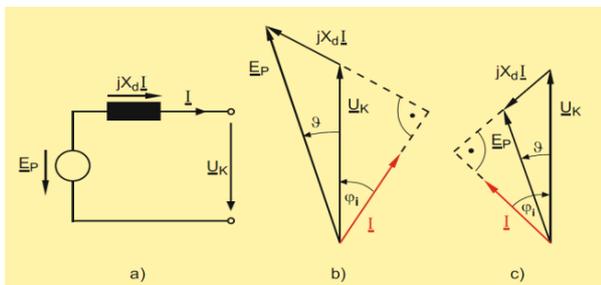


Bild 1 a) Vereinfachtes Ersatzschaltbild eines Vollpolgenerators, b) zugehöriges Zeigerdiagramm für ohmsch-induktive Belastung, c) zugehöriges Zeigerdiagramm für ohmsch-kapazitive Belastung [3]

Zwischen Klemmenspannung U_k und Polradspannung E_p besteht demnach folgende Beziehung:

$$E_p = U_k + jIX_d \quad (1)$$

Die Polradspannung hängt vom Erregergleichstrom und der synchronen Drehzahl ab. X_d entspricht der synchronen Reaktanz und setzt sich aus der Statorhaupt- und Streureaktanz zusammen. Eine weitere Größe ist der Polradwinkel ϑ , der dem Winkel zwischen den komplexen Zeigern von E_p und U_k entspricht. Im Bild 1 sind auch die Zeigerdiagramme des Synchrongenerators jeweils für eine ohmsch-induktive Belastung ($|E_p| > |U_k|$) und für eine ohmsch-kapazitive Belastung ($|E_p| < |U_k|$) zu sehen. [3]

2.1.3 Leistungsgleichungen

Im stationären Betrieb liefert der Synchrongenerator an den Klemmen die Wirkleistung

$$P = 3 \cdot U_k \cdot I \cdot \cos\varphi \quad (2)$$

und die Blindleistung

$$Q = 3 \cdot U_k \cdot I \cdot \sin\varphi \quad (3)$$

an das angeschlossene Netz ab. Aus der Geometrie des Zeigerdiagramms im Bild 1 lassen sich die Terme $I \cdot \cos\varphi$ und $I \cdot \sin\varphi$ durch die inneren Größen E_p , ϑ , und X_d ersetzen. Daraus folgt für die Wirk- und Blindleistung:

$$P = 3 \cdot \frac{E_p \cdot U_k}{X_d} \sin\vartheta \quad (4)$$

bzw.

$$Q = 3 \cdot \frac{E_p \cdot U_k}{X_d} \cos\vartheta - \frac{U_k^2}{X_d} \quad (5)$$

Demzufolge ist die abgegebene Wirkleistung abhängig vom Winkel ϑ . [1]

2.2 Regelung

2.2.1 Allgemeines

Konventionelle Kraftwerke werden grundsätzlich auf drei zeitliche Ebenen geregelt:

- Primärregelung im Sekundenbereich (Nutzung des Energieinhalts rotierender Massen)
- Sekundärregelung im Minuten- bis Halbstundenbereich (aktive thermische Regelung der Kraftwerke)
- Tertiärregelung im Stundenbereich (Schalten von Kraftwerke) [4]

Dabei sind die Regelgrößen zunächst die einheitliche Netzfrequenz sowie die Spannungen der einzelnen Netzknoten. Hierzu fungiert als Störgröße die von den Verbrauchern initiierte, über den Tagesverlauf veränderliche Netzlast. Speist beispielweise ein im Alleinbetrieb arbeitender Synchrongenerator ein Verbrauchernetz, dann sinkt die Drehzahl der ihn antreibenden Turbine und damit auch die Frequenz der erzeugten Spannung ab. Desgleichen führt die oben schon erwähnte Ankerrückwirkung bei Blindleistungsabgabe zu einer Änderung der Klemmenspannung. Mittels Regeleinrichtungen können die Drehzahl des Generatorsatzes (Turbine + Synchronmaschine) sowie die Klemmenspannung unabhängig von der Belastung konstant gehalten werden. Während die Regelung der Drehzahl und damit auch der Netzfrequenz im Alleinbetrieb grundsätzlich über die Primärenergiezufuhr erfolgt, lässt sich die Klemmenspannung über die Gleichstromerregung des Rotors regeln. Dies ist im **Bild 2** dargestellt. [3]

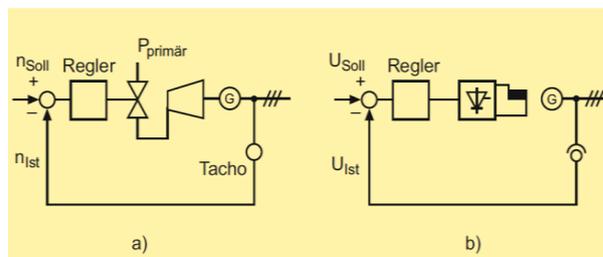


Bild 2 Regelung der Drehzahl- bzw. Frequenz und der Spannung eines Generatorsatzes. a) Frequenzregelung, b) Spannungsregelung [3]

Die Netzfrequenz wird - wie im Bild 2a zu sehen ist - über einen Drehzahlregler, welcher die Antriebsmittelzufuhr der Turbine steuert, konstant gehalten. In ähnlicher Weise wird die Spannung über einen Spannungsregler durch Steuerung des Erregerstromes und damit auch der Polradspannung konstant gehalten (Bild 2b).

Im **Bild 3** sind die Kennlinien verschiedener Drehzahlregelungen dargestellt.

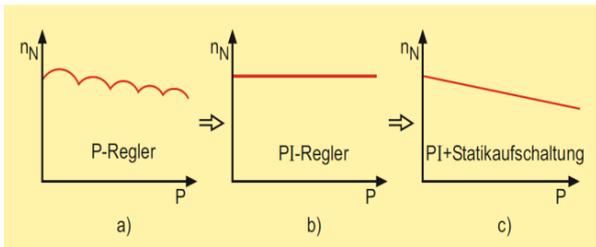


Bild 3 Kennlinien verschiedener Drehzahlregelungen

Die Ausgangsgröße ist bei dem Proportionalregler (Bild 3a) zu jedem Zeitpunkt proportional zur Eingangsgröße. Da die Verstärkung stabilitätsbedingt nicht beliebig hoch gewählt werden kann, verbleibt im Beharrungszustand immer eine Regelabweichung. Diese lässt sich durch Ergänzen des P-Reglers um einen I-Anteil (PI-Regler) ausregeln. Im Bild 3c wird dem PI-Regler ein Proportionalverhalten vorgeschrieben, welches beispielweise für einen stabilen Parallelbetrieb mehrerer Kraftwerke notwendig ist. Näheres dazu siehe unterer Abschnitt. [3]

2.2.2 Parallelbetrieb von Kraftwerken

Bei den oberen Betrachtungen wurde salopp davon ausgegangen, dass ein Verbrauchernetz jeweils nur durch ein Kraftwerk bzw. einen Generator gespeist wird. Diese Netzkonfiguration tritt von Ausnahmen abgesehen in der Praxis selten auf. Arbeiten jedoch zwei oder mehrere Generatoren an einer Last, dann stellt sich das zusätzliche Problem der automatischen Last- und Regelaufwandverteilung auf die Generatoren. Nicht alle Kraftwerke (so genannte Regelkraftwerke) sind gleichermaßen an der Primärregelung beteiligt. [2] Unterscheidungsmerkmal hierfür ist die sogenannte *Statik* σ (engl.: *Droop*), welche zusammen mit dem *Leistungszahl* K ein Maß zur Kennzeichnung des Proportionalverhaltens eines Kraftwerks ist. Sie lassen sich aus der absoluten bzw. relativen Drehzahl-/Wirkleistungskennlinie herleiten (siehe **Bild 4**). [3]

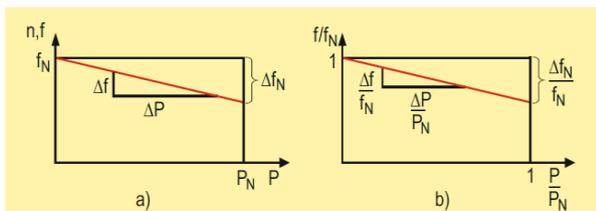


Bild 4 a) Absolute und b) relative Drehzahl-/Wirkleistungskennlinie [3]

Für die roten Geraden ergeben sich die Gleichungen

$$f(P) = \frac{\Delta f_N}{P_N} \cdot P + f_N \quad \text{bzw.} \quad \frac{f(P/P_N)}{f_N} = -\frac{\Delta f_N/f_N}{1} \cdot \frac{P}{P_N} + 1. \quad (6)$$

Aus ihren Steigungen folgt

$$K = \frac{\Delta P}{\Delta f} = \frac{P_N}{\Delta f_N} \quad \text{und} \quad S = \frac{\Delta f_N}{f_N} \cdot 100\%. \quad (7)$$

K entspricht der Leistungszahl und S der Statik. [3]

Ohne Statik (astatische Regelung) ist ein stabiler Parallelbetrieb mehrerer Generatorgruppen nicht möglich, da sich ein gemeinsamer Gleichgewichtspunkt nicht finden lässt. [1]

Es wird zwischen Regelkraftwerken mit einer kleinen Statik (z.B. $\sigma = 5\%$) und welchen, die mit großer Statik oder konstanter Leistung gefahren werden, unterschieden. Eine kleinere Statik hat eine stärkere Reaktion des Kraftwerks auf eine Drehzahlabweichung zur Folge; d.h. es wird stärker an der Frequenzhaltung beteiligt. Zum Erreichen einer gleichmäßigen Lastverteilung auf die Kraftwerke, darf jedoch deren Statik nicht beliebig klein sein. [2]

3 Regelung beim Betrieb am Netz

Das „starre“ Netz verhält sich vom einzelnen Generator aus gesehen wie eine konstante Spannungsquelle mit sehr geringen Innenwiderstand (Parallelschaltung aller anderer Generatoren). In erster Näherung werden daher die Frequenz und die Klemmenspannung beim Betrieb eines Synchrongenerators vom Netz diktiert. In diesem Fall führt eine Änderung der Antriebsmittelzufuhr der Turbine durch *Drehzahlsollwertsteuerung* nicht zu einer entsprechenden Änderung der Drehzahl, sondern zu einer Änderung des Polradwinkels und somit gemäß Gleichung (4) zu einer Änderung der Wirkleistungsabgabe.

Ebenso hat eine Änderung des Erregerstromes (durch *Spannungssollwertverstellung*) keine wesentliche Änderung der Klemmenspannung zur Folge, sondern nur eine Änderung der abgegebenen Blindleistung. Beim Betrieb eines Synchrongenerators am Netz gehen demnach Drehzahl- und Spannungsregelung in eine Wirk- bzw. Blindleistungsbilanz über. Mit anderen Worten verändern die Drehzahlsollwertverstellungen den Wirkleistungsfluss, während die Spannungssollwertverstellungen den Blindleistungsfluss verändern. Aufgrund dieser Entkopplung können Spannungsregelung und Frequenzregelung getrennt voneinander betrachtet werden. [3]

3.1 Frequenzregelung

3.1.1 Prinzip der Lastverteilung

Wie in Abschnitt 2.2.2 schon erwähnt, wird die Last beim Parallelbetrieb mehrerer Kraftwerke entsprechend deren Statik auf die Kraftwerke verteilt. Dies wird jetzt am Beispiel von zwei parallel laufenden Generatorgruppen erläutert. Beide Generatorgruppen besitzen eine Drehzahlregelung mit Integralverhalten und mögen zunächst keine Statik aufweisen (siehe **Bild 5**). Da in diesem Fall einer bestimmten Drehzahl nicht eindeutig eine zugehörige Wirkleistung zugeordnet werden kann, wäre eine Aufteilung der Wirkleistung unbestimmt. Demzufolge würde beim Parallelbetrieb beider Generatoren meist einer überlastet, der andere entlastet werden.

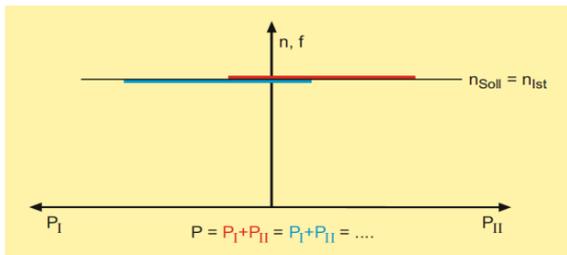


Bild 5 Parallellauf zweier Generatoren mit astatischer Kennlinie

Werden die Regelungen beider Generatoren entsprechend einer definierten Lastaufteilung um ein Proportionalverhalten (Statikaufschaltung) ergänzt, so erhält man die Kennlinien im **Bild 6**.

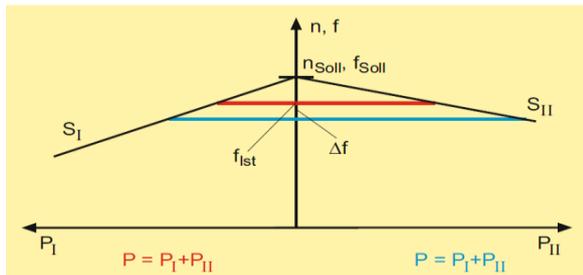


Bild 6 Parallellauf zweier Generatoren mit statischer Kennlinie

Beide Generatoren besitzen jeweils die Statik S_I bzw. S_{II} . Eine Änderung der Wirkleistungsbelastung ΔP führt zu einer Senkung der Frequenz um Δf . Die zusätzliche Last wird dann von den beiden Generatoren gemäß ihrer Statik (im Bild 6 durch P_I bzw. P_{II} gekennzeichnet) aufgenommen. Die Drehzahl Sollwertverstellung äußert sich hier in einer Parallelverschiebung der Kennlinien bis die vor der Laständerung vorhandene Frequenz eingestellt wird. Im **Bild 7** wird der Lastzuwachs beispielweise allein vom Generator II übernommen; Generator I fährt in diesem Fall auf seiner Kennlinie zum alten Arbeitspunkt zurück. [3]

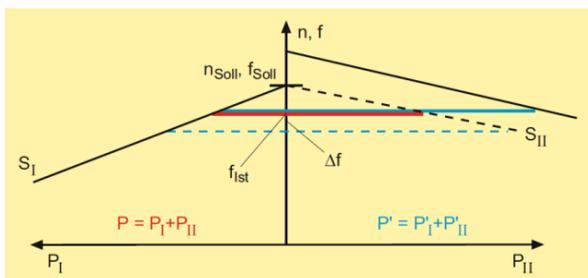


Bild 7 Wiederherstellung der ursprünglichen Frequenz nach Änderung der Last durch Sollwertverstellung am Drehzahlregler [3]

3.1.2 Konkretes Beispiel: Dampfkraftwerk

Wie im Kap. 2.2.1 schon erwähnt, basiert die Regelung der Drehzahl und somit der Wirkleistung auf der Änderung der Fluidströme bzw. der

Arbeitsantriebsmittelzufuhr. Bei Dampfkraftwerken lässt sich die Wirkleistungsabgabe über den Dampfmassenstrom (Mengenregelung) oder über das Enthalpiegefälle (Druckabsenkung durch Drosselung an Stellventilen) regeln. Demzufolge unterscheidet man im Wesentlichen zwischen Gleitdruck- und Festdruckbetrieb sowie der Kombination aus beiden, dem modifizierten Gleitdruckbetrieb. Die Wahl des Betriebes hängt von den regelungstechnischen und wirtschaftlichen Anforderungen ab. [3]

Gleitdruckbetrieb

Im *Gleitdruckbetrieb* ist das Einlassventil ungeregt und bei jeder Belastung voll geöffnet. Es herrscht eine Proportionalität zwischen Fluidstrom dm_D/dt und Frischdampfdruck. Die Turbinenleistung wird allein durch Anpassung der Fluidströme geregelt (siehe **Bild 8**). Vorteilhaft ist der hohe Wirkungsgrad dank der geringen Drosselverluste. Allerdings besitzt der Fluidstrom und somit die Leistung eine sehr große Zeitkonstante, was eine Beteiligung an der Primärregelung ausschließt. [2]

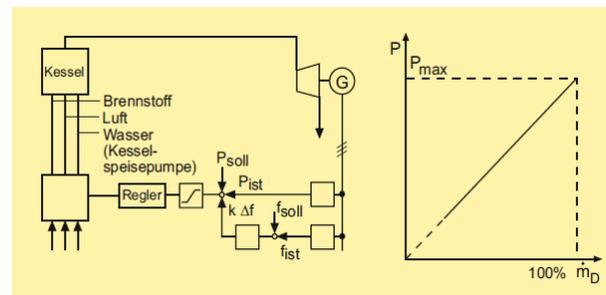


Bild 8 Gleitdruckbetrieb [3]

Festdruckbetrieb

Wie der Name schon vermuten lässt, wird der Druck des Frischdampfs im *Festdruckbetrieb* unabhängig von der erzeugten Leistung konstant gehalten. Die Turbinenleistung wird durch sequentielles Öffnen oder Schließen mehrerer paralleler Stellventile der Turbine geregelt. Durch die sequentielle Beaufschlagung der Stellventile, entstehen Drosselverluste lediglich bei dem gerade öffnenden Ventil. Ein vereinfachter Signalflussplan des Festdruckbetriebs ist im **Bild 9** dargestellt.

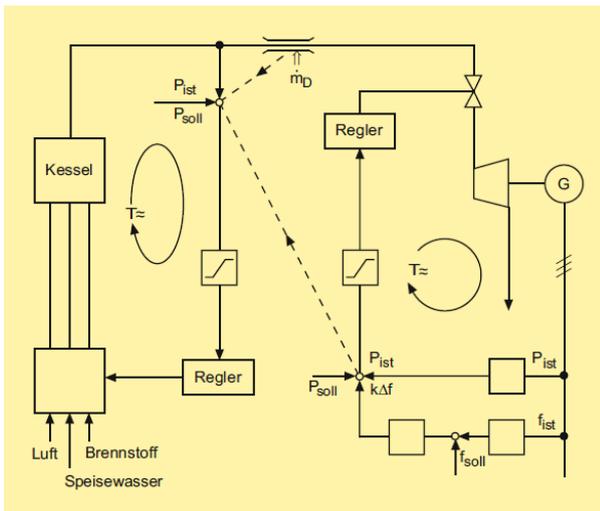


Bild 9 Vereinfachter Signalflussplan des Festdruckbetriebs [3]

Der Druckregelung kann wahlweise die elektrische Leistung oder der ihr proportionale Dampfmassenstrom ALS Störgröße (im Bild 9 durch gestrichelte Linien gekennzeichnet) aufgeschaltet um die Anpassung der Feuerungsleistung zu beschleunigen. Dies ist insbesondere im Schwachlast-betrieb der Fall, weil dort die Druckänderungen sehr gering sind. [3]

Vorteilhaft bei der Festdruckregelung ist die rasche Anpassung der Leistung dank der guten Ausnutzung des Speichervermögens des Dampferzeugers. Die Turbine wird allerdings wegen der größeren Temperaturgradienten und des höheren Wärmeverbrauchs thermisch stark beansprucht. Zudem ist der Wirkungsgrad geringer. [2]

Modifizierter Gleitdruckbetrieb

Der modifizierte Gleitdruckbetrieb verbindet den Vorzug der schnellen Regelung des Festdruckbetriebs mit den Vorteilen des Gleitdruckbetriebs. Der Dampfdruck wird zwar geregelt, aber nicht auf einen konstanten Wert gehalten. Stattdessen wird er gemäß einer mit der Leistung nachgebenden Gleitdruckkennlinie eingestellt. [2]. Beispielweise werden die Turbinenventile auf 90 % der maximalen Leistung geöffnet so, dass sich eine Öffnungsreserve von 10 % ergibt. Im stationären Betrieb verhält sich das Kraftwerk - bis auf die Drosselverluste der teilweise geöffneten Ventile - wie im reinen Gleitdruckbetrieb. Ein Lastsprung kann dann wie im Festdruckbetrieb durch Öffnen der restlichen 10 % und Ausnutzung der Dampfspeicherung schnell gefolgt werden. Die Stellventile werden anschließend während der Erhöhung der Brennstoffzufuhr auf ihre alte Stellung zurückgefahren. [3]

3.1.3 Primär-, Sekundär-, und Tertiärregelung

Primärregelung

Die Aufgabe der Primärregelung besteht in der Vermeidung größerer Frequenzänderungen aufgrund von Laständerungen oder einem Ausfall von Kraftwerksblöcken. Daher muss die Primärregelleistung in kurzer Zeit bereitgestellt werden können. Dies geschieht in thermischen Kraftwerken durch Öffnen der

Stellventile der Turbine und Ausspeicherung der Dampfeenergie (Festdruckbetrieb). Die hierfür verantwortlichen Regler befinden sich immer bei der Maschine und werden daher auch *Maschinenregler* bzw. *Primärregler* genannt. Wie bereits erwähnt, weist die Primärregelung - zur gezielten Aufteilung der Regelleitung auf die einzelnen Kraftwerke - eine Statik, d.h. ein Proportionalverhalten. Dementsprechend führt jede Leistungsänderung zu einer bleibenden Frequenzänderung Δf im Netz, die im Rahmen der Sekundärregelung ausgeregelt wird. [5]

Sekundärregelung

Die Sekundärregelung ist im Gegensatz zur Primärregelung eine zentrale Regelung. An diese werden die Kraftwerke angeschlossen, welche nach Abschluss der Primärregelung zusätzliche Leistung zur Ausregelung der bleibenden Frequenzabweichung erbringen sollen. Hierfür kommen vorzugsweise Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke in Frage. Über einen übergeordneten Frequenzregler wird der Ist-Wert der Netzfrequenz mit einem 50-Hz-Normal ständig verglichen. Die Frequenzdifferenz Δf wird dann in eine entsprechenden Drehzahlsollwertverstellung für ein oder mehrere Regelkraftwerke umgesetzt. Dies äußert sich in einer vertikalen Parallelverschiebung der f/P -Kennlinie dieser Maschinen, solange bis die Frequenzabweichung verschwindet (siehe Bild7). [5]

Tertiärregelung

Die Tertiärregelung dient in erster Linie der Kostenoptimierung. Mit Hilfe von wirtschaftlichen Optimierungsrechnungen wird die Regelleitung auf die einzelnen Regelkraftwerke derart verteilt, dass die Kosten für Erzeugung und Verteilung minimal werden (*economic dispatch*). [3]

Zeitliche Einordnung

Unmittelbar nach einem Lastzuwachs ΔP erhöhen sich die Wirkleistungsabgaben der Generatoren anteilig um diesen Betrag. Da die Öffnungsglieder der Turbinen vergleichsweise große Zeitkonstanten besitzen, findet die Erhöhung der Antriebsleistung verzögert statt. Deshalb wird der erhöhte Wirkleistungsbedarf zu Beginn durch die kinetische Energie der drehenden Massen gedeckt (Momentanreserve). Dies hat eine Drehzahl- bzw. Frequenzabsenkung im gesamten Netz zur Folge. Im Rahmen der Primäre wird dieser zunehmenden Frequenzabsenkung durch Erhöhung der Fluidströme entgegengewirkt bis sich ein Gleichgewicht einstellt. Abhängig von der Turbinenart weist dieser Vorgang Zeitkonstanten zwischen 1 und 20 Sekunden. Die bleibende Frequenzdifferenz wird anschließend durch die Sekundärregelung mit Zeitkonstanten im Minutenbereich ausgeregelt. Dabei werden diese Regeldifferenzen im Rahmen der Tertiärregelung kostenoptimal auf die einzelnen Kraftwerke aufgeteilt. [3]

3.2 Spannungsregelung

Im Gegensatz zur Frequenz, die im Verbundnetz sehr stabil ist, kann die Spannung lokal, d.h. von einem Knotenpunkt zum nächsten, riesige Unterschiede aufweisen. Diese hängen von den Eigenschaften des

Netzes ab und werden primär von der Größe der Blindleistungsflüsse bestimmt. Mit den Maßnahmen der Spannungsregelung wird die Spannung in allen Netzknotenpunkten in einem Bandbereich von im allgemeinen $\pm 5 - 10\%$ um die gewünschte Sollspannung gehalten. Wie bereits erwähnt erfolgt die Spannungsregelung bei Synchrongeneratoren über die Steuerung der Erregereinrichtungen. Diese sind mit einem Spannungsregler versehen, welcher die Erregerspannung U_f und somit die Polradspannung an die Lastverhältnisse anpasst. Erregungssysteme lassen sich auf vielfältige Weise realisieren. [2]

3.2.1 Erregersystem mit Gleichstromgenerator

Bei dieser Konfiguration wird der Rotor über eine selbsterregte Gleichstromerregemaschine erregt, die mit der Generatorwelle des Synchrongenerators gekoppelt ist. Die Amplitude des Erregerstroms I_E lässt sich über die Amplitude der Erregerspannung U_E der Gleichstromerregemaschine bestimmen. Zudem wird sie über einen mit der Feldwicklung in Reihe geschalteten veränderlichen Widerstand gesteuert (siehe **Bild 10a**). Bei Vernachlässigung von Sättigungseffekten ist der Strom I_E proportional zur Spannung der Rotorwicklung U_f und wird über Kollektor und Schleifenringen auf das Feld des Synchrongenerators übertragen. [2] [3]

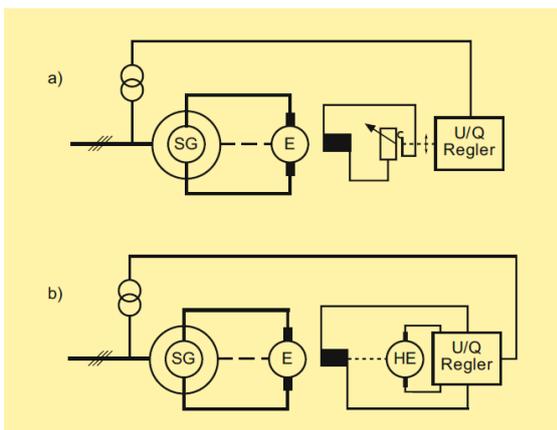


Bild 10 Gleichstromerregung. a) Erregemaschine E mit Spannungsregelung durch Feldabschwächung, b) Haupterregemaschine E mit Hilfserregemaschine HE [3]

Bei diesem Verfahren folgt die Klemmenspannung der Gleichstrommaschine einer Änderung des Widerstands mit großen Konstanten. Daher wird es nur für die Spannungsregelung im stationären Betrieb eingesetzt. Kürzere Ausregelzeiten lassen sich erreichen, indem die Erregerwicklung einer Haupterregemaschine mit einer kleinen Hilfserregemaschine gespeist wird (siehe **Bild 10b**). Durch die feste Spannung der Hilfsmaschine kann die Erregung der Hauptmaschine schneller geändert werden. Beide Maschinen werden direkt von der Turbine des Synchronerators angetrieben bzw. bei großen Leistungen auch über Getriebe gekoppelt. [3]

3.2.2 Erregersystem mit Wechselstromgenerator

An Stelle des Gleichstromgenerators kann eine Drehstromerregemaschine verwendet werden, dessen Drehstrom über einen ortsfesten Gleichrichter der Feldwicklung des Synchrongenerators zugeführt wird (siehe **Bild 11a**).

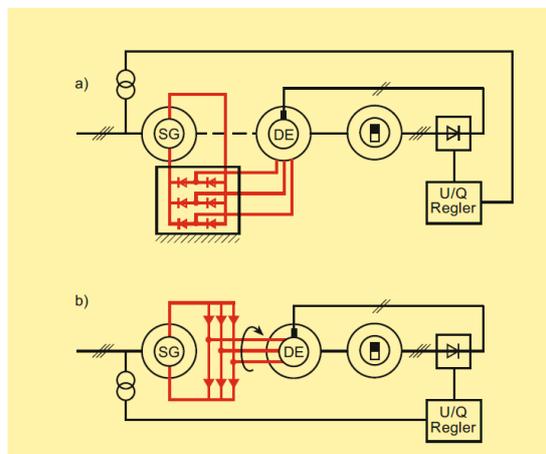


Bild 11 Drehstromerregemaschinen DE. a) Ortsfeste Dioden mit Schleifenringen, b) rotierende Dioden [3]

Die Drehstromhaupterregemaschine wird über eine Drehstromhilfserregemaschine mit Permanentmagnetläufer erregt. Beide sind an der Generatorwelle angekoppelt. Zur Spannungsregelung steuert der Regler den Erregerstromkreis der Drehstromerregemaschine.

Um den Wartungsaufwand zu verringern wurde die *bürstenlose Erregung* entwickelt, bei der die Schleifenringen entfallen. In diesem Fall ist der Gleichrichter direkt mit der Drehstromwicklung der Haupterregemaschine verbunden und rotiert bei Drehungen mit. [3]

3.2.3 Statische Erregung

Die entsprechende Anordnung der Erregereinrichtung zeigt **Bild 12**. Sie besteht nur aus ruhenden, stationären Komponenten. Die Erregung des Synchrongenerators lässt sich über steuerbare Leistungshalbleiter (Thyristoren) kontrollieren. Der Erregerstrom wird durch Schleifenringen auf den Rotor übertragen.

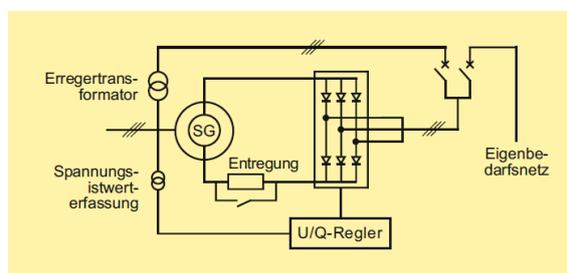


Bild 12 Statische Erregereinrichtung [3]

Die Einrichtung wird entweder über das Eigenbedarfsnetz oder über einen so genannten *Erregertransformator* von den Generatorklemmen selbst versorgt. Im letzteren Fall

tritt bei Netzstörungen eine Unterbrechung ihrer Spannungsversorgung bis der Fehler beseitigt ist. Statische Erregereinrichtungen weisen keine Zeitkonstanten auf und ermöglichen daher eine schnellere Regelung.

4 Zusammenfassung

Frequenz- und Spannungshaltung bilden zusammen mit dem Versorgungswiederaufbau und der Betriebsführung die so genannten *Systemdienstleistungen*, welche für die Funktionstüchtigkeit des Energieversorgungsnetzes gewährleistet werden müssen. Beide werden heutzutage zum größten Teil durch die konventionellen Kraftwerke erbracht. Dabei spielen Synchrongeneratoren - aufgrund deren Regelbarkeit und der Fähigkeit Blindleistung bereitzustellen - eine enorme Rolle. Die regelungstechnische Aufgabe besteht hier in der konstanten Haltung der Drehzahl der Generatorengruppen und der Knoten- bzw. Klemmenspannungen auf bestimmten Werten. Dies geschieht im Alleinbetrieb meistens durch PI-Regler, welche für einen stabilen parallelen Betrieb mehrerer Kraftwerke um eine Statik erweitert werden. Beim Betrieb am Netz gehen Drehzahl- und Spannungsregelung in eine Wirkleistungs- bzw. Blindleistungsregelung über. Während die Regelung der Drehzahl und somit der Frequenz über die Brennstoffzufuhr erfolgt, lassen sich die Knotenspannungen über die Erregereinrichtung regeln. Je nachdem, ob die Regelung allein über die Änderung der Fluidströme oder über Dampfausspeicherung erfolgt, wird bei der Drehzahlregelung zwischen dem Gleitdruck-, dem Festdruck- und dem modifiziertem Gleitdruckbetrieb unterschieden. Die Erregereinrichtungen lassen sich ihrerseits auf verschiedener Weise realisieren. Stand der Technik kennzeichnen jedoch die statischen Erregereinrichtungen. Für die Bewältigung eines Wirkleistungssprungs werden die Kraftwerke auf drei zeitliche Ebenen geregelt, Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung. Letztere hat lediglich kostenoptimale Gründe.

5 Literatur

- [1] V. Crastan, Elektrische Energieversorgung 1, Evilard: Springer Vieweg, 2015.
- [2] V. Crastan, D. Westermann, Elektrische Energieversorgung 3, Evilard/Weimar: Springer, 2011.
- [3] A. J. Schwab, Elektroenergiesystem, Karlsruhe: Springer, 2011
- [4] J. Nitsch, J. Luther, Energieversorgung der Zukunft, Stuttgart/Oldenburg: Springer: 1989
- [5] D. Oeding, B. R. Oswald, Elektrische Kraftwerke und Netze, 8. Auflage, Hannover, Springer Vieweg 2016



Regelung von konventionellen Kraftwerken

Thibaut Djieya, 05.07.2017

Agenda

- Einleitung
- Grundlagen
 - Synchrongenerator
 - Regelung
- Regelung beim Betrieb am Netz
 - Frequenzregelung
 - Spannungsregelung
- Zusammenfassung

Agenda

- Einleitung
- Grundlagen
 - Synchrongenerator
 - Regelung
- Regelung beim Betrieb am Netz
 - Frequenzregelung
 - Spannungsregelung
- Zusammenfassung

Einleitung

- Energieversorgung ist eine der größten Aufgabe von Forschung und Politik
- Zuverlässigkeit des Netzbetriebs und Qualität der Netzspannung sind Kriterien zur Charakterisierung einer elektrischen Energieversorgung
- Systemdienstleistungen
- Konventionelle Kraftwerke regeln das Energieversorgungsnetz
- Synchrongenerator werden bevorzugt eingesetzt



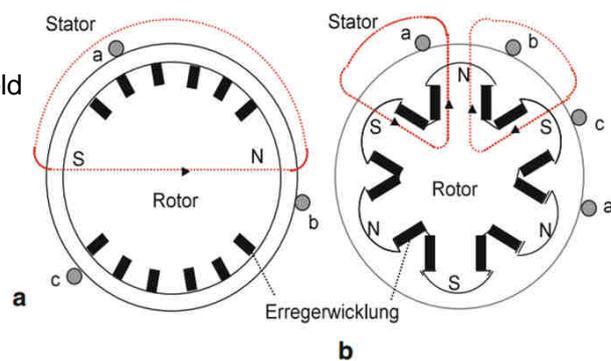
Quelle: energy.siemens.com

Agenda

- Einleitung
- Grundlagen
 - Synchrongenerator
 - Regelung
- Regelung beim Betrieb am Netz
 - Frequenzregelung
 - Spannungsregelung
- Zusammenfassung

Synchrongenerator

- Rotor trägt eine Gleichstrom-Erregung
- Gleichstrom-Erregung erzeugt ein magnetisches Gleichfeld längs des Rotorumfangs
- Rotor wird durch Drehmoment in Rotationsbewegung gebracht
- Aus dem Gleichfeld wird ein magn. Drehfeld
- Dreiphasensystem von Spannungen wird in den Statorwicklungen induziert



Quelle: V. Crastan, Elektrische Energieversorgung 1, 2015

Synchrongenerator bei Belastung

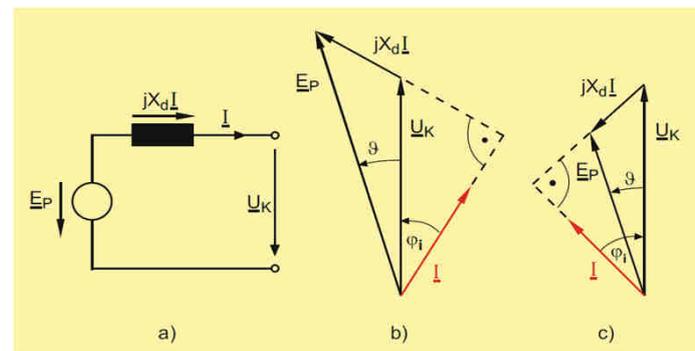
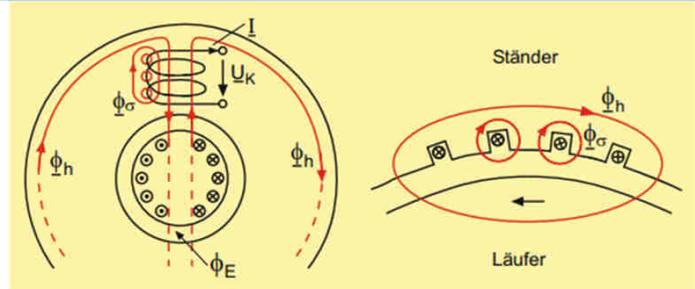
- Magn. Feld des Rotors wird dadurch geschwächt -> Ankerrückwirkung
- Induktive Belastung -> starker Einbruch der Spannung
- Kapazitive Belastung -> starker Spannungsanstieg
- Widerstand der Statorwicklungen wird vernachlässigt

E_p : Polradspannung

X_d : Synchronreaktanzenz

U_k : Klemmenspannung

ϑ : Polradwinkel



Quelle: A. J. Schwab, Elektroenergiesysteme, 2011

Synchrongenerator bei Belastung

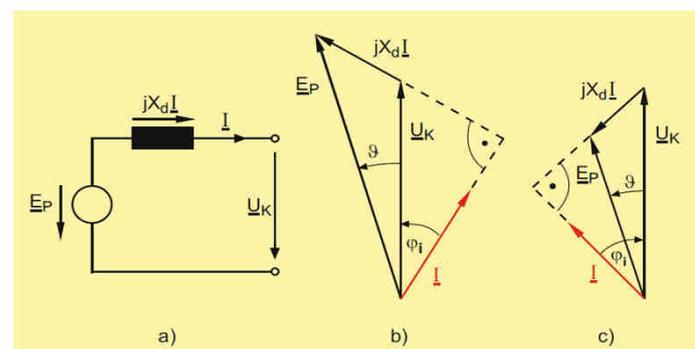
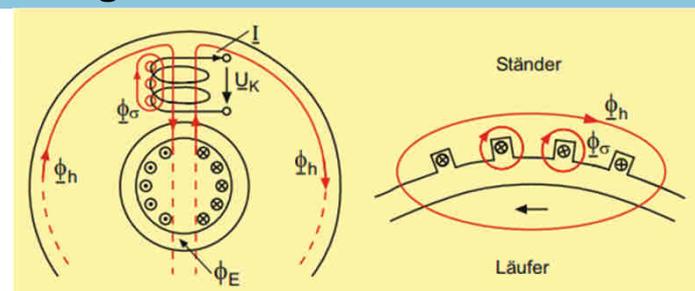
- Leistungsgleichungen im stationären Betrieb

$$P = 3 \cdot U_k \cdot I \cdot \cos\varphi$$

$$Q = 3 \cdot U_k \cdot I \cdot \sin\varphi$$

$$P = 3 \cdot \frac{E_p \cdot U_k}{X_d} \sin\vartheta$$

$$Q = 3 \cdot \frac{E_p \cdot U_k}{X_d} \cos\vartheta - \frac{U_k^2}{X_d}$$



Quelle: A. J. Schwab, Elektroenergiesysteme, 2011

Agenda

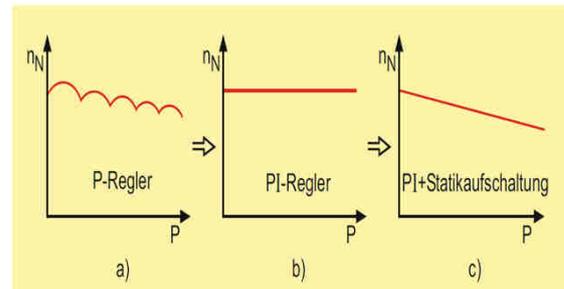
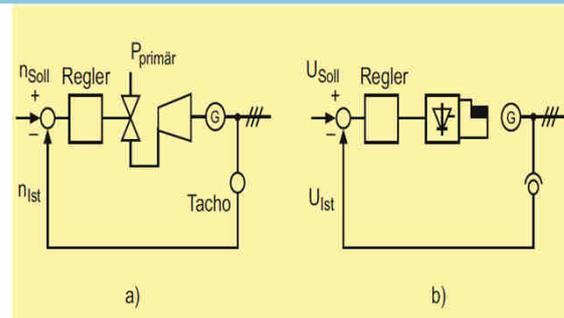
- Einleitung
- Grundlagen
 - Synchrongenerator
 - Regelung
- Regelung beim Betrieb am Netz
 - Frequenzregelung
 - Spannungsregelung
- Zusammenfassung

Regelung

- Regelung erfolgt grundsätzlich auf drei zeitliche Ebenen
 - Primärregelung im Sekundenbereich
 - Sekundärregelung im Minuten bis Halbstundenbereich
 - Tertiärregelung im Stundenbereich
- **Regelgrößen:** Einheitliche Netzfrequenz; Spannungen der einzelnen Knoten
- **Störgröße:** Netzlast
- **Beispiel:** Generator im Alleinbetrieb
 - Drehzahl der antreibenden Turbine sinkt bei Einspeisung
 - Ankerrückwirkung führt bei Blindleistungsabgabe zur Änderung der Klemmenspannung

Regelung

- Drehzahlregelung erfolgt über Primärenergiezufuhr
- Regelung der Klemmenspannung erfolgt über Gleichstromerregung
- P-Regler -> verbleibende Regelabweichung
- PI-Regler -> komplette Ausregelung
- PI + Statikaufschaltung -> notwendig für den stabilen Parallelbetrieb mehrerer Kraftwerke



Quelle: A. J. Schwab, Elektroenergiesysteme, 2011

20.06.2017 | Thibaut Djieya | Regelung von konventionellen Kraftwerken | Seite 11

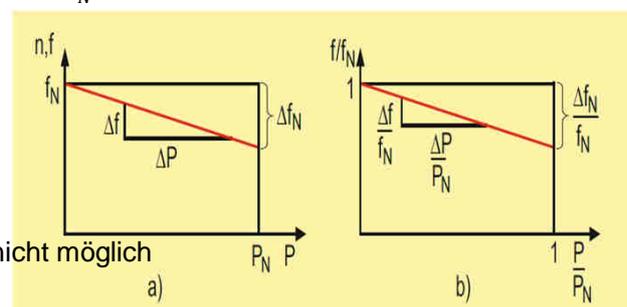
Regelung

- Definition: Statik **S** und Kennzahl **P** -> Maß für das Proportionalverhalten eines Kraftwerks

$$f(P) = \frac{\Delta f_N}{P_N} \cdot P + f_N \quad \text{bzw.} \quad \frac{f(P/P_N)}{f_N} = -\frac{\Delta f_N/f_N}{1} \cdot \frac{P}{P_N} + 1.$$

$$K = \frac{\Delta P}{\Delta f} = \frac{P_N}{\Delta f_N} \quad S = \frac{\Delta f_N}{f_N} \cdot 100\%$$

- Ohne Statik ist ein stabiler Parallelbetrieb nicht möglich



Quelle: A. J. Schwab, Elektroenergiesysteme, 2011

- Kleinere Statik -> stärkere Reaktion des Kraftwerks

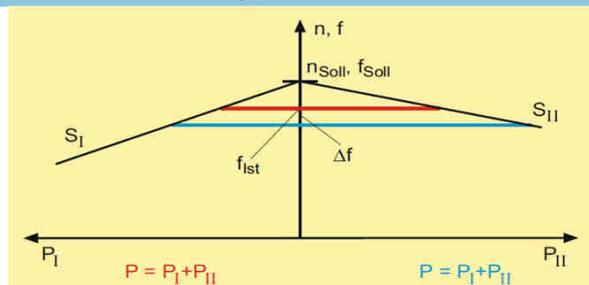
20.06.2017 | Thibaut Djieya | Regelung von konventionellen Kraftwerken | Seite 12

Agenda

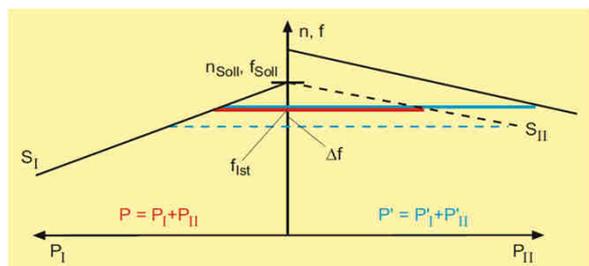
- Einleitung
- Grundlagen
 - Synchrongenerator
 - Regelung
- Regelung beim Betrieb am Netz
 - Frequenzregelung
 - Spannungsregelung
- Zusammenfassung

Regelung beim Betrieb am Netz (Lastverteilung)

- Beispiel: Parallelbetrieb von zwei Generatoren
- Integralverhalten -> unbestimmte Aufteilung der Wirkleistung -> ein Generator wird überlastet, der andere entlastet
- Beiden Generatoren werden entsprechend einer definierten Lastaufteilung eine Statik vorgeschrieben



- Lastzuwachs ΔP -> Frequenzabsenkung Δf
- Beide Generatoren beteiligen sich an ΔP
- Drehzahlswertverstellung -> Parallelverschiebung der Kennlinie



Quelle: A. J. Schwab, Elektroenergiesysteme, 2011

Konkrete Umsetzung der Drehzahlregelung (Dampfkraftwerk)

- Drehzahlregelung basiert auf der Änderung der Fluidströme
- Regelung erfolgt bei Dampfkraftwerken über Dampfmassenstrom oder Entalpiegefälle
- -> Gleitdruckbetrieb, Festdruckbetrieb, Modifizierter Gleitdruckbetrieb

Konkrete Umsetzung der Drehzahlregelung (Dampfkraftwerk)

- Drehzahlregelung basiert auf der Änderung der Fluidströme
- Regelung erfolgt bei Dampfkraftwerken über Dampfmassenstrom oder Entalpiegefälle
- -> **Gleitdruckbetrieb**, Festdruckbetrieb, Modifizierter Gleitdruckbetrieb

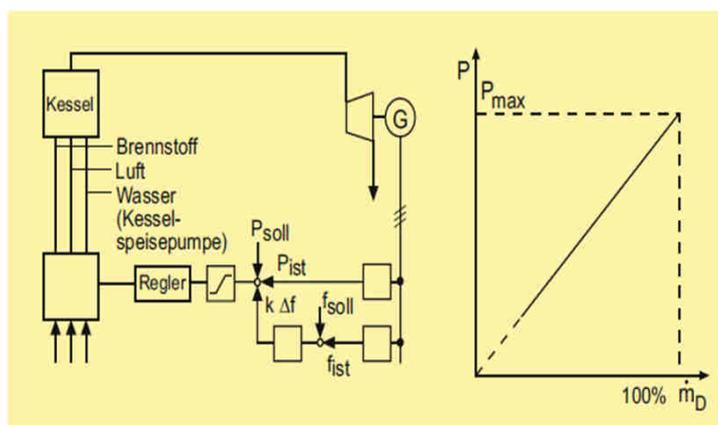
- Einlassventil ist voll offen
- Fluidstrom ist proportional zum Frischdampfdruck
- Regelung allein durch Anpassung der Brennstoffzufuhr



Hoher Wirkungsgrad



Große Zeitkonstante



Quelle: A. J. Schwab, Elektroenergiesysteme, 2011

Konkrete Umsetzung der Drehzahlregelung (Dampfkraftwerk)

Festdruckbetrieb

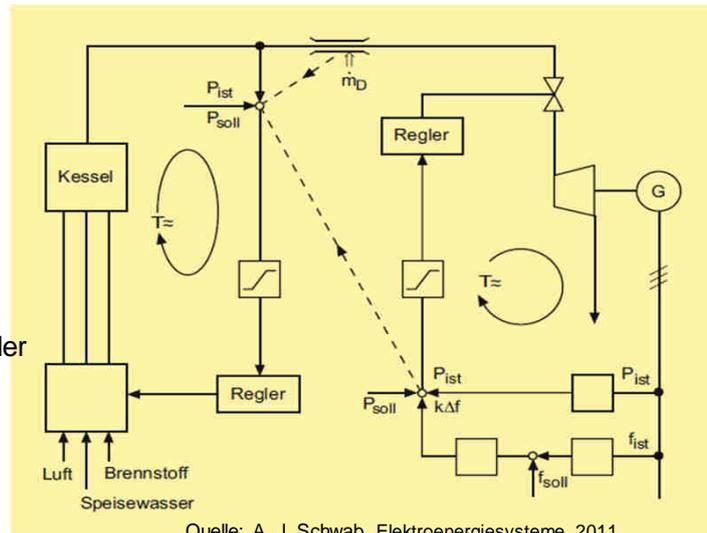
- Druck wird konstant gehalten
- Turbinenregelung erfolgt durch sequentielles Öffnen oder Schließen mehrerer paralleler Stellventile der Turbine
- Beschleunigung der Feuerungsleistung durch Aufschaltung der Leistung oder des Massenstroms auf die Druckregelung



Rasche Anpassung der Leistung



Starke thermische Beanspruchung der Turbinen



Quelle: A. J. Schwab, Elektroenergiesysteme, 2011

Konkrete Umsetzung der Drehzahlregelung (Dampfkraftwerk)

Modifizierter Gleitdruckbetrieb

- Kombination aus Gleitdruck- und Festdruckbetrieb
- -> schnelle Regelung und guter Wirkungsgrad
- Druck wird geregelt aber nicht konstant gehalten
- Beispiel: Turbinenstellventile werden auf 90 % P_{max} angedrosselt -> 10% Öffnungsreserve

Primär-, Sekundär-, Tertiärregelung

Zeitliche Einordnung

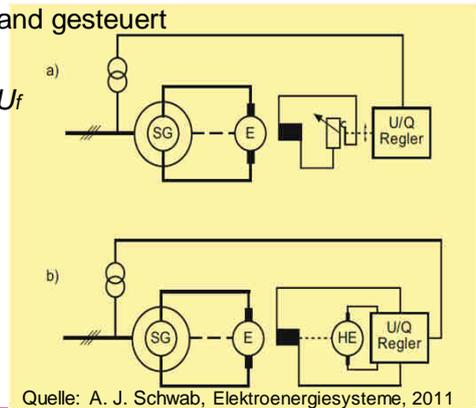
- Lastzuwachs ΔP -> Generatoren erhöhen ihre Wirkleistungsabgaben
- Öffnungsglieder der Turbinen besitzen vergleichsweise große Zeitkonstanten -> Erhöhung der Antriebsleistung folgt verzögert
- -> Erhöhter Wirkleistungsbedarf wird anfänglich durch die Energie der rotierenden Massen gedeckt -> Drehzahl bzw. Frequenz sinkt im gesamten Netz
- Primärregelung -> Ausregelung der zunehmenden Frequenzabsenkung
- Sekundärregelung -> Ausregelung der bleibenden Frequenzabweichung
- Tertiärregelung -> kostenoptimaler Aufteilung der Regeldifferenzen auf die einzelnen Kraftwerke

Agenda

- Einleitung
- Grundlagen
 - Synchrongenerator
 - Regelung
- Regelung beim Betrieb am Netz
 - Frequenzregelung
 - Spannungsregelung
- Zusammenfassung

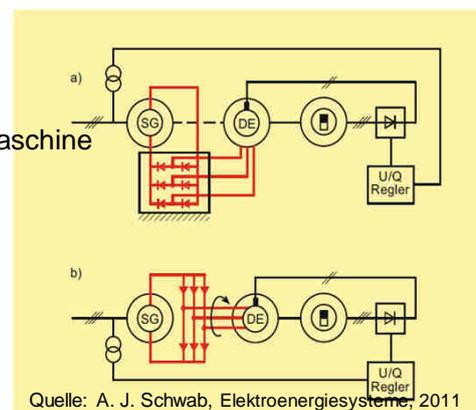
Spannungsregelung

- Spannungsregelung erfolgt über Steuerung der Erregereinrichtungen
- **Erregersystem mit Gleichstromgenerator**
- Gleichstrommaschine ist mit der Generatorwelle gekoppelt
- Erregerstrom I_E wird über in Reihe geschalteten Widerstand gesteuert
- I_E ist bei Vernachlässigung der Sättigung proportional U_f
- Große Zeitkonstante
- Kürzere Regelzeiten -> Erregerwicklung einer Hauptmaschine wird mit einer Hilfsmaschine gespeist



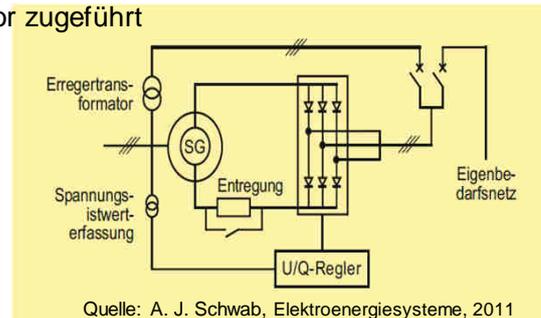
Spannungsregelung

- Spannungsregelung über Steuerung der Erregereinrichtungen
- **Erregersystem mit Wechselstromgenerator**
- Drehstromhaupterregemaschine wird über Drehstromhilfsmaschine mit Permanentmagnetläufer erregt
- Beide sind an der Generatorwelle angekoppelt
- Regler steuert den Erregerstromkreis der Drehstrommaschine
- Drehstrom wird über Gleichrichter der Feldwicklung zugeführt



Spannungsregelung

- Spannungsregelung über Steuerung der Erregereinrichtungen
- **Statische Erregung**
- Nur ruhende, stationäre Komponenten
- Erregung des Synchrongenerators wird über Thyristoren kontrolliert
- Erregerstrom wird über Schleifenringen dem Rotor zugeführt
- Keine Zeitkonstante -> schnellere Regelung



Agenda

- Einleitung
- Grundlagen
 - Synchrongenerator
 - Regelung
- Regelung beim Betrieb am Netz
 - Frequenzregelung
 - Spannungsregelung
- Zusammenfassung

Zusammenfassung

- Steuerung des Energieversorgungsnetz erfolgt überwiegend über konv. Kraftwerke
- Synchrongeneratoren spielen eine enorme Rolle
- Regelungstechnische Aufgabe -> Konstant Haltung der Drehzahl bzw. der Frequenz und der Klemmenspannung der Generatorgruppen auf bestimmte Wert
- Drehzahlregelung erfolgt über Primärenergiezufuhr
- Spannungsregelung erfolgt über Erregereinrichtungen
- Regelung auf drei zeitliche Ebenen

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

Sind Wärmepumpen, Batteriespeicher und Elektrofahrzeuge schon heute bereit für's Smart Grid?

Keyuan Luo,

Institut für Hochspannungstechnik und elektrische Energieanlagen – elenia, Braunschweig, k.luo@tu-braunschweig.de

Kurzfassung

In diesem Bericht wird zunächst der Begriff Smart Grid definiert und erklärt. Im Anschluss wird die Charakteristik der drei Komponenten Wärmepumpe, Batteriespeicher (für Haushalte) und Elektrofahrzeuge erläutert. Ihre Anwendungen und Funktionen in Smart Grid werden an Beispielen beschrieben. Abschließend werden die gewonnenen Erkenntnisse zusammengefasst wiedergegeben.

Abstract

First of all in this article is illustrated the concept of Smart Grid and then is introduced the character of three components heat pump, battery storage (in smart home) and electric vehicle. Moreover the function and utilization in Smart Grid are described. Finally will give a summary for this Topic.

1 Einleitung

Durch den beschlossenen Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahr 2022 wird Deutschland die Nutzung erneuerbarer Energien (EE) forciert. Bis zum Jahr 2050 werden Anlagen zur Nutzung von Wind- und Sonnenenergie kontinuierlich ausgebaut. Der regenerative Anteil am Bruttostromverbrauch soll auf 80 Prozent bis 2050 steigen [1]. Das Elektrizitätsnetz muss auf diese fluktuierende Erzeugung ausgelegt werden. Um eine Überdimensionierung zu verhindern, ist die Integration von flexiblen Verbrauchern und Speichern sinnvoll. Notwendig ist für die künftige Stromversorgung die Integration von Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT). Im Smart Grid kommunizieren die einzelnen Infrastrukturkomponenten miteinander und gleichen so Stromverbrauch und Stromerzeugung intelligent einander an [1].

2 Theoretische Grundlagen

In diesem Kurzbericht wird das Smart Grid in das Elektrizitätssystem mit Wärmepumpe, Batteriespeicher und Elektrofahrzeuge abgestimmt zu diskutieren.

Smart Grid:

Ein Smart Grid beschreibt die intelligente Verknüpfung von Stromerzeugern, Speichern und Verbrauchern im Netzbetrieb. Die IKT ermöglicht dabei eine effektive Übertragung und Verteilung im Netz. Außerdem wird eine bessere Steuerung der Leistung in Abhängigkeit der Frequenz erzielt, da Erzeuger und Verbraucher effektiv aufeinander abgestimmt werden können. Die Ziele sind: Energieerzeugung und Verbrauch im Gleichgewicht zu halten [2].

Wärmepumpe:

Eine Wärmepumpe ist eine Maschine, die unter Aufwendung von technischer Arbeit thermische Energie aus der Umgebung aufnimmt und als Nutzwärme auf ein zu beheizendes System mit höherer Temperatur überträgt. Der verwendete Prozess ist die Umkehrung eines Wärme-Kraft-Prozesses oder auch das „Kühlschrankprinzips“. Wärmepumpen können in Smart Grid bei starker EE-Erzeugung gezielt dazu geschaltet und in laststarken Zeiten gezielt abgeschaltet werden, sofern über Speicherungssysteme Wärme oder Kühle gepuffert werden kann [3].

Batteriespeicher:

Batteriespeicher beschreibt eine Technologie um elektrische Energie durch Umwandlung in chemische Energie zu speichern. Da sich die Einspeisung von Strom aus Photovoltaik- und Windanlagen deutlich erhöht hat, ist eine effiziente Zwischenspeicherung der Energie von großer Bedeutung. Das Hausspeichersystem ist eine gute Lösung für dieses Problem. z.B. Kann hiermit die Energie der Mittagssonne für die Abendstunden gespeichert werden. Im Smart Grid kann durch den netzdienlichen Einsatz von Batteriespeichern die Integration von weiteren EE-Anlagen erhöht werden, indem die Batteriespeicher gezielt Energiespitzen einspeichern [4].

Elektrofahrzeuge:

Das Elektrofahrzeug ist ein Verkehrsmittel, das elektrische Energie in mechanische Energie umwandelt. Deshalb sind in jedem Elektrofahrzeug Batteriesysteme vorhanden. Dabei gibt es zwei Möglichkeiten Elektrofahrzeuge als im Kontext des Stromnetzes zu betrachten: entweder als reine Last oder als mobil Speicher, der je nach dem nützlichen Strom bezieht oder in das Smart Grid zurückspeichert [5].

3 Hauptteil / Erkenntnisse

Im vorausgegangenen Grundlagenteil wurden die Definitionen vom Smart Grid, sowie ihrem drei Komponenten vorgestellt. Dieser Abschnitt dient dazu, dass die drei Komponenten des Smart Grids in Verbindung gesetzt werden.

3.1 Smart Grid

Wie muss das deutsche Smart Grid aussehen bzw. gibt es heute schon ein Smart Grid in Deutschland? „Dabei ist der Bedarf in ländlichen Netzen mit einer höheren Quote an regenerativer Erzeugung anders, als der in städtischen Netzen, die eher durch BHKW-Anlagen und Elektromobilität beeinflusst werden. Die gleiche „Smart-Grid-Lösung“ passt also nicht für alle Probleme beziehungsweise Aufgaben des Netzes. Dabei ist schon jetzt absehbar, dass die vielen hunderttausend Lasten und Erzeugungsanlagen nicht mit proprietären Steuerungseinrichtungen ausgerüstet werden dürfen.“ Dr. Erik Landeck von Vattenfall Europe Distribution Berlin GmbH [6]. Daraus erkennt man, dass es kein Smart Grid in Deutschland gibt. Es gibt verschiedene Anforderungen an Smart Grid Lösungen, je nach Netztyp oder Situation. Bevor eine „große“ Smart Grid-Lösung eingeführt wird, ist es sinnvoll, erstmal „kleine“ Probe-Smart-Grid-Inseln z.B. im ländlichen Raum oder in der Stadt zu bauen, bevor eine voll integrierte Lösung für Deutschland gebaut werden kann.

Aktuell werden Erzeuger über das Speichermanagement gesteuert. Verbraucher hingegen nur kaum. Der Grund dafür ist, dass IKT nicht verfügbar ist. Der notwendige Datenschutz und vor allem die erforderliche Netzsicherheit kann nur durch Standardisierung erreicht werden [6].

3.2 Wärmepumpe

Seit der Förderung des Einbaus effektiver Wärmepumpen, durch das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) werden aufgrund der Energiewende den Speicher- und Ausgleichslösungen im Strombereich mehr Aufmerksamkeit geschenkt.

3.2.1 Beitrag für Smart Grid

Aufgrund der intelligenten Steuerung tragen intelligente Wärmepumpe viel zum Smart Grid bei. Zu Erst kann die Wärmepumpe Stromüberschüsse ausgleichen. Wegen der Witterungsverhältnisse, werden von erneuerbare Energieträger, besonders im Hochsommer oder an Tagen mit hohem Windaufkommen, Überstrom erzeugt. Wenn an das Smart Grid angeschlossene Wärmepumpen arbeiten, können die Stromüberschüsse direkt ausgeglichen werden oder mit Pufferspeichern abgespeichert werden. Deswegen hat die Wärmepumpe einen wichtigen Beitrag zum Abfangen dieser Stromüberschüsse. Außerdem kann die IKT für mehr

Gleichgewicht in Stromangebot und -nachfrage zwischen Energiemanager und Wärmepumpe sorgen. Ein Energiemanager kann vorgeben in welchen Betriebsmodus die Wärmepumpe schaltet. Zum Beispiel regeln die vorgenommenen Einstellungen die Ein- und Abschaltzeiten. Liegt ein erhöhtes Stromaufkommen vor, setzt sich die Wärmepumpe in Betrieb. Dies geschieht auch, wenn aktuell kein Heizbedarf besteht [7]. Deshalb kann durch das intelligente Lastmanagement die Differenz zwischen Stromangebot und -nachfrage reduziert werden. Aber aktuell ist diese Technologie nur im Smart Home (Eigenverbrauch) verfügbar, nicht aber im öffentlichen Netz. Der Grund dafür ist fehlende IKT im netzdienlichen Betrieb, zum Beispiel gibt es kein Signal, dass die Wärmepumpe gezielt abschalten kann. Dadurch eignen sich diese nicht für das Smart Grid.

Über die Einbindung in intelligente Stromnetze ist die Wärmepumpe hingegen in der Lage mehr Strom aus erneuerbaren Energiequellen effektiv zu nutzen und die eigene Ökobilanz zu steigern. Dies leistet einen wichtigen Beitrag für die Durchsetzung der Energiewende in Deutschland und unterstützt die von der Bundesregierung beabsichtigte Reduzierung der CO₂ Emissionen [7].

3.2.2 SG-Ready Schnittstellen

Wenn Smart Heat benutzt werden soll, muss vor allem eine Schnittstelle vorhanden sein. Deshalb gibt es eine einheitliche Schnittstelle, Smart Grid Ready. Diese kann eine Kopplung bei der Strom- und Wärmegewinnung erzielen. Deswegen verfügen die aktuellen Wärmepumpen mit diesem Label über eine entsprechend smarte Regelungstechnik.

Die Besitzer der Wärmepumpen sollen Kosten senken können, wenn sie ihre Anlage als Verbraucher für ein erweitertes Lastmanagement zur Verfügung stellen. „Sowohl die Energieversorger als auch die Experten sind sich im Grunde genommen einig, dass die Versorger in Zukunft flexible Tarife anbieten müssen. Zu Zeiten hoher Einspeisung wäre der Strom dementsprechend billiger. Wärmepumpen mit ‚SG Ready‘-Label könnten ihren Verbrauch dann in Zeiten mit niedrigen Preisen verlagern und so noch kostengünstiger heizen“, sagt Paul Waning, BWP-Vorstandsvorsitzender und ehemaliger Vorstand der Lechwerke [8].

Eine heute installierte Wärmepumpe wird in einiger Jahrzehnten noch arbeiten, deshalb ist es sinnvoll, bereits heute darauf zu achten, dass diese für ein aktives Lastmanagement geeignet ist. Das „SG Ready“-Label bietet diese Sicherheit.

Während flexible Strompreise häufig noch Zukunftsmusik sind, ist die Kopplung einer Wärmepumpe mit der eigenen PV-Anlage zur Maximierung des Eigenverbrauchs sowohl aus Kunden- als auch aus Netzsicht heute bereits sinnvoll [8]. Allerdings besteht die Möglichkeit des Energiemanagement vorerst nur im Haushalt.

3.3 Batteriespeicher

Im Herbst und Winter wird der Windstrom häufig im Überfluss produziert, während die Solarzellen für den Direktverbrauch und die Pufferbatterie im Keller leer sind. Deswegen können wir die Kopplung von Erzeugern mit Batteriespeicher verwenden, um dieses Problem zu lösen. Im folgenden wird die PV-Anlagen und die Batteriespeicherung erläutert.

3.3.1 Beitrag für Smart Grid

Wenn Batteriespeicher als Kopplung mit PV-Anlagen benutzt werden, kann die netzoptimierte Speicherung erreicht werden. Um diese Speicherung zu erreichen, muss intelligentes Lastmanagement durchgeführt werden.

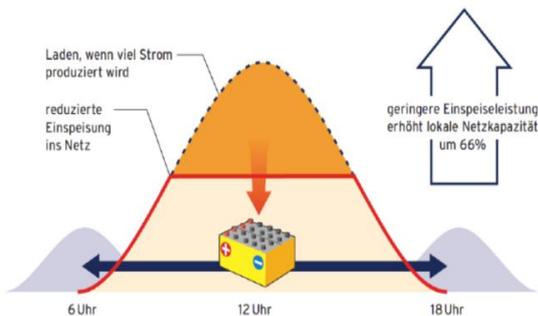


Bild 1 Netzoptimierte Speicherung [9]

Aus diesem Diagramm können wir ersehen, dass die Photovoltaikanlage den Überstrom erzeugt, diese ermöglicht es, die netzdienlichen Batteriespeicher dann mit Strom zu füllen. Daraus folgt, dass die Einspeisung ins Netz vermieden werden kann. Zeitgleich erhöht sich die lokale Netzkapazität um 66% [9]. Des Weiteren kann beim Strombedarf der Batteriespeicher entladen werden. Damit ist es möglich, die Einspeisespitzen zu reduzieren. Im Allgemeinen erfolgt der Speicherausbau nicht nur eigenverbrauchsoptimiert, sondern auch systemstabilisierend. Aber bisher war die Stabilisierung der Netzfrequenz den konventionellen Kraftwerken vorbehalten. Als Beitrag zu einer stabilen Frequenz haben bereits viele bestehenden Solarstromanlagen ein Update erhalten, so dass sie sich schrittweise und nicht gleichzeitig vom Netz trennen, wenn zu viel Strom im Netz ist [10].

3.3.2 KfW Förderung in 10.000-Häuser-Programm von Bayern

Heute gibt es eine KfW Förderungskredit, für PV-Anlagen mit Batteriespeicher. Dieses Programm ist seit dem 1. April 2016 gestartet [9].

Zusätzlich zu der obigen Bedingung ist auch Voraussetzung des 10.000-Häuser-Programms, dass zudem folgende Bedingungen zusätzlich erfüllt werden: Die installierte PV Leistung muss größer als 5 kWp sein, das elektrische Speichersystem muss eine nutzbare Mindestkapazität von 12 kWh aufweisen, die Einspeisung

ins Netz muss für die gesamte Lebensdauer des PV Systems auf 50% begrenzt sein und der Wechselrichter muss zudem über eine Schnittstelle zur Fernparametrierung und Fernsteuerung verfügen [9]. Außerdem ist Zusatzförderung von Photovoltaikanlagen mit innovativen Speicher-Systemen und eine Energiemanagement möglich. Die Förderhöhe liegt je nach Anlagenauslegung zwischen 2.000 und 4.500 Euro.

Das vorgestellte Förderprogramm unterstützt private Bauherren und Gebäude in Bayern, die in zukunftsfähige Gebäude investieren wollen und damit das Energiesystem der Zukunft umsetzen. Leider ist es unmöglich heute, dass der Beitrag für das Netz allgemein umgesetzt wird, weil die IKT für Energieversorgungsunternehmen beziehungsweise die einheitlichen Schnittstellen nicht verfügbar sind. Darüber hinaus werden nur neue Anlagen gefördert. Das KfW-Programm fördert bestehende Anlagen nicht. Außerdem wird im Jahr 2018 diese Förderung beendet, das heißt die Zukunft netzdienlicher Batteriespeicher ist nicht gewiss.

3.4 Elektrofahrzeuge

Elektroautos können Verbraucher und Erzeugungseinheiten aus Netzsicht sein.

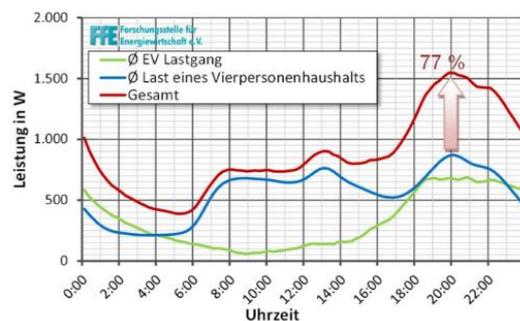


Bild 2 Lastgang eines Vierpersonenhaushalts mit Elektrofahrzeug [11]

Die Simulationen der FfE hat ergeben, dass ein Elektrofahrzeug in einem Vierpersonenhaushalt die abendliche Lastspitze des Haushalts um bis zu 77% erhöhen würde. Es kann zu Problemen bei der Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen führen. Deswegen steigt die Zahl der elektronisch-gesteuerten Lasten, zudem kommen mit den Elektrofahrzeugen neue Lasten mit einer hohen Gleichzeitigkeit hinzu [11]. Wenn die Anschlussleistung unter der maximal zulässigen Ladeleistung liegen sollte, müssen Ladeinformationen kontinuierlich ausgegeben werden. Dadurch können die Ladevorgänge gesteuert werden und kann eine geringere Leistungsnachfrage an das Energieversorgungsnetz gestellt werden. Außerdem kann das Elektrofahrzeug sowohl geladen als auch entladen werden, es ist möglich dieses im Energieversorgungsnetz als Speicher einzubinden und es bspw. bei Netzüberlastungen oder Spannungshaltungsproblemen entsprechend hilfreich einzusetzen.

3.4.1 ISO/IEC 15118

ISO/IEC 15118 ist jetzt ein Standard für eine Schnittstelle. Die ISO 15118 spezifiziert die Kommunikation zwischen E-Fahrzeug und Ladestation. Über die nachgelagerte Kommunikation zwischen den weiteren Akteuren im E-Mobilitätsmarkt wird vor allem im Anhang eingegangen. Der Anhang sind jedoch nicht normativ, sondern lediglich informativer Natur und stellen somit keine strikte Vorgehensweise dar [12].

Teile 1 bis 3 beschreiben die Anwendungsszenarien für kabelgebundenes AC- und DC-Laden, sowie die Protokollspezifikationen von der Netzwerk- bis zur Applikationsschicht und die darunter liegende physikalische Kommunikationsschicht. Seit April 2013 wurde Teil 1 veröffentlicht, dann sind 2014 die Teil 2 und 3 weitere geöffnet. Die Erstellung von Konformitätstests zur Überprüfbarkeit korrekter Implementierungen von ISO/IEC 15118-2 und -3 ist Gegenstand der Teile 4 und 5, deren Fertigstellung noch einige Jahre benötigen wird. Zu guter Letzt beschäftigen sich die Teile 6 bis 8 mit dem kabellosen Ladevorgang eines EV, wobei versucht wird, auf bereits bestehenden Arbeiten der Teile 1 bis 3 aufzusetzen und diese wo nötig zu ergänzen. Langfristig gesehen gehört dem induktiven Laden die Zukunft, bis die Technik für den EV-Massenmarkt ausgereift und der IS für ISO/IEC 15118-6 bis -8 fertig gestellt ist, liegt noch viel Arbeit vor den Ingenieuren [13].

Dafür benötigen wir die bidirektionale Ladung, jedoch braucht es passende Ladeinfrastruktur, an der es aber aktuell mangelt.

3.5 Beitrag der drei Komponenten im Smart Operator Projekt

Das Smart-Operator-Projekt in Wertachau begann im Mai 2012. In den teilnehmenden Haushalten wurden zunächst alle 160 herkömmlichen Stromzähler gegen Smart Meter getauscht. Sie übertragen die Daten über ein Glasfasernetz, an das nach und nach weitere intelligente Bausteine angeschlossen wurden. Neben dem zentralen Netzbatteriespeicher (Kapazität 150 kWh) wurde auch eine Ladesäule für Elektroautos in Betrieb genommen. 23 Photovoltaikanlagen produzieren erneuerbaren Strom auf den Dächern der Siedlung; auch diese sind über Smart Meter eingebunden. In 23 Haushalten der Altbausiedlung arbeiten verschiedene intelligente Bausteine. Wärmepumpe, Warmwasserspeicher und Batteriespeicher sind immer an die Smart Operator Steuerung angebunden. Bei Waschmaschine, Trockner, Geschirrspüler und Emobility-Ladebox kann zwischen „Smart Operator Start“ und Sofortstart“ gewählt werden. Für die Bereitstellung der Flexibilität erhalten die Projektteilnehmer einen Bonus [14].

Die Projektteilnehmer können dem Smart Operator ein Zeitfenster zum Start ihrer Hausgeräte zur Verfügung stellen. Der Smart Operator kann dann den Gerätestart in jene Zeiten verschieben, in denen vor Ort viel Strom mit

den Solaranlagen erzeugt wird. Die Batteriespeicher und Wärmepumpen steuert das System direkt [15].

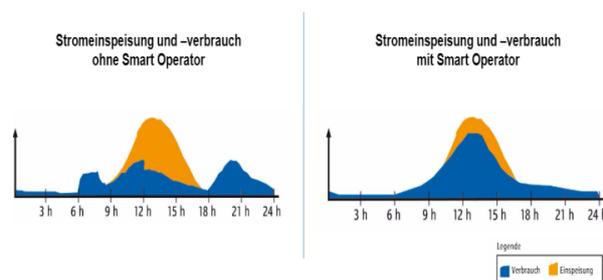


Bild 3 Der Stromfluss im Ortsnetz [15]

Aus diesen Grafiken kann entnommen werden, dass schwankende Lasten und wachsende Einspeisungen im Stromnetz durch eine intelligente Steuerung in einem abgegrenzten Netzbereich ausgeglichen werden kann. Die Stromeinspeisung wird durch Lastverteilung ausgeglichen. Die Steuerung erfolgt über folgenden Schritte: Der Smart Operator erstellt Priorisierungskurven aus Netzinformationen und Wetterdaten und sendet diese an den Home Energy Controller. Der Home Energy Controller eines jeden Haushalts bildet daraus mehrere alternative Lastprofile für den Smart Operator. Der Smart Operator wählt für jeden Haushalt ein Lastprofil des Home Energy Controllers aus. Die intelligenten Hausgeräte beim Kunden werden über die Smart Home Technik entsprechend der Lastprofile angesteuert [15].

Diesem Programm mangelt es jedoch an Standardisierung, dass ist durch den komplexen Aufbau bedingt. Die Standardisierung von Protokollen und Geräteschnittstellen der intelligenten Komponenten fehlt beispielsweise. Außerdem bedarf es vielfältigen gesetzlichen, regulatorischen, datenschutzrechtlichen und versicherungsrechtlichen Bedingungen. Der komplexe und umfangreiche Aufbau der Anlagen benötigt sehr umfangreiche Algorithmen im Ortsnetz und in den Haushalten. Um den Datenschutz und ISMS-Vorgaben zu erfüllen, braucht es auch einen hohen Aufwand. [15].

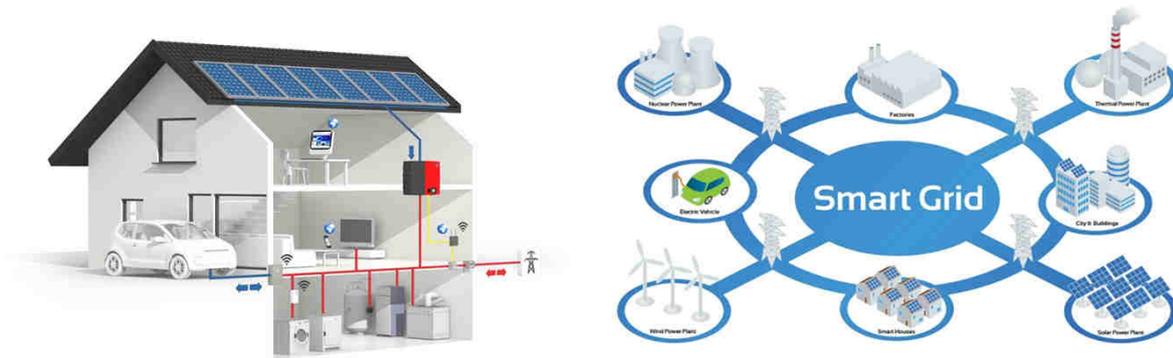
4 Zusammenfassung

Die vorgestellten drei Komponenten Wärmepumpe, Batteriespeicher und Elektrofahrzeug sind heute nur teilweise bereit für das Smart Grid. Die Wärmepumpe wird aktuell nicht in Smart Grids sondern nur für das Energiemanagement in Haushalten genutzt. Die SG Regelung für Wärmepumpen erfüllt nicht nur Funktionen im Hausenergiemanagement, sondern wird auch im Netzbetrieb genommen. Aber das Protokoll von SG-Anwendung fehlt auch noch. Aktuell werden nur Fernsteuerung für die Batteriespeicherung von der KfW gefördert, eine Förderung allgemeiner Anlagen ist jedoch unmöglich. Außerdem ist die Schnittstelle zum Netz nicht standardisiert. E-mobilität wird heute nur als Last angesehen, nicht als Speicher. Obwohl einige E-Autos auch bidirektional geladen werden können, jedoch fehlt

passende Ladeinfrastruktur. Möglicherweise kann der Umbau der Elektrizitätsinfrastruktur bis zum 2030 geschafft werden..

5 Literatur

- [1] Danelius, Renate, Future Energy Grid: Informations und Kommunikationstechnologien für den Weg in ein nachhaltiges und wirtschaftliches Energiesystem,acatech,2012 Wiesbaden: Springer Vieweg, 2012.
- [2] The Department of Energy's Office of Electricity Delivery and Energy Reliability (OE) „What is the Smart Grid? “
https://www.smartgrid.gov/the_smart_grid/smart_grid.html. [Zugriff am 01.05.2017]
- [3] Bundesverband Wärmepumpe e.V., FUNKTIONSWEISE DER WÄRMEPUMPE, 2017
<https://www.waermepumpe.de/waermepumpe/funktionsweise/>. [Zugriff am 01.05.2017]
- [4] Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Mauch, Batteriespeicher in Haushalten, 2015
https://www.ffe.de/download/article/595/Batteriespeicher_in_Haushalten.pdf. [Zugriff am 03.05.2017]
- [5] „Konkurrenz für Tesla: Daimler baut eine eigene Batterie für Häuser“, 10.06.2015
<https://www.wired.de/collection/tech/ein-akku-fur-euer-haus-von-mercedes-benz>. [Zugriff am 03.05.2017]
- [6] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V, März 2012
[https://www.bdew.de/internet.nsf/res/86B8189509AE3126C12579CE0035F374/\\$file/120327%20BDEW%20ZVEI%20Smart-Grid-Broschuere%20final.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/res/86B8189509AE3126C12579CE0035F374/$file/120327%20BDEW%20ZVEI%20Smart-Grid-Broschuere%20final.pdf). [Zugriff am 01.06.2017]
- [7] Kerstin Bruns, Smart-Grid fähige Wärmepumpen im intelligenten Stromnetz, 19.Januar 2017
<http://blog.smartgrids-bw.net/2017/01/19/smart-grid-faehige-waermepumpen-im-intelligenten-stromnetz/>[Zugriff am 02.06.2017]
- [8] Michael Koch, Öko-Strom im Smart Grid Eine Frage der Flexibilität,2013
http://www.tgapraxis.de/sites/default/files/fachartikel/2_mgt-obge-2013-036-037-grundlagen-bwp.pdf. [Zugriff am 02.06.2017]
- [9] Photovoltaik Shop, Förderungsmöglichkeiten der Photovoltaik & Speicher, Juli 2016
<https://www.photovoltaiik-shop.com/foerderung> [Zugriff am 02.07.2017]
- [10] Energiewende Ebersberg, Batteriespeicher leisten Beitrag zur Systemstabilität,
http://www.energiewende-ebersberg.de/News/538/Batteriespeicher_leisten_Beitrug_zur_Systemstabilitt.htm [Zugriff am 03.07.2017]
- [11] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. e-GAP – Modellkommune Elektromobilität Garmisch-Partenkirchen,10.08.2012
<https://www.ffe.de/die-themen/mobilitaet/410-e-gap-modellkommune-garmisch-partenkirchen> [Zugriff am 10.06.2017]
- [12] CLARITY,Anwendungsregel schliesst Spezifikationslücken für ISO 15118 Zertifikatshandling,01.Juni.2016
<https://v2gclarity.com/de/blog/anwendungsregel-schliesst-definitions-lucken-beim-iso-15118-zertifikatshandling/>[Zugriff am 29.06.2017]
- [13] Marc Mültin, intelligentes Laden über ISO/IEC 15118, 12.2013
<http://www.aifb.kit.edu/images/5/55/130729-NM12-M%C3%BCLtin.pdf>[Zugriff am 03.07.2017]
- [14] Bundesverband Wärmepumpe e.V. Im Praxistest:Siedlung erprobt Lastmanagement mit Wärmepumpen ,17.Juni 2016,
<https://www.waermepumpe.de/presse/pressefahrten/allgaeu-2016/details/im-praxistest-siedlung-erprobt-lastmanagement-mit-waermepumpen/>[Zugriff am 03.07.2017]
- [15] Frank Kreidenweis,Smart Operator-Das intelligente Stromnetz der Zukunft ,18.06.2015
<http://docplayer.org/11944209-Smart-operator-das-intelligente-stromnetz-der-zukunft.html> [Zugriff am 03.07.2017]



Sind Wärmepumpen, Batteriespeicher und Elektrofahrzeuge schon heute bereit für's Smart Grid?

Keyuan Luo, 30.06.2017

Agenda

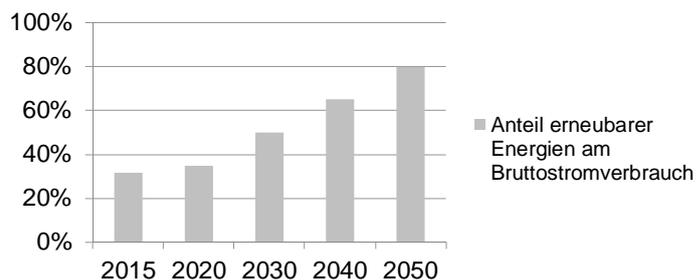
- Einleitung
- Definition eines Smart Grids
- Beitrag der drei Komponenten Wärmepumpe, Batteriespeicher und Elektrofahrzeug für das Smart Grid
- Zusammenfassung

Agenda

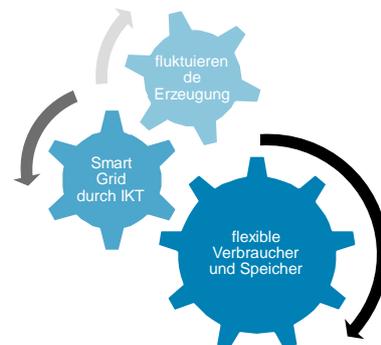
- Einleitung
- Definition eines Smart Grids
- Beitrag der drei Komponenten Wärmepumpe, Batteriespeicher und Elektrofahrzeug für das Smart Grid
- Zusammenfassung

Einleitung

Ziele des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im
Stromsektor in Deutschland bis 2050



- fluktuierende Erzeugung
- flexible Verbraucher und Speicher
- In künftige Stromversorgung Informations- und Kommunikationstechnologie(IKT) integrieren



Agenda

- Einleitung
- Definition eines Smart Grids
- Beitrag der drei Komponenten Wärmepumpe, Batteriespeicher und Elektrofahrzeug für das Smart Grid
 - Die Wärmepumpe im Smart Grid
 - Der Batteriespeicher im Smart Grid
 - Das Elektrofahrzeug im Smart Grid
- Fazit und Ausblick



Agenda

- Einleitung
- Definition eines Smart Grids
- Beitrag der drei Komponenten Wärmepumpe, Batteriespeicher und Elektrofahrzeug für das Smart Grid
 - Wärmepumpe mit Smart Grid
 - Batterispeicher mit Smart Grid
 - Elektrofahrzeug mit Smart Grid
- Zusammenfassung



Beitrag von Wärmepumpen für das Smart Grid

Charakteristik:

- als Verbraucher (benutzen Strom)
- als Erzeuger (Heizung ,Trinkwasser und Kühlen)
- als Speicher (mit Puffer- oder Wasserspeicher) zur Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch

Beitrag für das Smart Home (in Kombination mit PV):

- Erhöhung der Eigenverbrauchsanteile
- Verringerung der Abhängigkeit der externen Netzversorgung

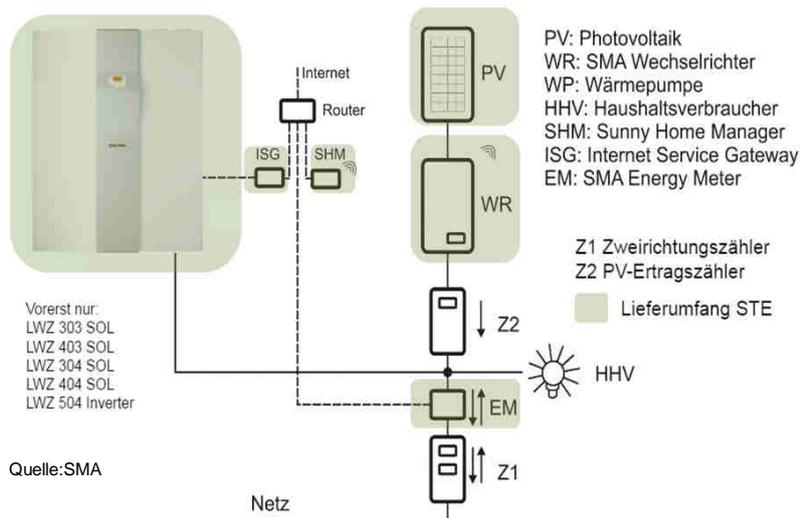


Quelle: Bundesverband Wärmepumpe e.V

Beitrag für das Smart Grid :

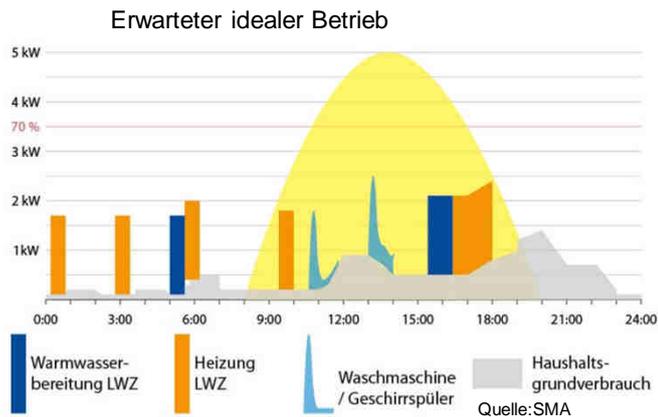
- Ausgleich von Stromüberschüssen
- Gezielte Abschaltung in Hochlastzeiten
- Beitrag zur Spannungshaltung
- Verstärkte Nachhaltigkeit mit Umweltwärme

Energiemanagement für Heizungswärmepumpe



- Erstellung von Erzeugungs- und Verbrauchsprognosen
- Steigerung der Eigenverbrauchsquote durch intelligente Lastverschiebung

Energiemanagement für Heizungswärmepumpe



- Abschaltung in der Hochlastzeiten
- Zuschaltung in der Nacht



- Energiemanagement in Haushalten
- Schnittstelle Smart-Grid Ready zur Aktivierung des netzdienlichen Betriebs



- IKT zum netzdienlichen Betrieb

Förderung von SG-fähigen Wärmepumpen

Nach BAFA Basis- und Zusatzförderung :

Errichtung von effizienten Wärmepumpen bis einschließlich 100 Kilowatt Nennwärmeleistung zur:

- Kombinierten Warmwasserbereitung und Raumheizung von Gebäuden
- Raumheizung von Gebäuden, wenn die Warmwasserbereitung des Gebäudes zu einem wesentlichen Teil durch andere erneuerbare Energien erfolgt
- Raumheizung von **Nichtwohngebäuden**
- Bereitstellung von Wärme für Wärmenetze

Lastmanagementfähigkeit :

- Gleichzeitige Errichtung eines Speichers mit einem Volumen von mindestens **30 Liter** pro Kilowatt
- Zertifikat „**Smart Grid Ready**“ (siehe Liste der Wärmepumpen mit Prüfnachweis) oder eine Herstellererklärung, dass die Anforderungen des Zertifikats erfüllt werden
- Als Speicher werden reine Heiz- und Trinkwarmwasser-Speicher, Kombi-Speicher und die Kombination aus Heiz- und Trinkwarmwasser-Speicher anerkannt.



Tarife für SG-Anwendungen

Agenda

- Einleitung
- Definition eines Smart Grids
- Beitrag der drei Komponenten Wärmepumpe, Batteriespeicher und Elektrofahrzeug für das Smart Grid
 - Wärmepumpe mit Smart Grid
 - Batteriespeicher mit Smart Grid
 - Elektrofahrzeug mit Smart Grid
- Zusammenfassung

Beitrag für Batteriespeicher mit Smart Grid

Charakteristik:

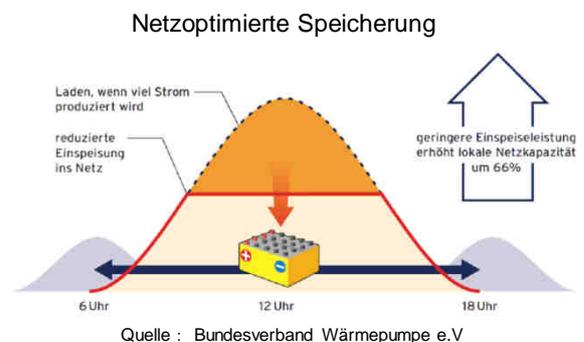
- Laden bei Stromüberschüssen
- Entladen bei Strombedarfen

Beitrag für das Smart Home (in Kombination mit PV):

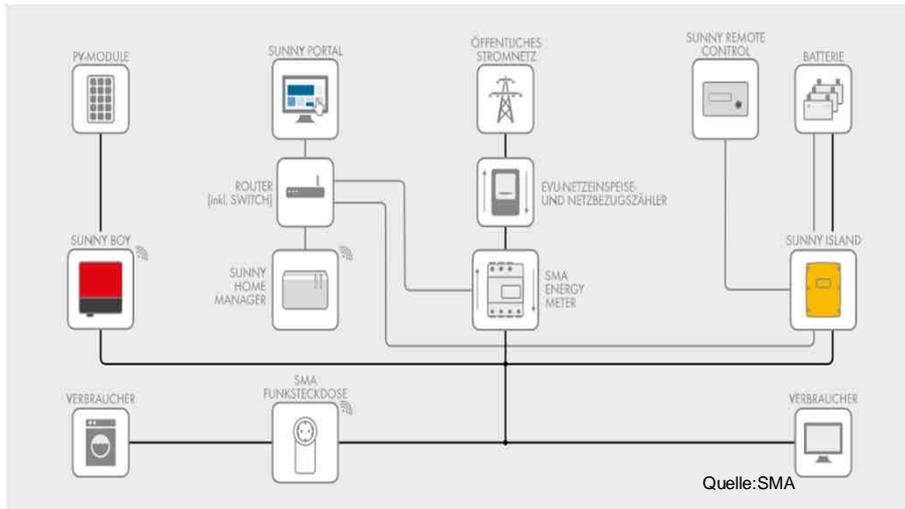
- Eigenverbrauch erhöhen
- Reduktion des externen Strombezugs

Beitrag für das Smart Grid:

- Einspeiseleistungsspitzen vermeiden
- Systemstabilisierung erhöhen
- Netzwirkungsgrad steigern



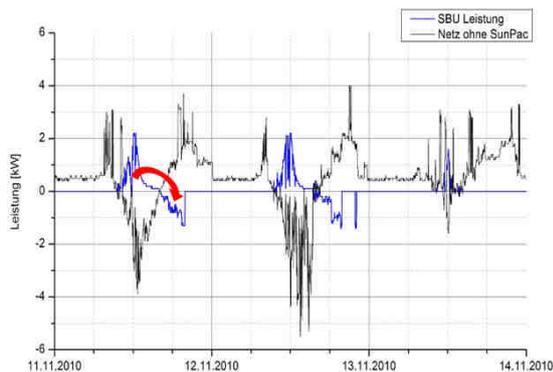
Batteriespeichersystem mit PV-Anlagen



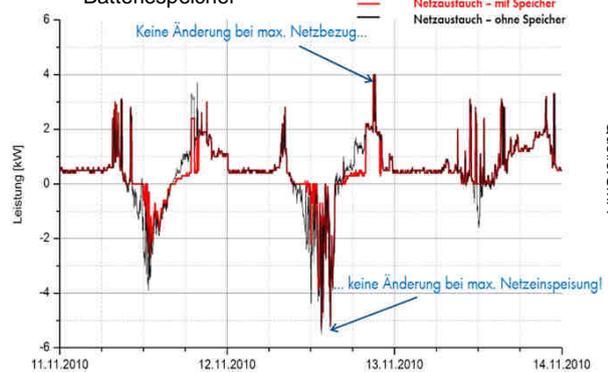
- Zwischenspeicherung überschüssiger PV-Energie mit Sunny Island
- Verbrauchersteuerung mit Sunny Home Manager.

Batteriespeichersystem mit PV-Anlagen

Ergebnisse aus dem Feldtest mit PV-Anlagen



Ergebnisse aus dem Feldtest mit PV-Anlagen und Batteriespeicher



- Ausgleich von Stromspitzen.
- Keine Änderung bei maximalem Netzbezug und Netzeinspeisung.



- Energiemanagement in Haushalten
- minimale Abregelung bei KfW-Speichern



- Keine Standardisierung von Schnittstellen

Förderung von Batteriespeichern

Nach KfW KREDIT 275, Erneuerbare Energien – Speicher :

Die Anforderungen an Batteriespeicher und **Photovoltaik-Anlage**:

- Die Leistung der installierten Photovoltaik-Anlage, die mit dem Batteriespeichersystem verbunden wird, darf **30 kWp** nicht überschreiten.
- Für eine Photovoltaik-Anlage kann jeweils nur ein Batteriespeichersystem gefördert werden.
- Ihr Batteriespeichersystem befindet sich in Deutschland und wird von Ihnen mindestens 5 Jahre betrieben.



- **Tarife nach aktueller Umlagesituation**
- **KfW-Programm läuft Ende 2018 aus**
→ **netzdienlicher Batteriespeicherbetrieb in Zukunft ungewiss**

Agenda

- Einleitung
- Definition eines Smart Grids
- Beitrag der drei Komponenten Wärmepumpe, Batteriespeicher und Elektrofahrzeug für das Smart Grid
 - Wärmepumpe mit Smart Grid
 - Batterispeicher mit Smart Grid
 - Elektrofahrzeug mit Smart Grid
- Zusammenfassung

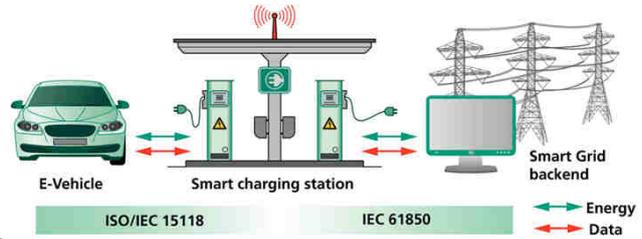
Beitrag für Elektrofahrzeuge mit Smart Grid

Charakteristik:

- als Verbraucher
- als Speicher

Beitrag für das Smart Home
(in Kombination mit PV):

- Erhöhung der Eigenverbrauchsanteile



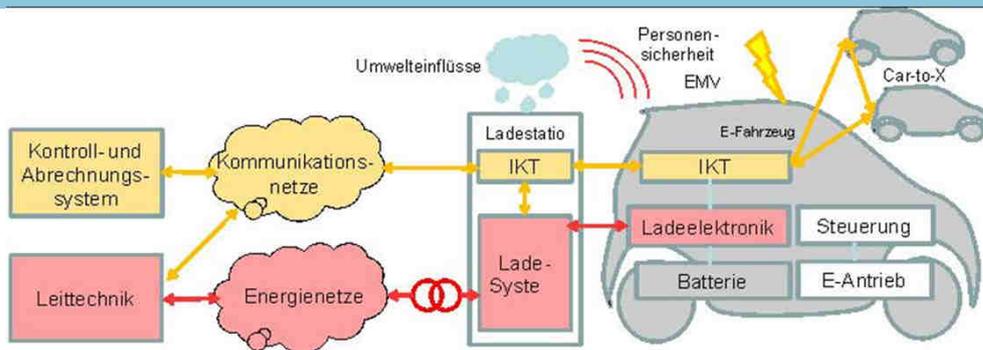
© Fraunhofer ESK
Das Fraunhofer ESK hat mit den internationalen Standards ISO/IEC 15118 und IEC 61850 eine intelligente Ladeinfrastruktur für E-Fahrzeuge entwickelt.

Quelle: Fraunhofer ESK- Fraunhofer- Gesellschaft

Beitrag für das Smart Grid :

- Begrenzung auf zulässige Ladeleistung
- hilfreich bei Netzüberlastungen
- Beitrag zur Spannungshaltung

Vehicle-2-Grid Architektur

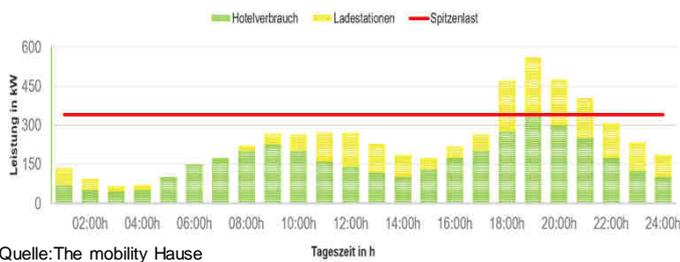


Quelle : Technische Universität Dortmund

- das Elektrofahrzeug mit dem EVCC (Electric Vehicle Communication Controller)
- der Lastinfrastruktur mit dem SECC (Supply Equipment Communication Controller)
- sekundären Aktoren
- Schnittstelle mit ISO 15118

Beispiel für Energiemanagement

Lastspitzen ohne Lastmanagement



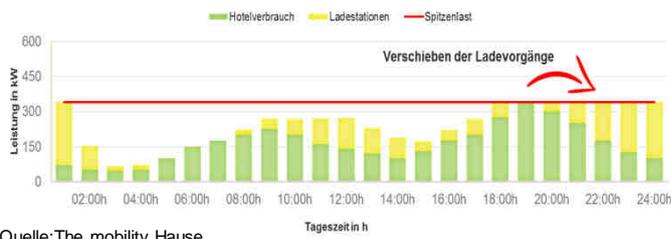
Basisparameter:

- 100 Zimmern
- 10 Ladestationen
- 22 kW zur Verfügung
- Spitzenlast bei 340 kW

Ergebnisse:

- Lastspitzen nicht überschritten
- Leistungspreis unverändert

Lastspitzen mit Lastmanagement



- Energiemanagement
- Lastmanagement im Netz



- Rückspeichern ins Netz durch fehlende Infrastruktur

Förderung von Elektrofahrzeugen

Nach BAFA Förderung, Emobilität :

- Das Fahrzeugmodell muss sich auf unserer Liste der förderfähigen Fahrzeuge befinden.
- Der Erwerb (Kauf oder Leasing) sowie die Erstzulassung müssen **ab dem 18. Mai 2016** erfolgt sein.
- Das Fahrzeug muss im Inland auf den Antragsteller zugelassen werden (Erstzulassung) und mindestens sechs Monate zugelassen bleiben.

Gesamtkosten zwischen mittleres Elektrofahrzeug und Benzinauto



Quelle : <http://emob-kostenrechner.oeko.de>



Noch nicht preiswert

Agenda

- Einleitung
- Definition eines Smart Grids
- Beitrag der drei Komponenten Wärmepumpe, Batteriespeicher und Elektrofahrzeug für das Smart Grid
- Zusammenfassung

Zusammenfassung

	Technologie (IKT)		Förderung (Tarif)	
				
Wärmepumpe	EMS in Haushalten	netzdienlicher Betrieb	BAFA	SG-Tarif
	Schnittstelle(SG-Ready)			
Batterie-speicher	EMS in Haushalten	einheitliche Schnittstelle	KfW	Tarif nach aktuellen Umlagen
	Dezentrale Speicher	netzdienlicher Betrieb		
Emobilität	EMS in Haushalten	Rückspeichern	BAFA	Nicht günstig, Tarife
	Lastmanagement im netzdienlichen Betrieb	Bidirektionale Kommunikation		

➔ **sind nur teilweise bereit für's Smart Grid**

Danke für Ihre Aufmerksamkeit

Thank you for your attention

谢谢！



Quellen

- <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/217056/umfrage/ziele-des-erneuerbare-energien-gesetzes/>
- https://en.wikipedia.org/wiki/Smart_grid
- https://www.smartgrid.gov/the_smart_grid/smart_grid.html
- <http://www.abb.com/cawp/seitp202/77a7e74be1ea8904c12577050030ab14.aspx>
- [https://www.bdew.de/internet.nsf/res/86B8189509AE3126C12579CE0035F374/\\$file/120327%20BDEW%20ZVEI%20Smart-Grid-Broschuere%20final.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/res/86B8189509AE3126C12579CE0035F374/$file/120327%20BDEW%20ZVEI%20Smart-Grid-Broschuere%20final.pdf)
- <https://www.waermepumpe.de/waermepumpe/funktionsweise/>
- <http://www.top50-solar.de/experten-forum-energiewende/4264/m%C3%B6glichkeiten-und-grenzen-von-photovoltaik-w%C3%A4rmepumpen-systemen-zur-erh%C3%B6hung-des-eigenverbrauchs-von-solarstrom>
- <http://docplayer.org/8190080-Energiemanagement-mit-pv-waermepumpe.html>
- <http://docplayer.org/12993758-Speichersysteme-welcher-speicher-fuer-welches-einsatzgebiet.html>
- <http://docplayer.org/17067023-Sma-flexible-storage-system.html>
- <https://www.ffe.de/die-themen/mobilitaet/410-e-gap-modellkommune-garmisch-partenkirchen>
- <https://www.springerprofessional.de/automobil---motoren/vom-e-auto-zum-smart-grid-mit-intelligenter-kommunikation/6562250>
- <http://www.mobilityhouse.com/de/produkte/lastmanagement/>
- http://trade.gov/topmarkets/pdf/Smart_Grid_Top_Markets_Report.pdf
- <http://www.globalsmartgridfederation.org/2014/05/28/japans-approaches-to-smart-grid-and-smart-community-deployment/>
- Danelius, Renate, Future EnergyGrid: Informations- und Kommunikationstechnologien für den Weg in ein nachhaltiges und wirtschaftliches Energiesystem,acatech,2012

Diskussion und Fragen



Energiemanagementsysteme – finanzieller bzw. technischer Mehrgewinn oder technische Spielerei?

Energy Management Systems – Additional profit / technical improvement or gadget?

Luca Torrisi

Institut für Hochspannungstechnik und elektrische Energieanlagen - **elenia**, Braunschweig, l.torrisi@tu-bs.de

Kurzfassung

In der vorliegenden Arbeit werden unterschiedliche Systeme zur Eigenverbrauchsoptimierung untersucht und nach ihrem Potenzial hinsichtlich Kosten- und Energieeinsparung bewertet. Die verfolgten Ansätze zur Erhöhung des Eigenverbrauchs werden vorgestellt sowie verschiedene Möglichkeiten, die zu ihrer technischen Umsetzung existieren. Anschließend werden die Einsparpotenziale der vorgestellten Systeme untersucht und aus technischer und wirtschaftlicher Perspektive bewertet.

Abstract

This document provides an overview of the different systems aimed to optimise self-consumption, together with an analysis of their cost- and energy-saving potential. The approaches to maximise self-consumption are presented, in addition to the existing technical realisations. Following this, the potential savings of the presented systems are considered and evaluated from a technical and financial point of view.

1 Einleitung

Seit dem Erreichen der sogenannten Netzparität im Jahr 2012 liegt der Fokus für Photovoltaik (PV)-Anlagenbesitzer in der Steigerung ihres Eigenverbrauchs. Ein weiterer wichtiger Punkt besteht in der Entlastung der Netzbetriebsmittel. PV-Anlagenbesitzer werden aktuell nicht für den netzdienlichen Betrieb ihrer Anlage finanziell unterstützt. Als einziges Fördermittel ist die KfW-Speicherförderung zu erwähnen. Günstige Zinsen und ein Tilgungszuschuss werden Anlagenbetreiber gewährt, die sich verpflichten, nicht mehr als 50 % der Anlagenleistung in das Stromnetz einzuspeisen. Ferner ist eine intelligente Laststeuerung notwendig, um das volle Integrationspotenzial von erneuerbaren Energien ausschöpfen zu können.

Der Einsatz von Haushaltsspeichern zur Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils ist die bekannteste und meist verbreitete Lösung. Die Investition in ein Heimspeichersystem rentiert sich zunehmend aufgrund sinkender Batteriepreise und der aktuell günstigen Zinslage [1]. Batteriespeicherpreise unter 1000 €/kWh sind bereits verfügbar, sodass eine stärkere Marktdurchdringung in den nächsten Jahren zu erwarten ist [1][2][25]. Seitens der Netzdienlichkeit ist in diesem Zusammenhang insbesondere die Betriebsstrategie des Speichers von Bedeutung. Eine prognosebasierte Batterieladung ist mit geringen Einbußen in der Eigenversorgung möglich und kann sogar durch die Reduktion von Abregelungsverlusten dem Anlagenbetreiber einen finanziellen Vorteil ermöglichen [1][3].

Zudem wird der Ansatz verfolgt, durch intelligentes Zuschalten von Lasten bei Zeiten starker PV-Erzeugung den Eigenverbrauch zu maximieren. Dieses Verfahren fällt im Allgemeinen unter den Begriff "Demand-Side-Management" (DSM). Die Laststeuerung setzt in diesem Fall eine fortgeschrittene Vernetzung der Geräte im Rahmen einer Gebäudeautomatisierung voraus. Demzufolge rücken heutzutage sogenannte "Smart-Home"-Systeme immer mehr in den Vordergrund. Ferner muss unterschieden werden, ob die Geräte eine Speicherfähigkeit vorweisen oder nicht. Eine Zwischenspeicherung in Form von Wärme/Kälte - auch "Power-to-Heat" - ist möglich und wird zunehmend eingesetzt. Hilfreiche Einblicke in diese Thematik bieten [1], [4] und [5]. Nicht speicherfähige Haushaltsgeräte wie zum Beispiel Spülmaschine, Waschmaschine und Trockner, können ebenfalls gezielt angesteuert werden. Eine ausführliche Beschreibung dieser Maßnahmen sowie Untersuchungsergebnisse zu deren Einsparpotenzial bietet [6].

All diese Möglichkeiten werden durch Systeme hervorgerufen, die sich unter der Begrifflichkeit "Energiemanagement" einordnen lassen. Sie werden jedoch mithilfe von sehr unterschiedlichen technischen Lösungen realisiert, die sich hinsichtlich ihrer Komplexität und Kosten stark voneinander unterscheiden. Es stellt sich die Frage, ob für Haushalte eine digitale Regelung in Form eines intelligenten, zentralen Energiemanagementsystems aus technischer und wirtschaftlicher Sicht einen Vorteil bietet.

Zunächst werden existierende Lösungen nach ihren technischen Merkmalen charakterisiert. Im Anschluss wird untersucht, welche Potenziale zur Eigenverbrauchsoptimierung, die beschriebenen Maßnahmen bieten können.

2 Überblick verfügbarer Energiemanagementsysteme

Durch die geschickte Steuerung von Wärmeerzeugern, die der Raumheizung oder der Erhöhung der Speichertemperatur dienen, lassen sich ggf. wesentliche Ergebnisse im Bereich der Energieeffizienz erreichen. Dieses lässt sich bereits durch simple Einkomponentensysteme realisieren, die zunächst separat betrachtet werden. Anschließend wird das Betrachtungsfeld auf intelligente Mehrkomponentensysteme erweitert, die eine höhere Ausbaustufe der Gebäudeautomatisierung bilden.

2.1 Einbindung von Wärmeerzeugern mit Einkomponentensystemen

Die meisten PV-Wechselrichter verfügen heutzutage über einen oder mehrere Relais mit potentialfreien Kontakten, welche dafür genutzt werden können, Heizstäbe [7] zu speisen und/oder eine Wärmepumpe [8][9] über die sogenannte "Smart-Grid (SG)-Ready"-Schnittsstelle zu steuern. Eine Darstellung der Systemarchitektur ist in Abbildung 1 zu sehen. Der Wechselrichter übernimmt hier die Rolle des Energiemanagementsystems. Er sendet zum Beispiel eine Einschaltempfehlung zum verstärkten Betrieb oder einen Einschaltbefehl mit neuen Sollwerten (die Ein- und Ausschaltsschwellen können individuell eingestellt werden). Integrieren die Wechselrichter kein übergreifendes, intelligentes Zählsystem, dient als einziges Bewertungskriterium die erzeugte PV-Leistung. Zudem bildet diese Lösung generell ein Einkomponentensystem, auch wenn die Wechselrichterhersteller zunehmend ihre Produkte auf weitere Ein- und Ausgänge erweitern.

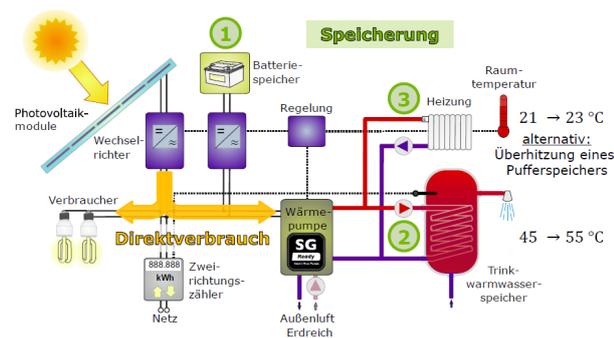


Abbildung 1 Architekturübersicht Smart-Grid-Ready [4]

Ferner bietet eine Vielzahl an Firmen [10][11] bereits für ein geringes Budget eine ähnliche Funktion als separate Einheit. Bei dieser Lösung wird ein elektronischer Stromzähler an geeigneter Stelle nachgerüstet. Dieser ermöglicht anschließend eine stufenlose Regelung eines Heizstabs, der an unterschiedlichen Wärmepuffer-

speichern angebracht werden kann. Eine Übersicht einer Komponentenzusammenstellung dieser Art bietet Abbildung 2. Neben den geringeren Investitionskosten besteht der Vorteil dieser Variante darin, dass nur die Überschussleistung nach Versorgung aller anderen Verbraucher in Wärme umgesetzt wird. Manche Wechselrichterhersteller haben sich bereits für diese Alternative entschieden und bieten ein solches System als zusätzliche Komponente bzw. Erweiterung zu ihrem Wechselrichter [12] [13].

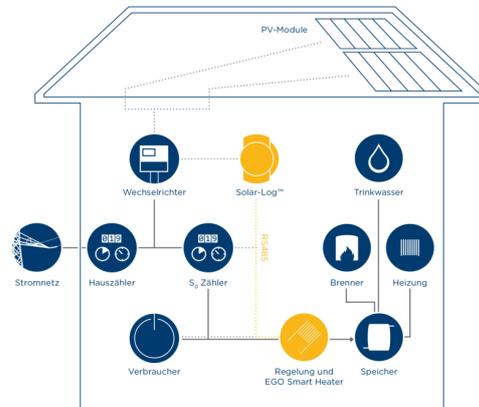


Abbildung 2 Architekturübersicht (Solar-Log) [11]

2.2 Mehrkomponentensysteme zur Einbindung weiterer Verbraucher

Die Einbindung von Haushaltsgeräten ohne Speichermöglichkeit ist ohne eine fortgeschrittene Gebäudeautomatisierung in Form eines zentralen Energiemanagementsystems kaum möglich. Sie ist den Komponenten zur PV-Strom-Erzeugung übergeordnet, verfügt über zahlreiche Schnittstellen und über eine in der Regel höhere Rechenleistung bzw. Intelligenz. Ein solches nachrüstungsfähiges Mehrkomponentensystem besitzt erweiterte Funktionen im Zusammenhang mit Ertrags- und Verbrauchsprognosen, wie zum Beispiel die Hochrechnung in Abhängigkeit des Verbraucherverhaltens oder die Einbindung von Wetterdaten. Zudem ermöglicht eine leistungsfähige Kommunikationsschnittstelle ein prioritätsgesteuertes Schalten einer Vielzahl von Verbrauchern. Ein weiterer Vorteil bilden die Monitoring-Möglichkeiten: Die Auskunft über die Stromherkunft (PV-Anlage / Batterie / Netz) zu bestimmten Zeitpunkten oder die differenzierte Aufzeichnung des Verbrauchs einzelner Geräte ist möglich.

Die Geräte werden über eine meist schnurlose Kommunikation, entweder direkt oder über Funksteckdosen gesteuert bzw. ein- und ausgeschaltet. Bestimmte Hersteller [14] [15] bieten bereits Waren mit integrierten Schnittstellen zur Kommunikation über die häufig verwendeten Z-Wave-, ZigBee- und EnOcean-Funkstandards. Was die zentralen Steuerungseinheiten betrifft, ist am aktuellen Markt eine breite Produktpalette vorhanden. Zudem kommen vermehrt Systeme hinzu, die von Akteuren aus der Energiebranche stammen [16] [17].

Die Funktionalitäten überschreiten oft den Rahmen des

Energiemanagements: Komfort und Sicherheit können weitere Systemaufgaben bilden, die sich nicht immer mit einem energieeffizienten Betrieb vereinbaren lassen.

3 Einsparpotenziale durch Energiemanagementsysteme

Im folgenden Kapitel werden unterschiedliche Systemzusammenstellungen hinsichtlich des von ihnen hervorgerufenen Einsparpotenzials untersucht und bewertet. Systeme zur Einbindung von Wärmeerzeugern und Mehrkomponentensystemen zur Einbindung weiterer Haushaltsgeräte werden weiterhin differenziert behandelt. Neben der Betrachtung der Bewertungsgrößen Autarkiegrad und Eigenverbrauchsquote werden qualitative Aussagen bezüglich des energieeffizienten Einsatzes und des möglichen finanziellen Vorteils formuliert.

3.1 Steuerung von Wärmeerzeugern und Einfluss von Batteriespeichern

Knapp 70 % des Endenergieverbrauchs deutscher Haushalte wird für Raumwärme benutzt. Zusammen mit Warmwasser und Prozesswärme sind es ca. 90 % [18]. Die Bundesregierung hat die Notwendigkeit erkannt, auf effizientere und effizienter betriebene Heizanlagen zu setzen, um ihre Klimaschutzziele zu erreichen. Förderungen wurden bereitgestellt und haben zu einer Erhöhung der Absatzzahlen für Wärmepumpen geführt [19].

Zudem sind bei Geräten mit thermischer Speicherfähigkeit insbesondere die Laststeuerungsmöglichkeiten von Vorteil. Der VDE sagt ein theoretisches Lastverschiebungspotenzial von ca. 11 GW in 2030 voraus [27]. Auch wenn nur ein Teil des Lastverschiebungspotenzials als tatsächlich nutzbar angenommen werden kann, scheint sowohl für den Netzbetreiber wie auch für den Anlagenbesitzer das Lastmanagement im Bereich der Wärmeerzeugung als ein vielversprechender Ansatz.

In [1] wurde der Einfluss einer steuerbaren Wärmepumpe bei einem modernisierten Altbau und einem energieeffizienten Neubau untersucht. Durch die Nutzung der SG-Ready-Schnittstelle und der Absenkung der Temperatur während der Nachtstunden konnte der Autarkiegrad um 5 bis 10 Prozentpunkte gesteigert werden. Dies ermöglichte in einem Einfamilienhaus einen finanziellen Vorteil von 50 € bis 200 € im Jahr [4]. In Kombination mit einem Batteriespeicher konnte die Selbstversorgung um weitere 10 (Altbau) bis 20 (Effizienzhaus) Prozentpunkte erhöht werden. Eine Übersicht der Ergebnisse bietet Abbildung 3¹. Bezogen auf die Lebensdauer der PV-Anlage und der Wärmepumpe (ca. 20 Jahre) würde diese Einsparung die Wahl eines Wechselrichters mit geeigneter Schnittstelle oder die Nachrüstung einer Steuerungseinheit (s. Kap. 2.1) rechtfertigen. Jedoch geht aus der Studie nicht hervor, in welchem Maße die SG-Ready Schnittstelle bzw. die Nacht-

¹Eckdaten der Untersuchung: Speicherkapazität 6 kWh, Jahresstrombedarf ohne Wärmepumpe 4 MWh, Wohnfläche 140 m², Jahresheizenergiebedarf 95 kWh/m² (Altbau) und 25 kWh/m² (Neubau)

absenkung zum verstärkten Betrieb in Zeiten hoher PV-Erzeugung beitragen.

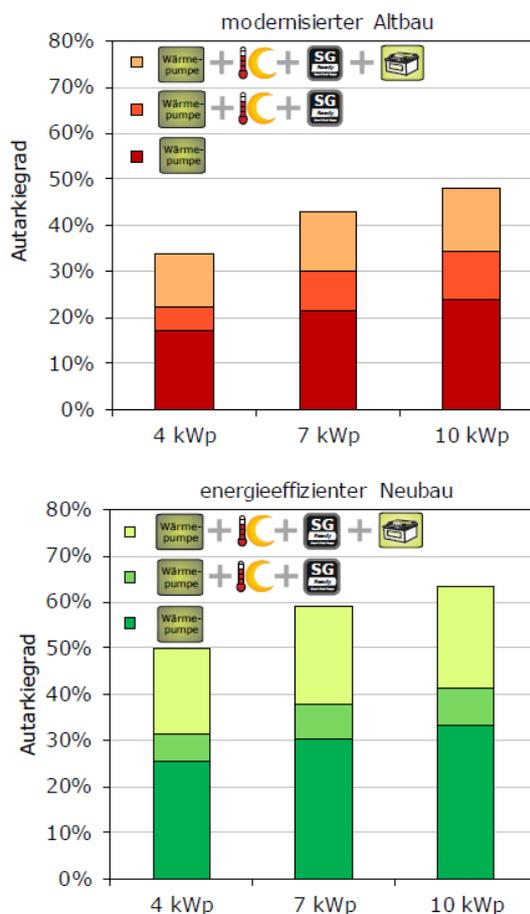


Abbildung 3 Autarkiegrade zweier Gebäudetypen [1]

In [5] untersuchte die gleiche Arbeitsgruppe der Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin gezielter den Einfluss der SG-Ready-Schnittstelle. Die durchgeführte Simulation basiert auf Felddaten (Lastprofile und Strahlungsdaten) in hoher Auflösung aus 57 Haushalten im dörflichen Gebiet². Die Ergebnisse zeigen eine Verbesserung des Autarkiegrads um zwischen 6 % und 9 %, abhängig von der gewählten Einschaltsschwelle der Wärmepumpe. In Kombination mit einem Batteriespeicher konnten weitere 13 bis 16 Prozentpunkte gewonnen werden. Eine weitere wesentliche Erkenntnis ist die Reduzierung der Abregelungsverluste um 6 % und die Halbierung der Stunden mit Netzüberlastung (von 60 Stunden/Jahr auf 30 Stunden/Jahr).

3.2 Einfluss der Steuerung weiterer Verbraucher

Der Einfluss der Anwendung von DSM bei Geräten ohne Speicherfähigkeit wurde in [6] ausführlich untersucht. Es zeigte sich, dass die Effekte von DSM einen geringen

²Weitere Eckdaten der Simulation: 7501 Pufferspeicher, Leistungsverhältnis PV-Anlage: 83 % Speicherwirkungsgrad 84 %, Stochastische Abbildung PV-Ertrag, Wärmebedarf und JAZ

Einfluss auf Autarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil haben, insbesondere im Vergleich zum Einsatz von Batteriespeichern (jeweils maximal 5 % Erhöhung). Entscheidend ist an dieser Stelle das Nutzungsprofil und die Ausstattung der Haushalte: Der nachaktive Haushalt mit vielen DSM-Geräten hat ein höheres Verschiebepotenzial als der tagaktive mit wenigen Geräten. Somit konnten Autarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil bei Haushalte mit einem DSM-fähigen Gerät um nur ca. 0,4 % erhöht werden. Bei drei DSM-fähigen Geräten - und insbesondere die Einbindung des Wäschetrockners - um ca. 6 %, was einer jährlichen Einsparung von ca. 600 kWh bzw. 250 €³ entspricht. Entscheidend beim Einsatz von DSM sind die Anschaffungskosten der Geräte. Die zentralen Steuerungseinheiten von SMA und Innogy kosten mehrere hundert Euro, abhängig vom Umfang der Funktionen. Funksteckdosen können je nach System zwischen 40 € und 100 € kosten [20][21]. Ferner lassen sich bestimmte Smart-Home-Produkte nicht unabhängig von einer zusätzlichen Vertragsbindung und monatlichen Kosten betreiben [22][23]. Die hypothetischen Stromeinsparungen kompensieren den Aufpreis mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht.

Zum Einfluss der Steuerung weiterer Komponenten von Gebäudeautomatisierungen wie z.B. Lüftung, Rollläden, Beleuchtung oder Entertainment-Geräte ist wenig Literatur vorhanden. Beispielhaft könnten durch eine luftqualitätsabhängige Steuerung von Lüftungsanlagen oder eine anwesenheitsabhängige Ausschaltung von Beleuchtung oder Entertainment-Geräte im Standby-Modus weitere Energieeinsparungen ermöglicht werden. Bei manchen Komponenten kann die Automatisierung sowohl einen positiven wie auch einen negativen Einfluss auf die Energieeffizienz haben. Zum Beispiel kann das zeitgerechte Hochfahren von Rollläden oder das Ausschalten von Raumbeleuchtung zur passiven Raumheizung und Stromeinsparung beitragen. Der Betrieb dieser Einrichtungen im Rahmen eines Diebstahlschutzszenarios würde dagegen den Stromverbrauch erhöhen.

Eine Arbeit des Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe der TU Wien konnte eine Energieeinsparung feststellen: Die gezielte Leistungsreduktion von Fernseher (-20 %), Computer (-30 %) und Beleuchtung (-9 %) und das Ausschalten der beiden ersten Geräten bei Standby-Verbrauch führte zu einer Energieverbrauchsreduktion dieser Gerätegruppe von 20 % [24]. Allgemein lässt sich bei Gebäuden in der Größenordnung eines Einfamilienhauses jedoch ein geringes Einsparpotenzial erwarten.

Ein letzter nennenswerter Punkt ist, dass die fortgeschrittenen Monitoring-Möglichkeiten, die intelligente Mehrkomponentensysteme oft mit sich führen, das Bewusstsein über das eigene Stromverhaltensverhalten steigern. Diese Sensibilisierung wirkt sich ggf. positiv auf den Stromverbrauch aus [28].

³Durchschnittlicher Strompreis 2016: 28,73 ct/kWh, Strompreissteigerung 2007-2016: 3,7 %, Resultierender durchschnittlicher Strompreis der nächsten 20 Jahren: 41,32 ct/kWh [BDEW]

3.3 Einbindung von Elektrofahrzeugen

In der Zukunft könnte die Entwicklung der Elektromobilität bedeutend für die Durchdringung intelligenter, zentraler Steuerungseinheiten sein, da Elektrofahrzeuge gleichzeitig ein großer Verbraucher und eine Speichermöglichkeit darstellen. Erste Simulationen zur intelligenten Steuerung der Fahrzeugladung lassen einen starken Einfluss auf den Eigenverbrauch und den Autarkiegrad vorhersagen. In [24] lieferte die Simulation einer Modellsiedlung mit 300 Einwohner folgende Ergebnisse: Der Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad von Haushalte mit Elektrofahrzeug war durchschnittlich um jeweils 15 % und 8 % höher.

Eine Studie des Fraunhofer-Instituts untersuchte ebenfalls die Auswirkung der intelligenten Fahrzeugladung. Der Eigenverbrauchsanteil eines Durchschnittshaushalts⁴ konnte so um ca. 13 % erhöht werden. Der PV-Anteil des Fahrzeugverbrauchs stieg um zusätzliche 12 % bis 32 %, abhängig von der installierten PV-Anlagenleistung. Detaillierte Ergebnisse in Abhängigkeit der Anlagengröße sind Abbildung 4 und 5 zu entnehmen. Auch für die drei weiteren betrachteten Nutzergruppen führte die intelligente Ladung des Erstfahrzeugs zu zusätzlichen jährlichen Einsparungen von 100 € bis 150 €. [26]

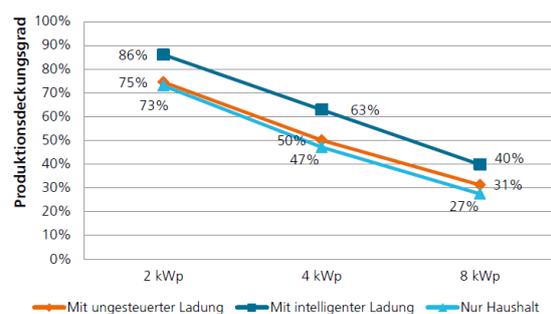


Abbildung 4 Vergleich des Eigenverbrauchsanteils (Produktionsdeckungsgrad) eines Durchschnittshaushalts [26]

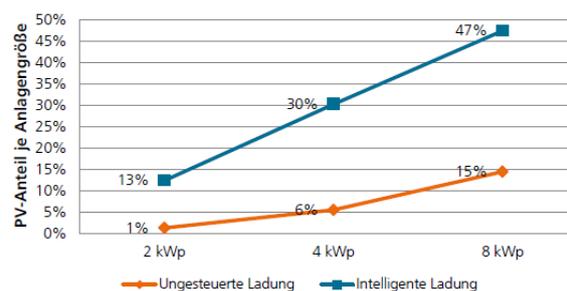


Abbildung 5 Vergleich des PV-Anteils des Fahrzeugverbrauchs eines Durchschnittshaushalts [26]

⁴Ein Elternteil voll berufstätig, ein Elternteil nicht berufstätig, zwei bis vier Kinder, Stromverbrauch von ca. 5 MWh/a

4 Zusammenfassung und Ausblick

Es wurde festgestellt, dass mit zunehmenden Funktionalitäten auch zusätzliche Kosten entstehen (Anschaffung, Wartung, Abonnement, etc.) die sich mit den möglichen Energieeinsparungen ggf. nicht kompensieren lassen. Umgekehrt ermöglichen robuste, kostengünstige Einkomponentensysteme einen finanziellen Mehrgewinn, erscheinen aber angesichts der zunehmenden digitalen Vernetzung unserer Umwelt und der Entwicklung des *Internet of Things* als nicht zeitgemäß.

In Summe wurde erkannt, dass im Bereich der Privathaushalte, Einsparungen durch den Einbezug von Wärmeerzeugern in Energiemanagementsystemen erfolgen können. Dies ist hauptsächlich auf die geringen Investitionskosten zurückzuführen, die dazu notwendig sind. Ferner können hohe Einsparpotenziale durch die zusätzliche Einbindung von Elektrofahrzeugen erzielt werden. Dagegen impliziert die Steuerung weiterer Verbraucher hohe Kosten, ohne dass wesentliche Einsparungen durch Lastverschiebungen entstehen. Erwägungen, die im Zusammenhang mit Wohnkomfort und Sicherheit stehen, bilden konsistentere Argumente für den Einsatz intelligenter Mehrkomponentensysteme. Dass eine Technologie zur Verbesserung der Lebensqualität nebenbei zu Energieeinsparungen durch Sensibilisierung führen kann, bleibt aber als positiv anzusehen.

In der Zukunft ist ein Durchbruch von Energiemanagementsystemen in Zusammenhang mit dem der Elektromobilität zu erwarten. Dieser könnte einen entscheidenden Einfluss darauf haben, welche Akteure und welche Umsetzungsformen sich im Bereich Energiemanagement durchsetzen werden.

5 Literatur

- [1] J. Bergner, J. Weniger, T. Tjaden, V. Quaschnig: Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende. 1. Aufl. Berlin: Berliner Wissenschafts-Verlag, 2015. — Wen15 — ISBN 978-3-8305-3548-5
- [2] DAA Deutsche Auftragsagentur GmbH: Solaranlagenportal, Solarstromspeicher Preise. Online, 2017. Available: <https://www.solaranlagenportal.com/photovoltaik/stromspeicher/preise> [Zugriff am 04.01.2017]
- [3] J. Bergner, J. Weniger, T. Tjaden, V. Quaschnig: Solarstrom prognosebasiert speichern. Erschienen in SONNE WIND & WÄRME 09/2015, S.68-69
- [4] J. Bergner, J. Weniger, T. Tjaden, V. Quaschnig: Einsatz von PV-Systemen mit Wärmepumpen und Batteriespeichern zur Erhöhung des Autarkiegrades in Einfamilienhaushalten. 30. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 3/2015
- [5] J. Bergner, J. Weniger, T. Tjaden, V. Quaschnig: Wärmewende – Wärmepumpen und der Einfluss von PV-Batteriespeichern auf einen netzdienlichen Betrieb. 1. Herbstworkshop der Professur Energiespeicher-oder systeme: Dezentrale Sektorkopplung und Hybride Energiespeichersysteme, Dresden, 11/2016
- [6] R. Scholz: Vergleich des Einflusses von Lastmanagement-Maßnahmen und Batteriespeichersystemen auf die photovoltaische Eigenversorgung von Wohngebäuden. Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, 2016
- [7] Rennergy Systems AG: PV-Heiz. Saubere Energie mit Zukunft! Online, 2017. Available: www.rennergy.de/produkte/produktuebersicht/pv-heiz.html [Zugriff am 04.01.2017]
- [8] Fronius International GmbH: Fronius Symo. Online, 2017. Available: www.fronius.com/cps/rde/xchg/fronius_deutschland/hs.xsl/15128_16909_DEU_HTML.htm [Zugriff am 04.01.2017]
- [9] KACO new energy GmbH: Priwatt. Online, 2017. Available: www.kaco-newenergy.com/products/solar-pv-accessories/pv-self-consumption/priwatt [Zugriff am 04.01.2017]
- [10] SolarEdge Technologies, Inc.: Datenblatt zu Heizstab-Regler. Online, 2017. Available: www.photovoltaike4all.de/media/pdf/solaredge-device-control-immersion-heater-controller-datasheet-de.pdf [Zugriff am 04.01.2017]
- [11] Solare Datensysteme GmbH: Produktinformation zu Solar-LogTM und EGO Smart Heater. Available: www.photovoltaike4all.de/media/pdf/SolarLog-Datenblatt_EGO_Smart_Heater-3.pdf [Zugriff am 04.01.2017]
- [12] SENECH. HEAT: Datenblatt zur SENECH-Heizstabsteuerung. Online, 2017. Available: www.baumann-solartechnik.de/uploads/media/160613_web_Datenblatt_SENECH_Heat_V_1_0.pdf [Zugriff am 04.01.2017]
- [13] Fronius International GmbH: Datenblatt zu Fronius Ohmpilot. Online, 2017. Available: www.raymann.at/fileadmin/user_upload/Datenblaetter/Fronius_Ohmpilot_Overview.pdf [Zugriff am 04.01.2017]
- [14] Miele & Cie. KG: Miele@Home. Online, 2017. Available: www.miele.de/brand/smart-home/index.html [Zugriff am 04.01.2017]
- [15] Stefan Tappert: Waschmaschine + Kühlschrank + Fensterrolläden = Zukunft IoT geht mit Smart Things die nächsten Schritte. Online, 08.01.2016. Available: www.samsung.com/de/entdecken/vernetzte-welt/waschmaschine-kuehlschrank-fensterrolladen-zukunft/ [Zugriff am 04.01.2017]
- [16] SMA Solar Technology AG: Produktinformation zu Sunny Home Manager 2.0. Online, 2017. Available: files.sma.de/dl/29870/HOMEMANAGER-DDE1711-V30web.pdf [Zugriff am 04.01.2017]
- [17] innogy SE: SmartHome Zentrale. Online, 2017. Available: www.innogy.com/

smartstore/SmarthomeCatalog/Komfort/
SmartHome-Zentrale-zid10267411 [Zugriff am
04.01.2017]

- [18] BMWi, Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Zusammenfassung Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren 2013 bis 2015; Stand 01/2017. Online, 2017. Available: www.umweltbundesamt.de/daten/private-haushalte-konsum/energieverbrauch-privater-haushalte [Zugriff am 04.01.2017]
- [19] Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e.V. : BWP-Branchenstudie 2015, Szenarien und politische Handlungsempfehlungen. Online, 2017. Available: www.waermepumpe.de/fileadmin/user_upload/waermepumpe/07_Publikationen/2016-04-08_Branchenprognose_2015_web.pdf [Zugriff am 04.01.2017]
- [20] innogy SE: SmartHome Geräte. Online, 2017. Available: www.rwe-smarhome.de/web/cms/de/2935200/home/geraete/geraete/ [Zugriff am 04.01.2017]
- [21] Sonnenschop e.K.: SMA-Zubehöre. Online, 2017. Available: www.sonnenshop.de/zubehoer/sma-zubehoer/?p=1 [Zugriff am 04.01.2017]
- [22] Telekom Deutschland GmbH: Magenta SmartHome Dienste & Pakete. Online, 2017. Available: www.smarthome.de/shop/dienste-pakete/einsteiger-pakete [Zugriff am 04.01.2017]
- [23] mobilcom-debitel GmbH: SmartHome, Komfortabel und funktional wohnen. Online, 2017. Available: www.mobilcom-debitel.de/digitale-welt/smarthome/ [Zugriff am 04.01.2017]
- [24] C. Maier, C. Groß, M. Litzlbauer, A. Schuster, F. Zeilinger. Eigenverbrauchssteigerung in Haushalten durch Demand-Side-Management. 13. Symposium Energieinnovation, Graz, 2/2014
- [25] Manfred Gorgus: Wirtschaftliche Stromspeicher aus der Schweiz Powerball-Systems AG platziert Preisbrecher im Markt. Online, 2017. Available: www.presseportal.de/pm/120943/3355730 [Zugriff am 04.01.2017]
- [26] M. Mierau, D. Noeren, F. Becker: Potentialanalyse der intelligenten Ladung von Elektrofahrzeugen mit eigenerzeugtem Photovoltaikstrom in einem Privathaushalt. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, ISE, 2014
- [27] Apel, Rolf u. A.: VDE Studie: Demand Side Integration - Lastverschiebungspotentiale in Deutschland. Frankfurt am Main: VDE - Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V., 2012
- [28] Analyse der Kosten – Nutzen einer österreichweiten Smart Meter Einführung. Technischer Bericht, Capgemini Consulting Österreich AG, 2010



Energiemanagementsysteme – finanzieller bzw. technischer Mehrgewinn oder technische Spielerei?

Luca Torrisi , 30.06.2017

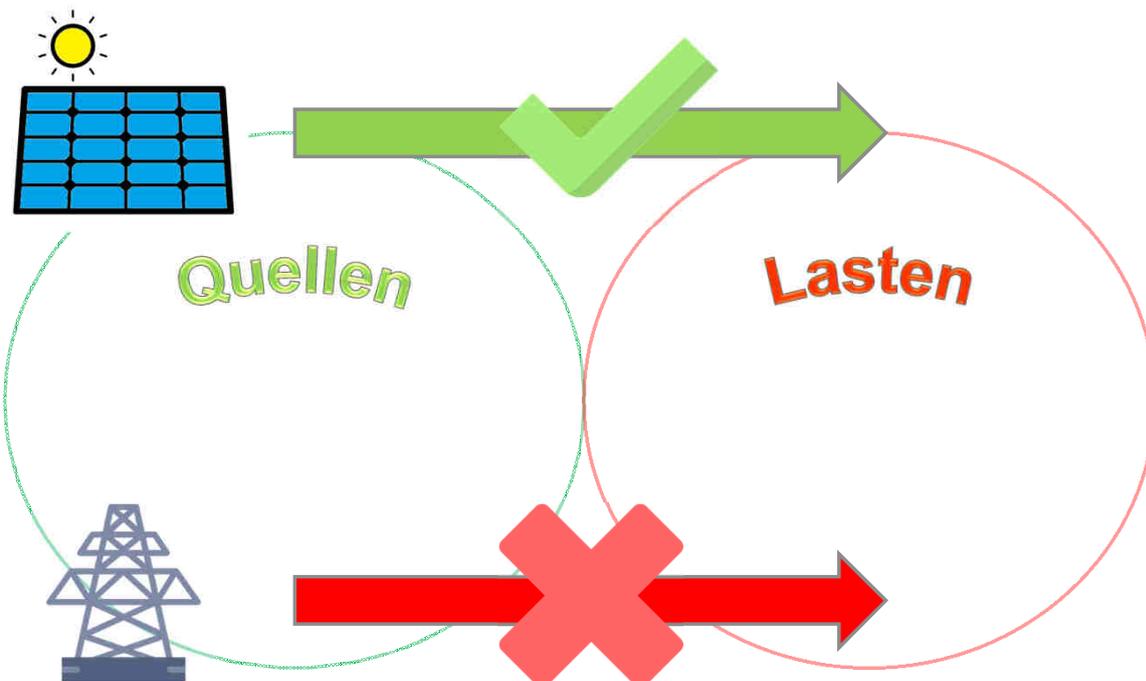
Agenda

- **Einleitung**
 - Ausgangslage, Problemstellung und Umsetzung
 - Bewertungsgrößen und Begrifflichkeiten
- **Überblick verfügbarer Energiemanagementsysteme**
 - Einbindung von Wärmeerzeugern / E-KfZ mit Einkomponentensystemen
 - Mehrkomponentensysteme zur Einbindung weiterer Verbraucher
- **Einsparpotenziale durch Energiemanagementsysteme**
 - Steuerung von Wärmeerzeugern und Einfluss von Batteriespeichern
 - Einfluss der Steuerung weiterer Verbraucher
 - Einbindung von Elektrofahrzeugen
- **Zusammenfassung und Ausblick**

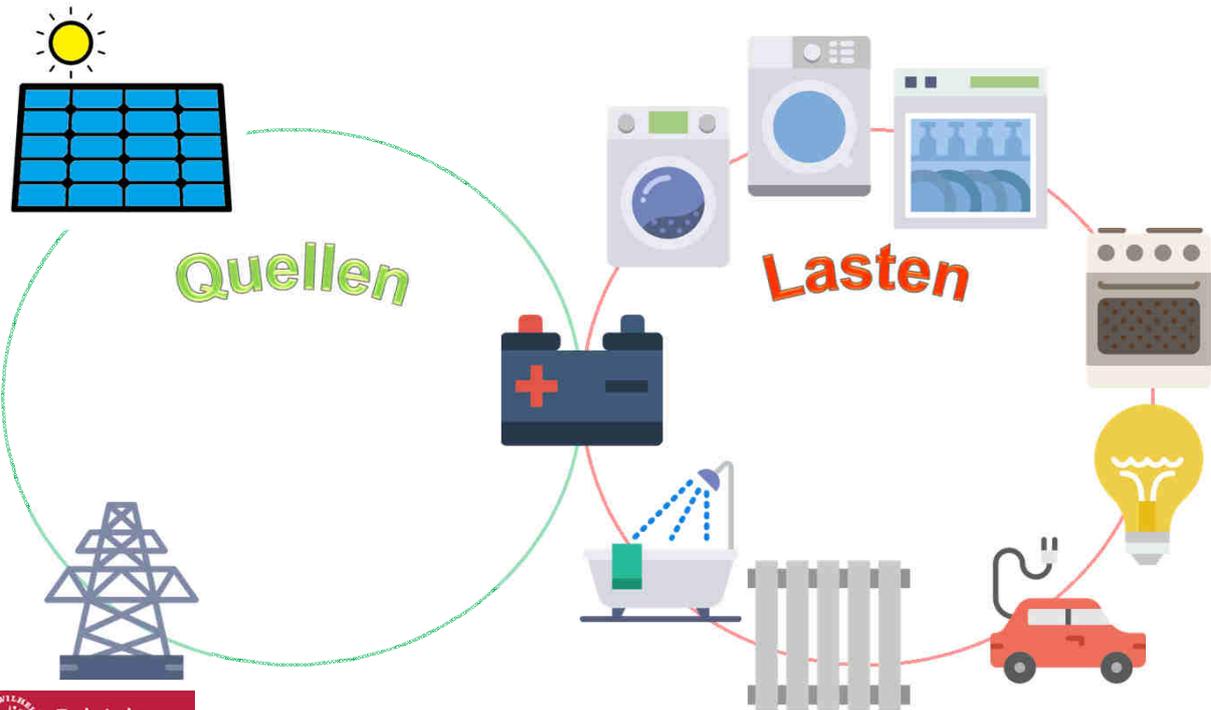
Agenda

- Einleitung
- Überblick verfügbarer Energiemanagementsysteme
- Einsparpotenziale durch Energiemanagementsysteme
- Zusammenfassung

Ausgangslage und Problemstellung

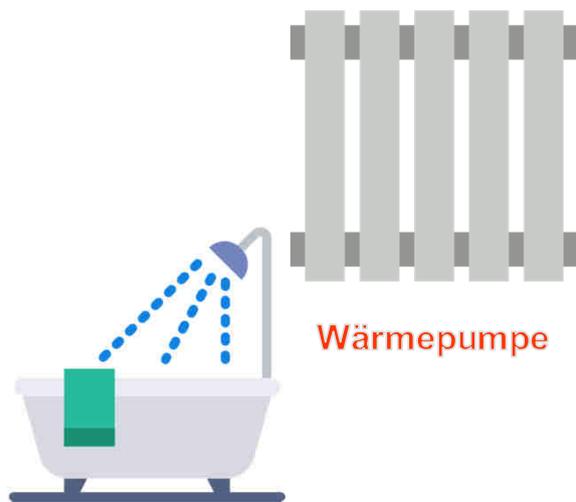


Ausgangslage und Problemstellung



Ausgangslage und Problemstellung

Speicherfähige Verbraucher



Ausgangslage und Problemstellung

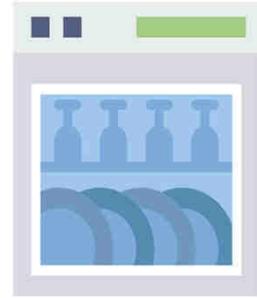
Nicht speicherfähige Verbraucher



Waschmaschine



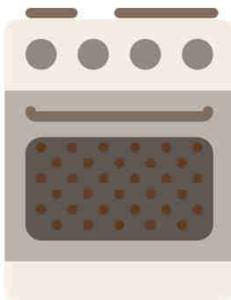
Wäschetrockner



Spülmaschine

Ausgangslage und Problemstellung

Nicht verschiebbare Verbraucher



Herd / Ofen

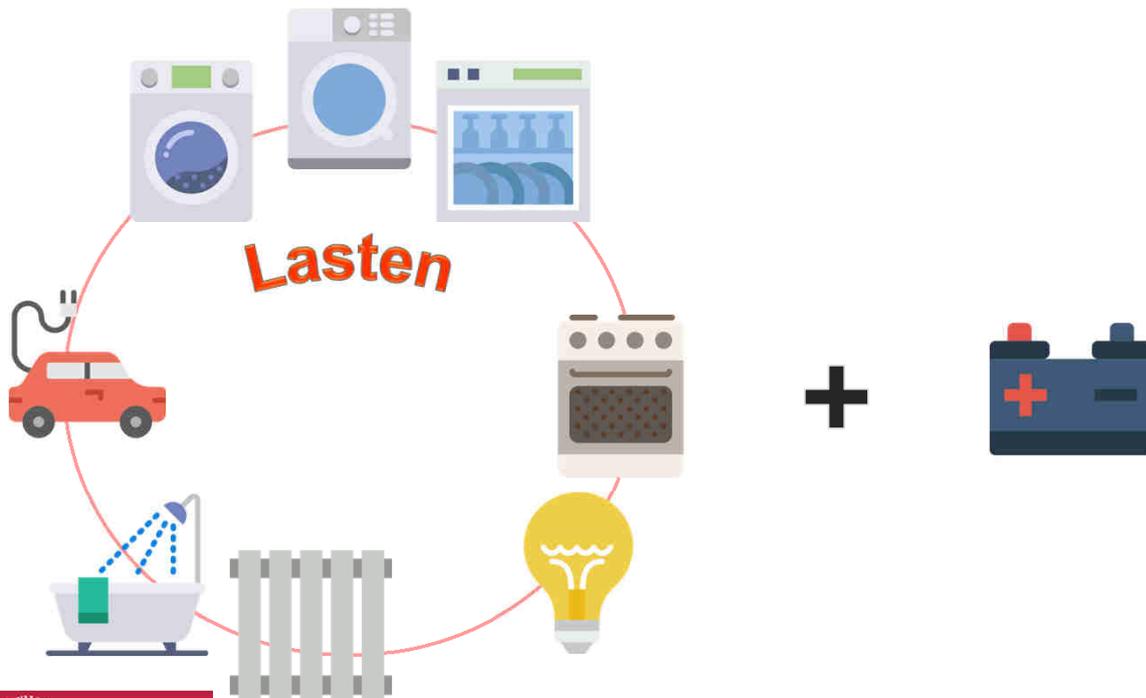


Beleuchtung

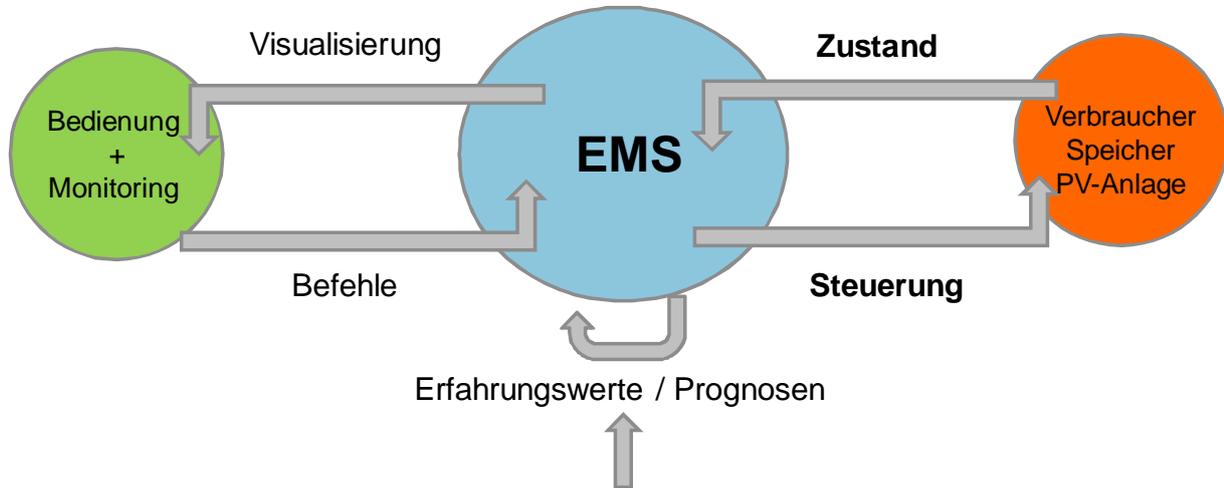
Ausgangslage und Problemstellung



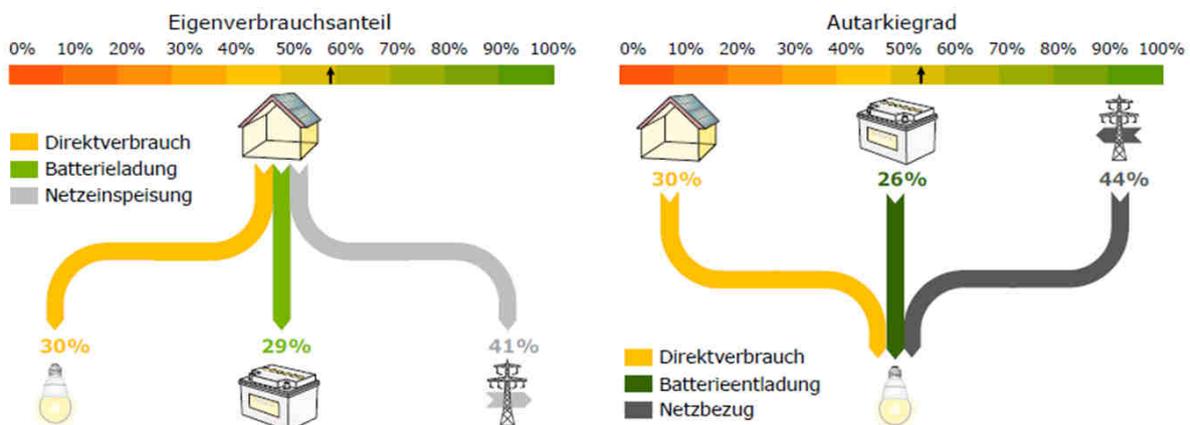
Umsetzung



Umsetzung



Bewertungsgrößen



Energiemanagement

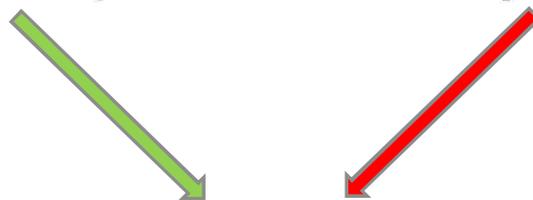


Einkomponentensysteme

Mehrkomponentensysteme

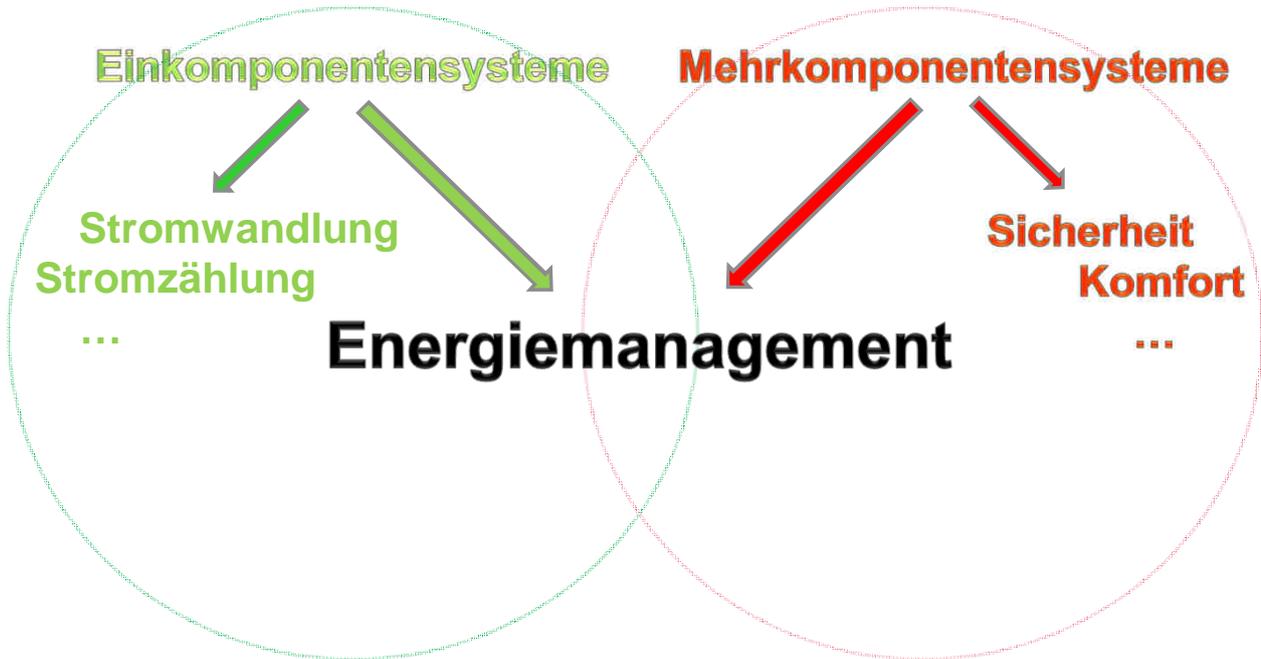
Einkomponentensysteme

Mehrkomponentensysteme

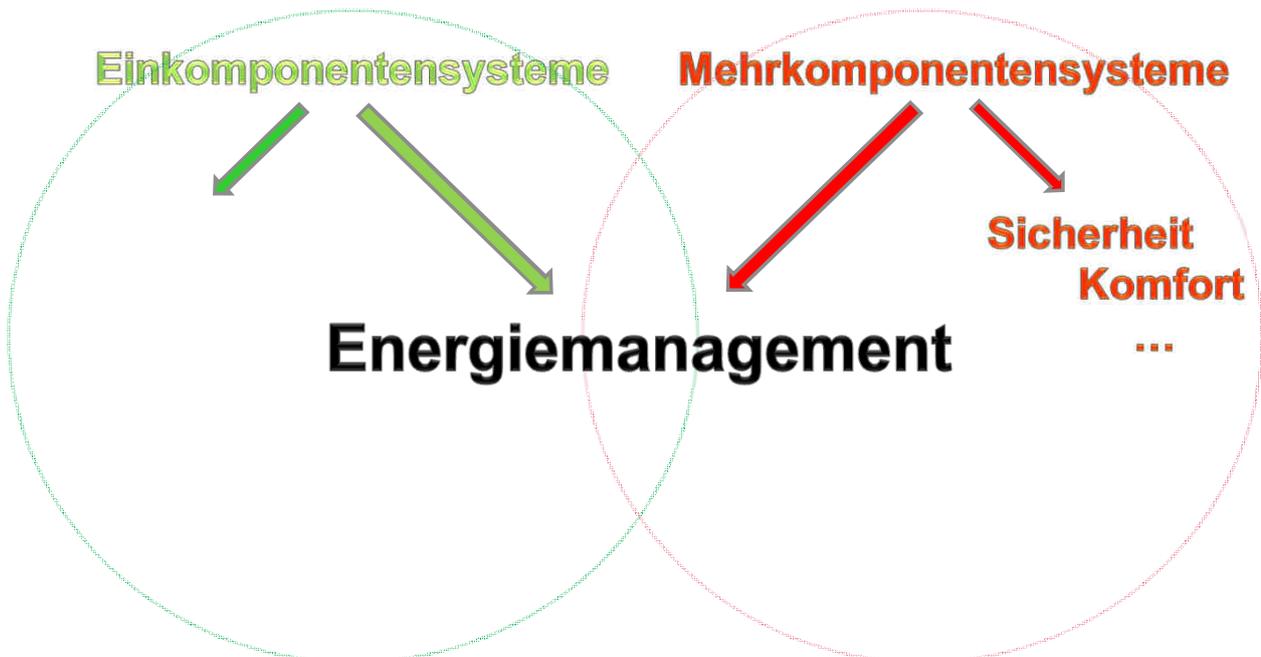


Energiemanagement

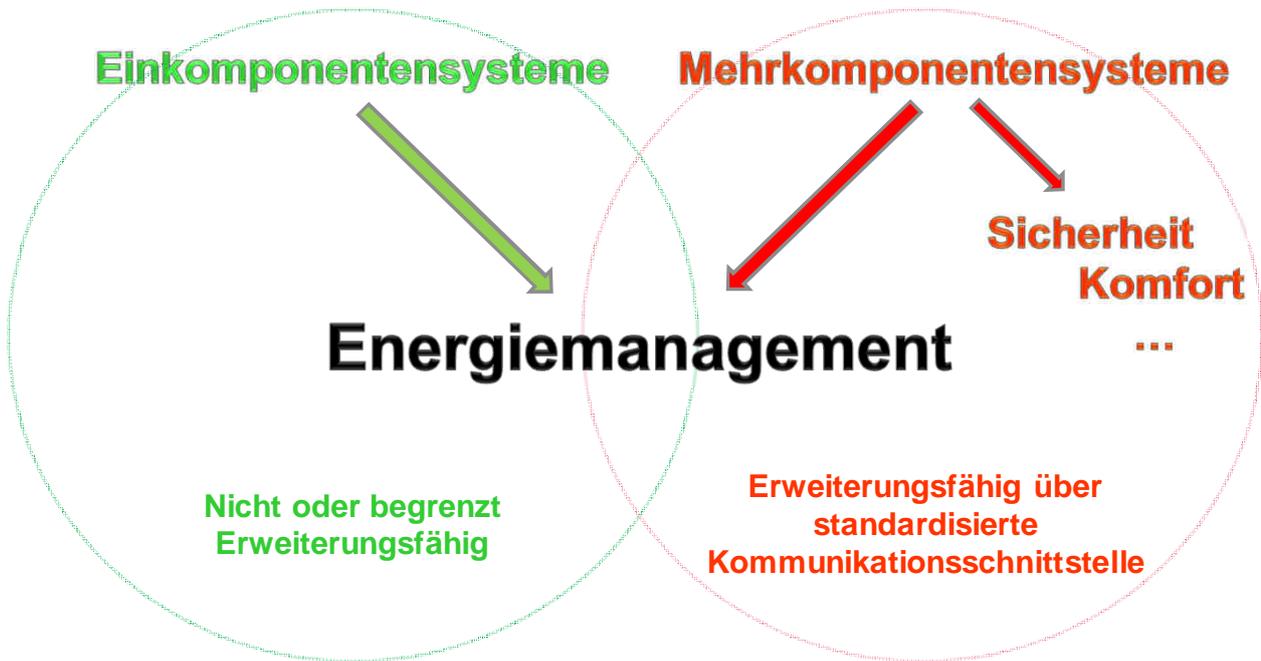
Begrifflichkeiten



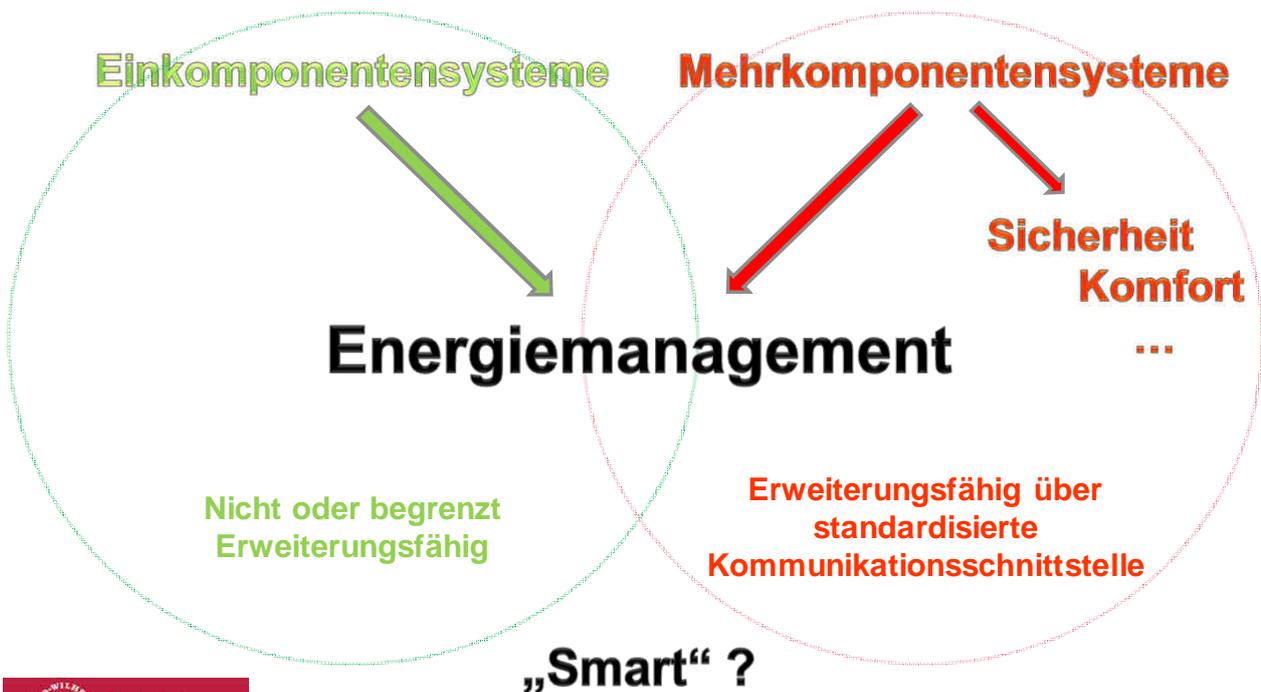
Begrifflichkeiten



Begrifflichkeiten



Begrifflichkeiten



Agenda

- Einleitung
- Überblick verfügbarer Energiemanagementsysteme
- Einsparpotenziale durch Energiemanagementsysteme
- Zusammenfassung

Einbindung von Wärmeerzeugern

Einbindung von Wärmeerzeugern

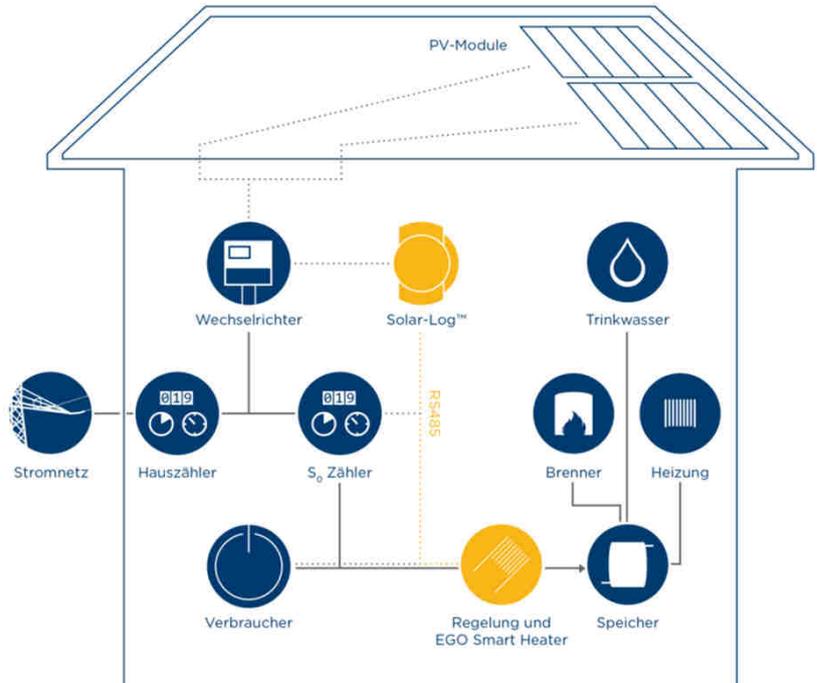


Einbindung von Wärmeerzeugern

Heizstabregelung: Solar-Log



Kosten: ~ 1200 €



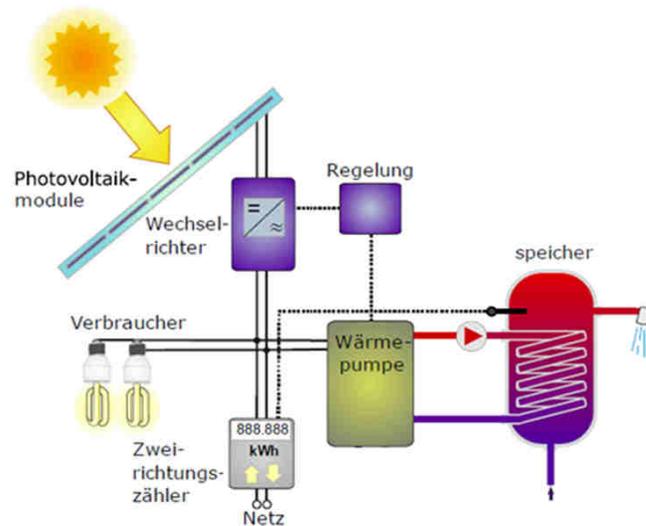
Quelle(n): [7]

29.06.2017 | Luca Torrisi | Energiemanagementsysteme – finanzieller Mehrerwerb ? | Seite 21



Einbindung von Wärmeerzeugern

Wechselrichter-Integrierte Lösungen: SG-Ready Schnittstelle



29.06.2017 | Luca Torrisi | Energiemanagementsysteme – finanzieller Mehrerwerb ? | Seite 22

Quelle(n): [1]



Einbindung von Elektrofahrzeugen

Einbindung von Elektrofahrzeugen



Einbindung von Elektrofahrzeugen

Ladecontroller : Phoenix Contact EV Charge Control



Kosten: ~ 240 €

+



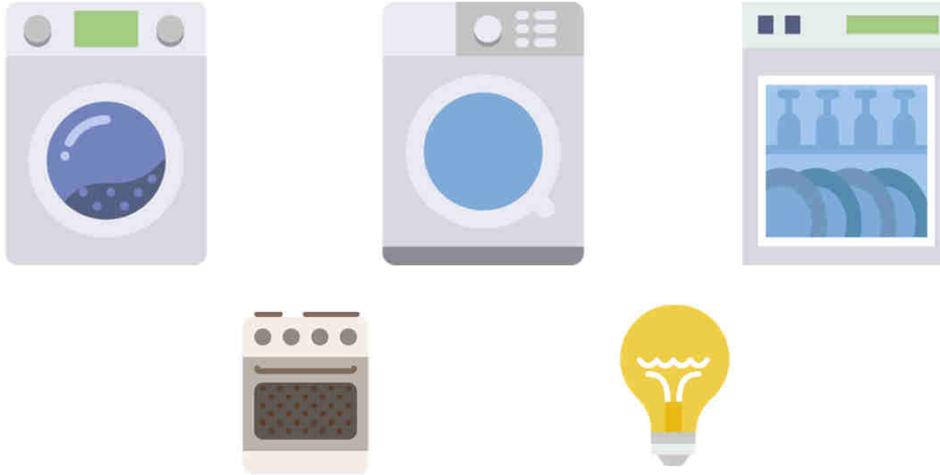
+



Kosten: ~ 200 €

Einbindung weiterer Verbraucher

Einbindung weiterer Verbraucher



Einbindung weiterer Verbraucher

Mehrkomponentensysteme: SMA Sunny Home Manager



Zentrale / Zähler: ~ 600 €



Steckdose: ~ 100 €

Einbindung weiterer Verbraucher

Mehrkomponentensysteme: innogy SmartHome



Zentrale: ~ 190 €



Zähler: ~ 130 - 280 €



Steckdose: ~ 40 - 80 €

Einbindung weiterer Verbraucher

Mehrkomponentensysteme: weitere Anbieter

Belkin WeMo

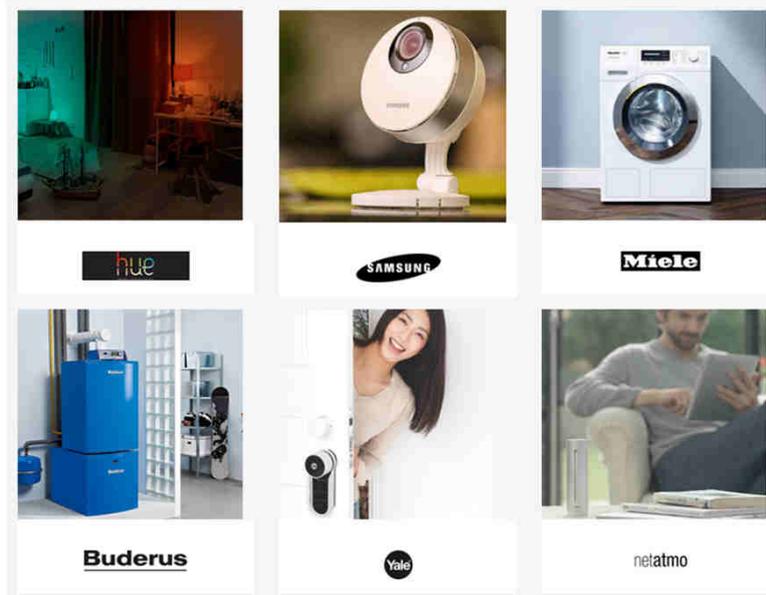


Telekom Magenta Smarthome



Einbindung weiterer Verbraucher

Mehrkomponentensysteme: innogy SmartHome compatible Systeme



Agenda

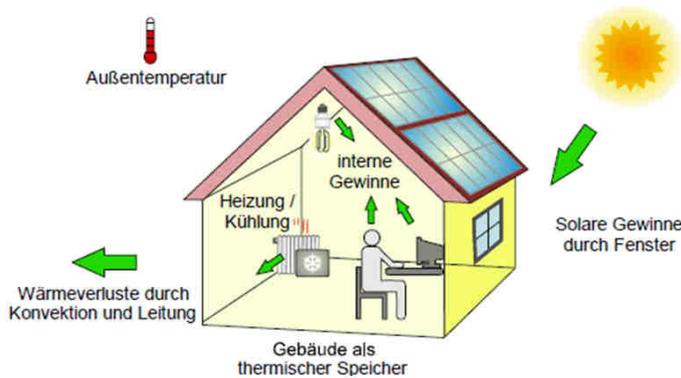
- Einleitung
- Überblick verfügbarer Energiemanagementsysteme
- Einsparpotenziale durch Energiemanagementsysteme
- Zusammenfassung

Steuerung von Wärmeerzeugern

Studie: **Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende**

Vortrag: **Einsatz von PV-Systemen mit Wärmepumpen und Batteriespeichern zur Erhöhung des Autarkiegrades in Einfamilienhaushalten**

- Gebäudesimulation + Modulierende Wärmepumpe



htw Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin
University of Applied Sciences

Quelle(n): [1]

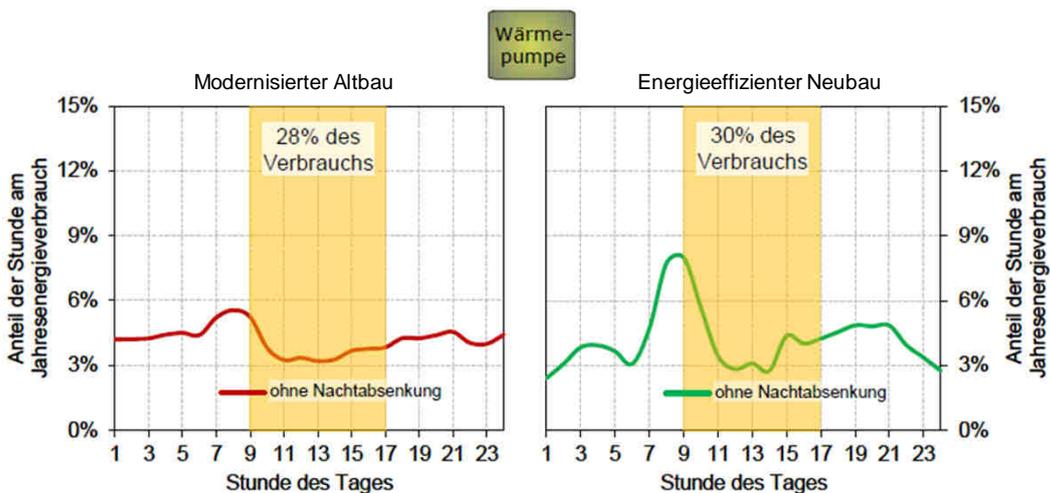


29.06.2017 | Luca Torrisi | Energiemanagementsysteme – finanzieller Mehrertrag ? | Seite 31



Steuerung von Wärmeerzeugern

Vortrag: **Einsatz von PV-Systemen mit Wärmepumpen und Batteriespeichern zur Erhöhung des Autarkiegrades in Einfamilienhaushalten**



htw Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin
University of Applied Sciences

Quelle(n): [2]

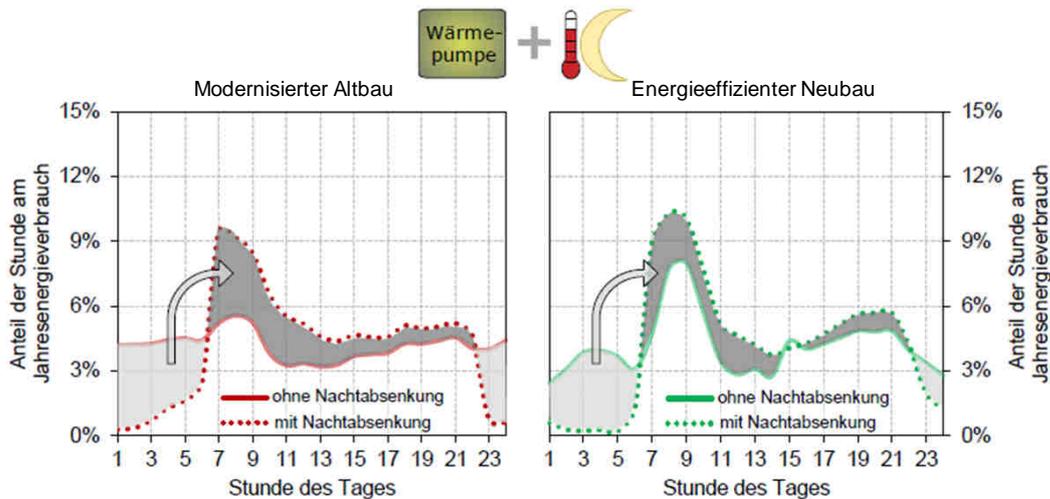


29.06.2017 | Luca Torrisi | Energiemanagementsysteme – finanzieller Mehrertrag ? | Seite 32



Steuerung von Wärmeerzeugern

Vortrag: Einsatz von PV-Systemen mit Wärmepumpen und Batteriespeichern zur Erhöhung des Autarkiegrades in Einfamilienhaushalten



htw Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin
University of Applied Sciences

Quelle(n): [2]

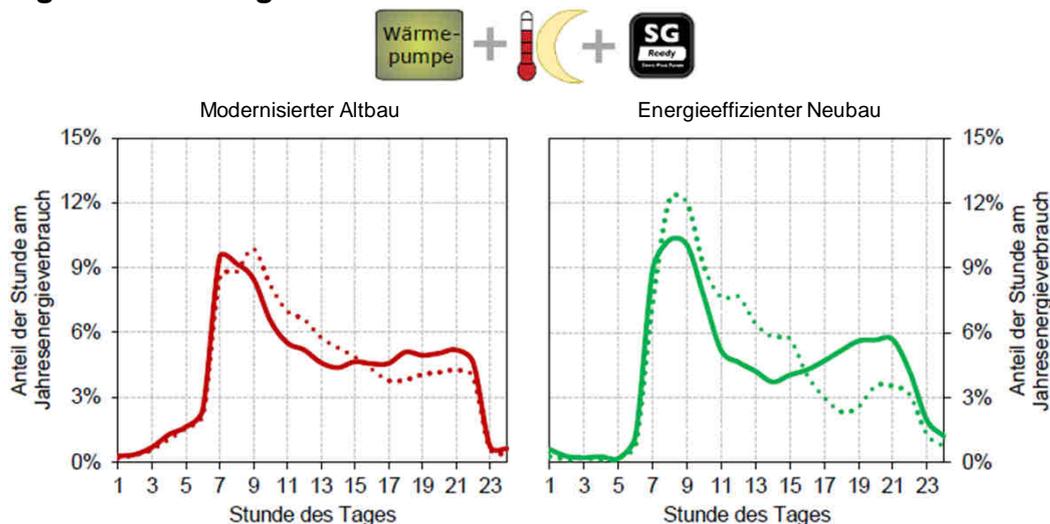


29.06.2017 | Luca Torrisi | Energiemanagementsysteme – finanzieller Mehrgewinn ? | Seite 33



Steuerung von Wärmeerzeugern

Vortrag: Einsatz von PV-Systemen mit Wärmepumpen und Batteriespeichern zur Erhöhung des Autarkiegrades in Einfamilienhaushalten



htw Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin
University of Applied Sciences

Quelle(n): [2]

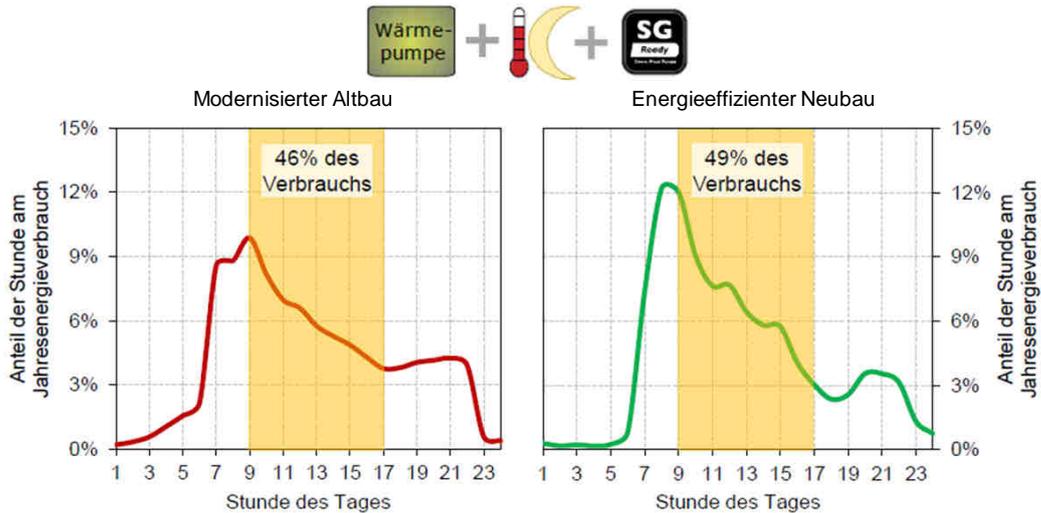


29.06.2017 | Luca Torrisi | Energiemanagementsysteme – finanzieller Mehrgewinn ? | Seite 34



Steuerung von Wärmeerzeugern

Vortrag: Einsatz von PV-Systemen mit Wärmepumpen und Batteriespeichern zur Erhöhung des Autarkiegrades in Einfamilienhaushalten



htw Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin
University of Applied Sciences

Quelle(n): [2]

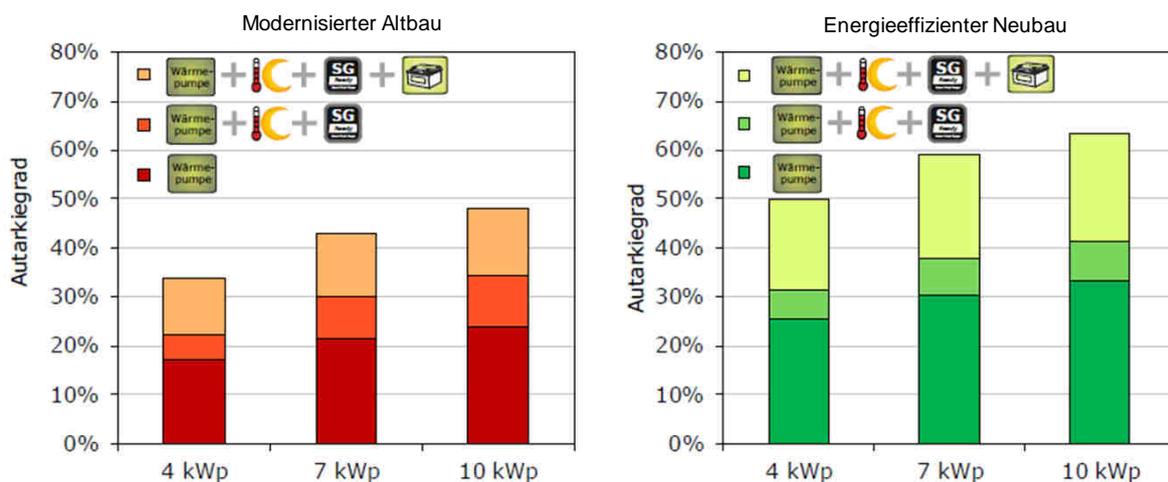


29.06.2017 | Luca Torrisi | Energiemanagementsysteme – finanzieller Mehrgewinn ? | Seite 35



Steuerung von Wärmeerzeugern

Vortrag: Einsatz von PV-Systemen mit Wärmepumpen und Batteriespeichern zur Erhöhung des Autarkiegrades in Einfamilienhaushalten



Einsparung: 50 – 200 € / Jahr

Quelle(n): [1]



29.06.2017 | Luca Torrisi | Energiemanagementsysteme – finanzieller Mehrgewinn ? | Seite 36



Steuerung von Wärmeerzeugern

Studie: **Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende**

Vortrag: **Wärmepumpen und der Einfluss von PV- Batteriespeichern auf einen netzdienlichen Betrieb**

- **Simulation mit Felddaten aus 57 Haushalte**



htw Hochschule für Technik
und Wirtschaft Berlin
University of Applied Sciences

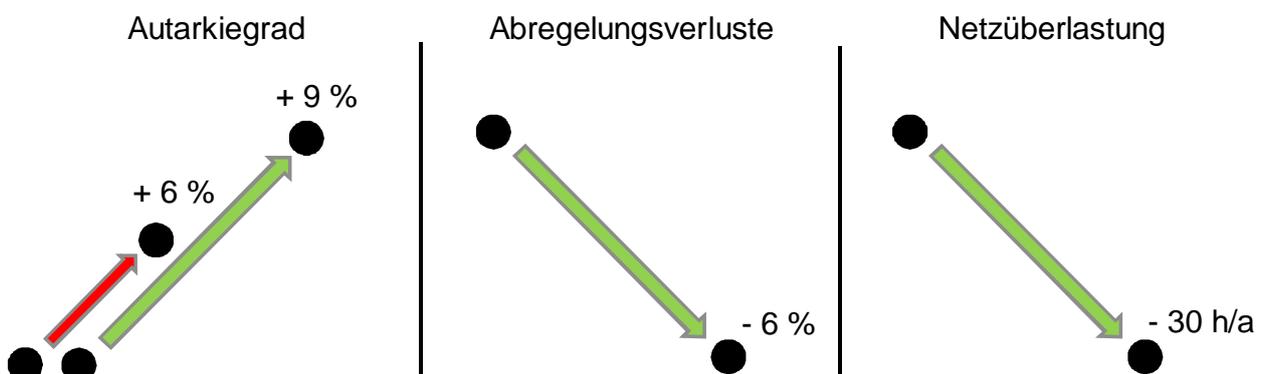


29.06.2017 | Luca Torrisi | Energiemanagementsysteme – finanzieller Mehrwert ? | Seite 37



Steuerung von Wärmeerzeugern

Vortrag: **Wärmepumpen und der Einfluss von PV- Batteriespeichern auf einen netzdienlichen Betrieb**



htw Hochschule für Technik
und Wirtschaft Berlin
University of Applied Sciences



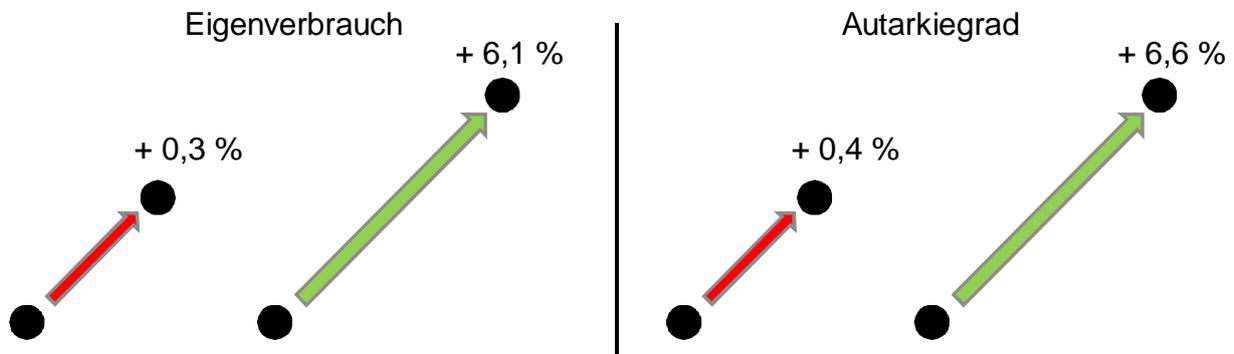
29.06.2017 | Luca Torrisi | Energiemanagementsysteme – finanzieller Mehrwert ? | Seite 38

Quelle(n): [3]



Steuerung weiterer Verbraucher

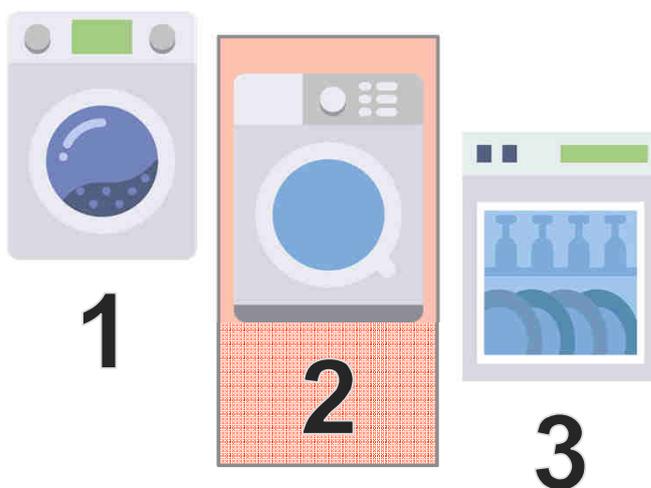
Masterarbeit: Vergleich des Einflusses von Lastmanagement-Maßnahmen und Batteriespeichersystemen auf die photovoltaische Eigenversorgung von Wohngebäuden



Steuerung weiterer Verbraucher

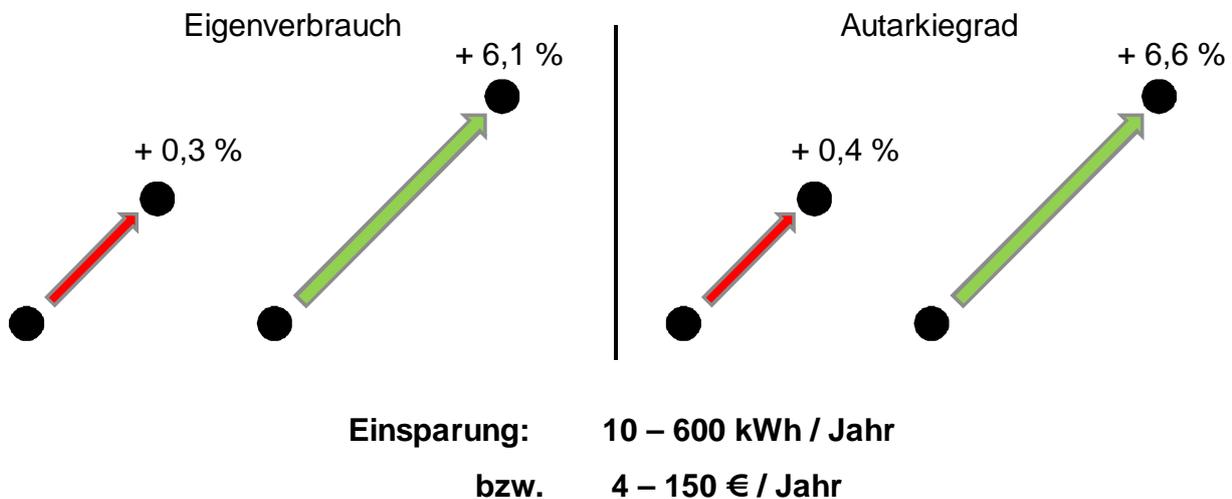
Anzahl an steuerbaren Geräten

Haushaltsprofil



Steuerung weiterer Verbraucher

Masterarbeit: Vergleich des Einflusses von Lastmanagement-Maßnahmen und Batteriespeichersystemen auf die photovoltaische Eigenversorgung von Wohngebäuden



Steuerung weiterer Verbraucher

Vortrag: Eigenverbrauchssteigerung in Haushalten durch Demand-Side-Management

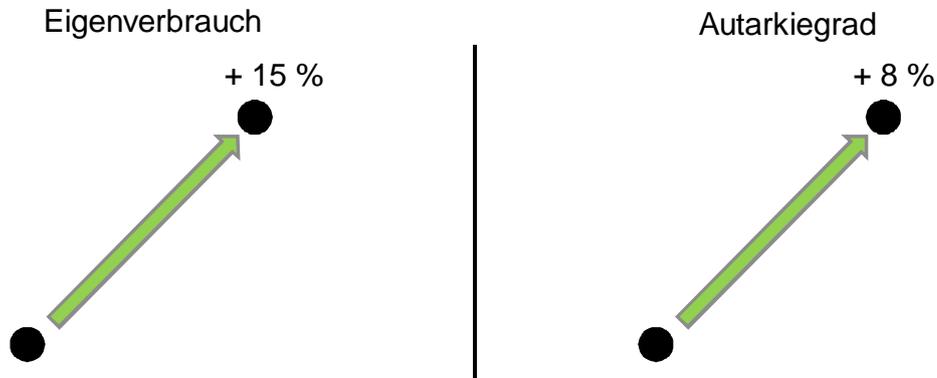
Simulation: Modellsiedlung mit 126 Haushalte (300 Einwohner)

Kategorien	waschen			beleuchten		
	Waschmaschine	Wäschetrockner	Geschirrspüler	Fernseher	Computer	Beleuchtung
Parameter						
Einschaltverzögerung [h]	5 h	5 h	5 h			
Leistungsreduktion [%]				- 20%	- 30%	- 9%
Standby Reduktion	nein	nein	nein	ja	ja	nein

Steuerung von Elektrofahrzeugen

Vortrag: **Eigenverbrauchssteigerung in Haushalten durch Demand-Side-Management**

Simulation: Modellsiedlung mit 126 Haushalte (300 Einwohner)



29.06.2017 | Luca Torrisi | Energiemanagementsysteme – finanzieller Mehrgeinn ? | Seite 43

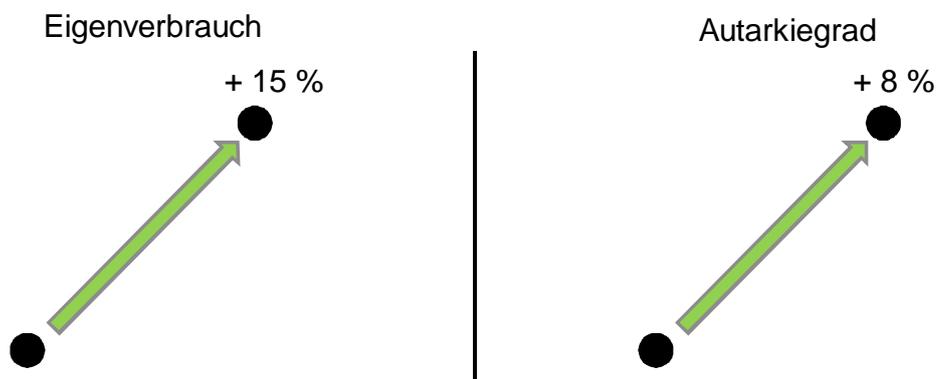
Quelle(n): [5]



Steuerung von Elektrofahrzeugen

Vortrag: **Eigenverbrauchssteigerung in Haushalten durch Demand-Side-Management**

Simulation: Modellsiedlung mit 126 Haushalte (300 Einwohner)



Einsparung: Haushaltsstromkosten – 2 Ct / kWh (Österreich!)



29.06.2017 | Luca Torrisi | Energiemanagementsysteme – finanzieller Mehrgeinn ? | Seite 44

Quelle(n): [5]



Steuerung von Elektrofahrzeugen

Vortrag: **Eigenverbrauchssteigerung in Haushalten durch Demand-Side-Management**

Simulation: Modellsiedlung mit 126 Haushalte (300 Einwohner)

Einsparung: Haushaltsstromkosten – 2 Ct / kWh (Österreich!)

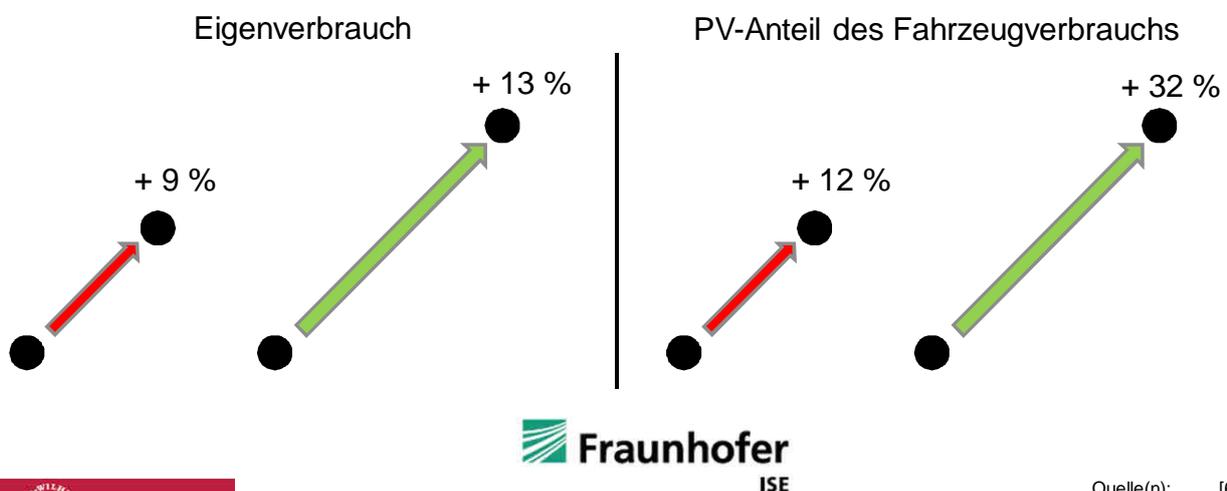
(Andere Rahmenbedingungen: 30% Investitionsförderung

Strombezug: 0,20 €/kWh Einspeisung mit 0,07 €/kWh)

Steuerung von Elektrofahrzeugen

Studie: **Potentialanalyse der intelligenten Ladung von Elektrofahrzeugen mit eigenerzeugtem Photovoltaikstrom in einem Privathaushalt**

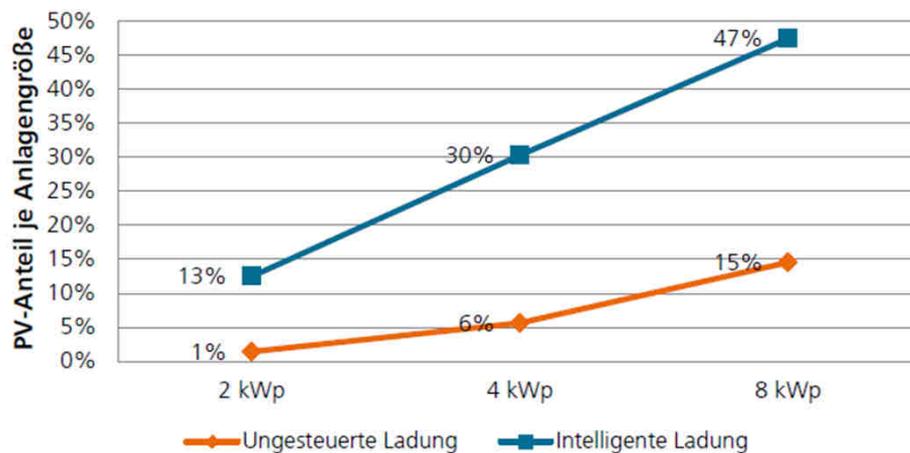
Nutzergruppe: Ein Elternteil voll berufstätig, ein Elternteil nicht berufstätig, 2-4 Kinder



Steuerung von Elektrofahrzeugen

Studie: **Potentialanalyse der intelligenten Ladung von Elektrofahrzeugen mit eigenerzeugtem Photovoltaikstrom in einem Privathaushalt**

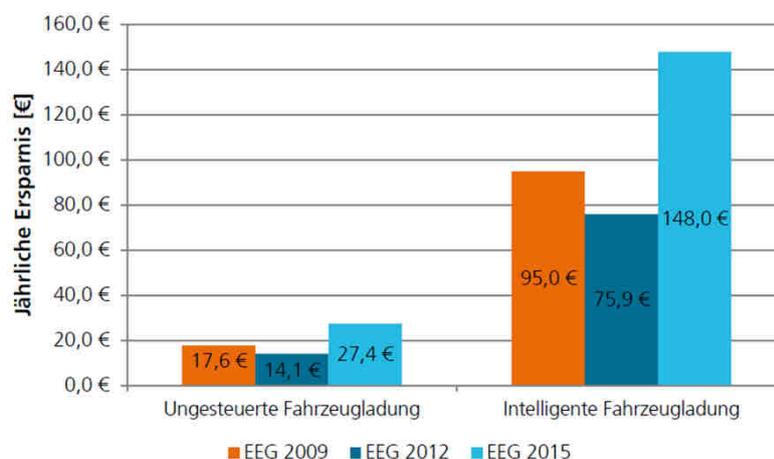
PV-Anteil der Fahrzeugladung



Steuerung von Elektrofahrzeugen

Studie: **Potentialanalyse der intelligenten Ladung von Elektrofahrzeugen mit eigenerzeugtem Photovoltaikstrom in einem Privathaushalt**

Ersparnis durch intelligente Ladung des elektrischen Erstfahrzeugs (4 kWp Anlage)



Agenda

- Einleitung
- Überblick verfügbarer Energiemanagementsysteme
- Einsparpotenziale durch Energiemanagementsysteme
- Zusammenfassung

Zusammenfassung

- Der Begriff „Energiemanagementsystem“ umfasst eine Vielzahl **unterschiedlicher** Systeme
- Investitionskosten können je nach Anwendung stark variieren

Zusammenfassung

- Der Begriff „Energiemanagementsystem“ umfasst eine Vielzahl **unterschiedlicher** Systeme
- Investitionskosten können je nach Anwendung stark variieren
- EMS können den **Eigenverbrauch optimieren** und zu **Einsparungen** führen
- Der Einsatz von EMS kann **netzentlastend** wirken

Zusammenfassung

- Der Begriff „Energiemanagementsystem“ umfasst eine Vielzahl **unterschiedlicher** Systeme
- Investitionskosten können je nach Anwendung stark variieren
- EMS können den **Eigenverbrauch optimieren** und zu **Einsparungen** führen
- Der Einsatz von EMS kann **Netzentlastend** wirken
- **Einkomponentensysteme** aufgrund geringerer Investitionskosten wirtschaftlicher als Mehrkomponentensysteme

Zusammenfassung

- Der Begriff „Energiemanagementsystem“ umfasst eine Vielzahl **unterschiedlicher** Systeme
- Investitionskosten können je nach Anwendung stark variieren
- EMS können den **Eigenverbrauch optimieren** und zu **Einsparungen** führen
- Der Einsatz von EMS kann **Netzentlastend** wirken
- **Einkomponentensysteme** aufgrund geringerer Investitionskosten wirtschaftlicher als Mehrkomponentensysteme
- Steuerung von **speicherfähigen Verbraucher** wirtschaftlicher, insbesondere bei **E-Kfz**

Zusammenfassung

- Der Begriff „Energiemanagementsystem“ umfasst eine Vielzahl **unterschiedlicher** Systeme
- Investitionskosten können je nach Anwendung stark variieren
- EMS können den **Eigenverbrauch optimieren** und zu **Einsparungen** führen
- Der Einsatz von EMS kann **Netzentlastend** wirken
- **Einkomponentensysteme** aufgrund geringerer Investitionskosten wirtschaftlicher als Mehrkomponentensysteme
- Steuerung von **speicherfähigen Verbraucher** wirtschaftlicher, insbesondere bei **E-Kfz**

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit !



Quellen

Icons / Abbildungen:

www.freepik.com
fontawesome.io
www.flaticon.com
www.pinterest.de
www.rwe-smarhome.de
www.photovoltaik4all.de
www.stegen.com

www.adafruit.com
anhinternational.org
www.raspberrypi.org
www.belkin.com
www.smarhome.de
www.smarhome.de
www.topfair.de

Literaturquellen:

- [1] J. Bergner, J. Weniger, T. Tjaden, V. Quaschnig: Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende. 1. Aufl. Berlin: Berliner Wissenschafts-Verlag, 2015. — Wen15 — ISBN 978-3-8305-3548-5
- [2] J. Bergner, J. Weniger, T. Tjaden, V. Quaschnig: Einsatz von PV-Systemen mit Wärmepumpen und Batteriespeichern zur Erhöhung des Autarkiegrades in Einfamilienhaushalten. 30. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 3/2015
- [3] J. Bergner, J. Weniger, T. Tjaden, V. Quaschnig: Wärwende – Wärmepumpen und der Einfluss von PV- Batteriespeichern auf einen netzdienlichen Betrieb. 1. Herbstworkshop der Professur Energiespeicher- oder systeme: Dezentrale Sektorkopplung und Hybride Energiespeichersysteme, Dresden, 11/2016
- [4] R. Scholz: Vergleich des Einflusses von Lastmanagement-Maßnahmen und Batteriespeichersystemen auf die photovoltaische Eigenversorgung von Wohngebäuden. Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, 2016
- [5] C. Maier, C. Groß, M. Litzbauer, A. Schuster, F. Zeilinger. Eigenverbrauchssteigerung in Haushalten durch Demand-Side-Management. 13. Symposium Energieinnovation, Graz, 2/2014.
- [6] M. Mierau, D. Noeren, F. Becker: Potentialanalyse der intelligenten Ladung von Elektrofahrzeugen mit eigenerzeugtem Photovoltaikstrom in einem Privathaushalt. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, ISE, 2014

Preise:

- [7] www.photovoltaik4all.de [8] www.elektronetshop.de [9] www.voelkner.de [10] www.elektroburmeister.de [11] www.sonnenshop.de
[12] www.rwe-smarhome.de



Die Erfolgsgeschichte des KfW-Marktanreizprogramms für PV-Speicher – Aber wie gut sind aktuell Energiemanagementsysteme für KfW geförderte Speicher?

The success story of the “KfW-Marktanreizprogramm” for photovoltaic-battery-systems – But how good are energy-management-systems for KfW-supported systems today?

Nils Gräfer,

Institut für Hochspannungstechnik und elektrische Energieanlagen – **elenia**, Braunschweig,
n.graefer@tu-braunschweig.de

Kurzfassung

Durch die Einführung des KfW-Marktanreizprogramms für PV-Speicher entstanden unter anderen verschiedene Formen von Energiemanagementsystemen.

Im Vergleich werden Systeme betrachtet, die eine Einspeisegrenze durch einfache Abregelung vorsehen, eine dynamische Einspeisebegrenzung vorsehen, sowie Systeme die über neuere Lösungsansätze die Dynamik kontinuierlich anhand von Prognoseschätzungen variieren.

Hierbei sind grundsätzlich die Vor- und Nachteile der einzelnen Regelstrategien, hinsichtlich ihres Einflusses auf das Spannungsband und die Einspeiseleistung zu unterscheiden. Daneben ist der Einfluss der Energieverluste zu berücksichtigen, die durch systembedingte Abregelung entstehen. Das Ziel ist eine optimale Energieausbeute bei möglichst geringer Netzbelastung und finanziellen Mehrwert für den Erzeuger.

Abstract

Following the introducing of KfW-Marktanreizprogramm for photovoltaic-battery-systems in Germany different types of energy-management-systems have appeared.

In this paper, different energy-management-systems will be compared. Some of these systems operate on limiting the electrical power of photovoltaic-battery-systems by a simple percentage of maximum system-power, while others operate on regulating by a dynamic limiting of electrical power and photovoltaic-battery-systems using new invented algorithms varying the dynamic of the system by estimating continuously the producing of electrical power.

The advantages and disadvantages of these different strategies of controlling electrical power of a photovoltaic-battery-system with regard to the influences to the voltage-range and the feed-in power of the systems are of major concern.

Additionally, the influence of energy loss by reason of limiting feed-in power will be considered. The target is an optimal energy yield at the lowest grid load and at the highest financial added value for energy-producers.

1 Einleitung

Im Jahr 2013 trat das Marktanreizprogramm für Stromspeicher in Kraft. Hierdurch wird eine finanzielle Förderung für Batteriespeicher auch in Kombination mit Photovoltaikanlagen ermöglicht.

Bedingung einer Förderung, die neben einer neuinstallierten Anlage auch die Nachrüstung einer Speicherlösung beinhalten kann, ist die Verpflichtung zur maximalen Leistungsabgabe der Photovoltaikanlage auf 50 % der gesamtoinstallierten Leistung, sofern eine Förderung durch die KfW-Bank in Anspruch genommen werden soll. Aus dieser Verpflichtung heraus ergeben sich verschiedene Ansätze zur Realisierung. [1]

Neben einer einfachen Abregelung per Einspeisebegrenzung, die zu Abregelungsverlusten führt, ist es möglich durch prognosebasierte Speicherladestrategien auftretende Einspeisespitzen im Tageserzeugungsgang der Photovoltaikanlage abzufangen und die Anlage möglichst ohne Abregelungsverluste zu betreiben [2]. Hierdurch

kann eine Verbesserung hinsichtlich der Netzintegration von PV-Speichersystemen erreicht werden [3].

2 Theoretische Grundlagen

Die im Einleitungsteil skizzierte Abregelung einer PV-Speicher-Anlage auf 50 % der Generator-Nennleistung bedeutet nicht zwangsläufig einen Verlust der restlichen Prozentpunkte des Jahresertrages. Da als Bemessungsgrundlage der Prozentbegrenzungsvorgabe der Netzanschlusspunkt dient, kann über verschiedene hausinterne Maßnahmen das Ziel ohne Ertragseinbußen erreicht werden [4].

Die aktuellen Energiemanagement-Systeme [EMS] leisten durch die Einspeiseleistungsreduzierung ins Netz einen entscheidenden Beitrag zur Umsetzung der Energiewende, da hierdurch der Ausbau regenerativer Energieträger bei geringerer Netzbelastung ermöglicht wird. Unter diesem Aspekt ergeben sich unterschiedliche Ansätze für EMS in PV-Speicher-Anlagen.

Bei der Bewertung der Güte von EMS sind daher die Verbesserung der Netzintegration, die Auswirkungen auf den Haushalt, sowie die Komplexität der technischen Maßnahmen zu berücksichtigen.

Die Verbesserung der Netzintegration subsumiert hierbei das vorliegende Ziel der Bundesregierung zum weiteren Ausbau von Erneuerbaren-Energien, in diesem Fall des Ausbaus von PV-Speicher-Anlagen.

Die Auswirkungen auf den Haushalt stellen eine Maßgabe für die gesellschaftliche Akzeptanz in der Umsetzung dar, während die Komplexität der technischen Maßnahmen eine Hürde für die Einführung neuer Systeme abbildet.

3 Hauptteil / Erkenntnisse

Im Zusammenspiel zwischen PV-Speicher-System und EMS können mehrere Varianten unterschieden werden.

In Ihrer Komplexität unterscheiden sich die EMS in zwei große Blöcke: Einerseits Systeme, die ohne eine Prognose arbeiten und nach bestimmten Zielvorgaben zur Leistungsbegrenzung regeln und Systemen, die über die Prognose künftiger Last- und Erzeugungsgänge des Haushaltes versuchen Leistungsbegrenzungsvorgaben einzuhalten.

Aufgrund aktueller Vorgaben, gerade in Hinblick auf das KfW-Marktanreizprogramm für PV-Speicher und der damit verbundenen Leistungsbegrenzung auf 50 % der Generatormennleistung [5], wird eine starre Leistungsbegrenzung im Wechselrichter zunehmend unattraktiv. Laut einer Studie der HTW Berlin führt eine frühzeitige Speicherbeladung ohne Einbindung von Prognosen zu Abregelungsverlusten von circa 8 % der Jahreserträge bei einem eigenverbrauchsorientierten Betrieb [6].

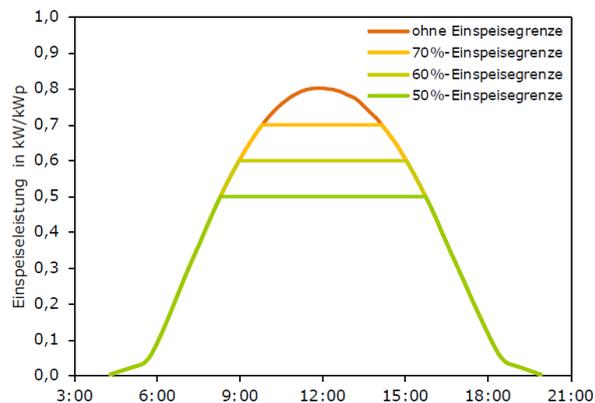


Bild 1: Abregelung der Mittagseinspeisespitze

Nachfolgend werden die einzelnen EMS-Strategien kurz skizziert.

3.1 Nicht-prognosebasierte Betriebsstrategie

Die nicht-prognosebasierten Betriebsstrategien unterscheiden sich grundsätzlich in zwei Unterarten: Einerseits Strategien, die keine Einspeisegrenze vorsehen und hier aufgrund der aktuellen Entwicklungen nicht tiefgehend betrachtet werden, andererseits in Strategien, die eine feste Einspeisegrenze vorgeben. Zielsetzung

Letzterer besteht in der Erhöhung des Eigenverbrauchs und Autarkiegrads bei gleichzeitiger Einhaltung von Einspeisegrenzen.



Bild 2 Unterschied nicht-prognosebasierter Verfahren

Wie in Bild 2 erkennbar findet in beiden Strategien eine Speicherbeladung (grün schraffierte Fläche) mit Beginn der Energieerzeugung statt. Dies führt zur Erreichung des maximalen Ladezustandes ehe die mittägliche Einspeisespitze des Generators erreicht wird. Aus netztechnischer Sicht liegt somit weiterhin maximaler Leistungsfluss ins Netz vor; folglich eine hohe Netzbelastung. Zur Erfüllung leistungstechnischer Vorgaben muss diese Leistungsspitze über den Wechselrichter abgeregelt werden, wodurch Ertragseinbußen, wie eingangs dargestellt, entstehen.

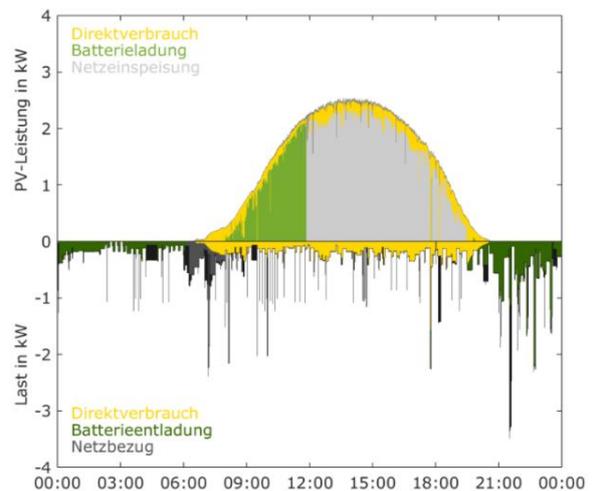


Bild 3 Tagesgang einer PV-Speicher-Anlage

Bei Untersuchung einer einzelnen PV-Speicher-Anlage zeigt sich, wie in Bild 3 dargestellt, ein sprunghafter Anstieg der Einspeiseleistung, sobald die Speicherbeladung abgeschlossen ist. In einer Studie zur Untersuchung eines PV-Speicher-Verbundes aus 99 Anlagen wird herausgestellt, dass zwar dieser steile Flankenanstieg abgeflacht werden kann, aber auch im Verbund keine Vermeidung hoher mittäglicher Einspeisespitzen stattfindet, wie in Bild 4 zu erkennen [7].

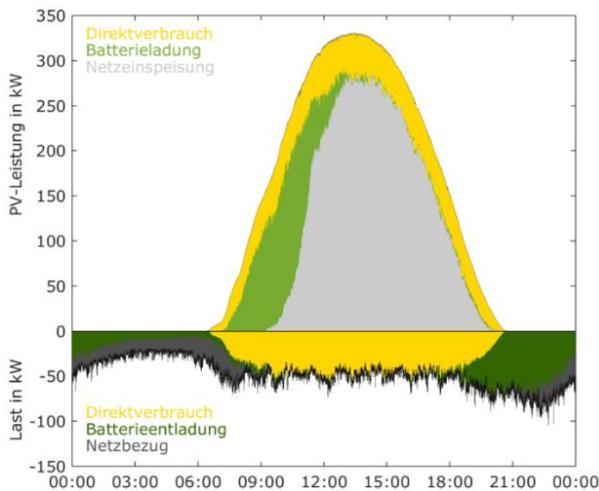


Bild 4 Tagesgang eines PV-Speicher-Verbundes

Zur Reduzierung der mittäglichen Einspeisespitze ins Energienetz und in Folge zur Vermeidung von unwirtschaftlichen Abregelungen ist eine Verschiebung des Speicherbeladungszeitraumes dienlich.

3.2 Prognosebasierte Betriebsstrategie

Motiviert durch die Ausgangslage, wie in 3.1 skizziert, schätzen prognosebasierte Betriebsstrategien unter der Einbeziehung von vergangenen Tageserzeugungsgängen des Generators beziehungsweise auch durch Wetterprognosen den zukünftigen Erzeugungsgang ab. Hierüber ist die Bestimmung eines zeitverschobenen Speicherbeladungsbeginns möglich.

Darauf aufbauend können prognosebasierte Strategien in zwei Bereiche feiner untergliedert werden.



Bild 5 Unterschied prognosebasierter Verfahren

3.2.1 Prognosebasierte feste Einspeisegrenze

Bei diesem Verfahren wird zwar die Speicherbeladung zeitlich verschoben, allerdings auf eine feste Einspeisegrenze ausgerichtet. Dieses Vorgehen ist linkerhand in Bild 5 dargestellt. Klare Vorteile in diesem System liegen in der Vermeidung von Abregelverlusten, die auf circa 2 % des Jahresertrages reduzierbar sind, bei gleichzeitiger Entlastung des Energienetzes [6].

Hierbei wird die zur Einhaltung der Einspeisegrenze nicht benötigte Speicherkapazität weiterhin zu Beginn beladen. Den Vorteilen gegenüber steht ein erhöhter technischer Aufwand, da für diese Betriebsstrategie eine Aufzeichnung vergangener Erzeugungsgänge, wie auch der Einbezug von Wetterprognosen notwendig sein kann,

um eine genaue Kalkulation der PV-Erzeugungsspitze zu ermöglichen [8]. Hierzu wurde festgestellt, dass Prognosefehler bei fester Einspeisegrenze zu höheren Abregelungsverlusten führen als dies bei einer dynamischen Einspeisegrenze der Fall wäre [3].

3.2.2 Prognosebasierte dynamische Einspeisegrenze

Im Falle der prognosebasierten dynamischen Einspeisegrenze, schematisch rechts in Bild 5 dargestellt, wird über eine möglichst genaue Prognose von Last- und Erzeugungsgängen versucht eine optimale Speicherbeladung zu erreichen. Diese unterscheidet sich zur prognosebasierten festen Einspeisegrenze dadurch, dass die Ladeleistung des Speichers kontinuierlich angepasst wird, um im Tagesgang eine vollständige Speicherbeladung während der Mittagseinspeisespitze zu erreichen [3]. Schematisch wird dieser Vorgang in Bild 6 dargestellt.

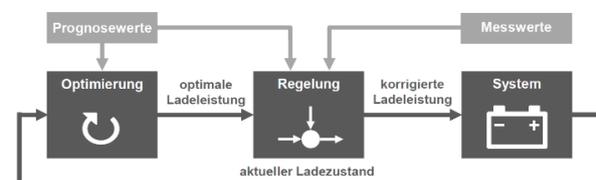


Bild 6 Regelungsmodell der dynamischen Einspeisegrenze

Die gesamte Speicherkapazität soll während des Tagesverlaufes beladen werden und über die Abend- und Nachtstunden für den kommenden Tag leer gefahren werden.

Der Aufwand für dieses Verfahren ist technisch deutlich höher, da über verschiedene Abschätzungen eine dauerhafte Regelung im Tagesverlauf notwendig ist und aus Forschungssicht weitere Verbesserungen der Regelalgorithmen und Prognosemodelle notwendig seien. Im Gegensatz zum zuvor skizzierten Verfahren bietet sich jedoch ein deutlich größeres Potential zur Reduzierung von Netzeinspeisespitzen. [3]

3.3 Aktuelle Entwicklung

Derzeit sind am Markt zahlreiche Lösungen für EMS verfügbar. Diese Systeme unterscheiden sich einerseits durch die Komplexität der zu verbauenden Elemente, als auch durch die Beladungsstrategie des Speichers.

Während zahlreiche Systeme bereits eine Ansteuerung von diversen Geräten wie Wärmepumpen, Klimaanlage und Batteriespeichern ermöglichen und einige Systeme zudem eine Ertragsprognose der PV-Anlage beinhalten, besitzen lediglich zwei Lösungen gleichsam die Möglichkeit Wetterprognosen mit einzubeziehen.

Hierbei sind einerseits der Sunny Home Manager 2.0 aus dem Haus SMA und die ab Juli 2017 verfügbare Lösung MaxStorage TP-S aus dem Haus SolarMax hervorzuheben.

Ersteres ist ein einziges Modul, das die zuvor beschriebene prognosebasierte dynamische Einspeisegrenze beherrscht und seit 2016 am Markt verfügbar ist.

Letzteres ist eine Gesamtlösung, bestehend aus Speicher, Wechselrichter, sowie Energiemanagementsystem, die ebenfalls laut Hersteller eine prognosebasierte dynamische Einspeisegrenze ermöglicht. Hierzu liegen allerdings noch keine Erfahrungswerte vor, da dieses System erst im Juli 2017 in den Handel kommen wird. [9],[10]

4 Zusammenfassung/Fazit

In Anbetracht zunehmenden PV-Zubaus in Deutschland wäre ohne innovative Lösungen mit einer starken Netzbelastung durch mittägliche Einspeisespitzen zu rechnen. Dieses Problem versucht das KfW-Marktanreizprogramm für Speicher durch die verpflichtende Einspeiseleistungsregulierung auf 50 % der Generatormennleistung zu beheben. Hierzu sind in Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit von PV-Speicher-Systemen Mechanismen notwendig, um hohe Abregelungsverluste zu vermeiden. Die Betrachtung unterschiedlicher Betriebsstrategien führt zum Ergebnis, dass die prognosebasierte dynamische Einspeisegrenze die genannten Bedingungen an Netzdienlichkeit und Vermeidung von Abregelungsverlusten mit größten Einsparpotentialen erfüllt und dies auch bei einer möglichen weiteren Absenkung der Einspeisegrenzen auf beispielsweise 40 % der Nennleistung ohne größere Verluste gewährleisten kann.

Es wurde in Studien ermittelt, dass mögliche Verluste einerseits von der Güte der Prognosen und andererseits auch von der Größe der Speicherkapazität abhängig sind. [2],[3],[4]

Aktuelle Entwicklung am Markt spiegeln diese Ergebnisse wieder, da bereits verfügbare Lösungen vorwiegend auf festen Einspeisegrenzen, beziehungsweise prognosebasierten festen Einspeisegrenzen basieren. Neuere Produktlösungen implementieren bereits prognosebasierte dynamische Einspeisegrenzen, weshalb davon auszugehen ist, dass weitere Entwicklungen in diesen Bereich vorstoßen werden. Ebenso wird sich zukünftige Forschung wahrscheinlich mit dem Zusammenwirken von PV-Speicher-Clustern und den lokalen Auswirkungen derartiger Cluster auf das Energienetz befassen. [7],[9],[10],[11]

Ein mögliches Auslaufen des KfW-Marktanreizprogramms für PV-Speicher nach 2018 kann jedoch zu einem Anreizverlust im weiteren Zubau an PV-Speicher-Systemen führen und die weitere Forschung und Entwicklung auf diesem Bereich hemmen. [6]

5 Literatur

- [1] Gesetz zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts, 2014.
 [2] J. Bergner, J. Weniger, T. Tjaden, V.

Quaschnig: „Verbesserte Netzintegration von PV-Speichersystemen durch Einbindung lokal erstellter PV- und Lastprognosen“, in 30. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2015.

- [3] J. Weniger, J. Bergner, T. Tjaden, V. Quaschnig: „Bedeutung von prognosebasierten Betriebsstrategien für die Netzintegration von PV-Speichersystemen“, in 29. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2014.
 [4] J. Weniger, J. Bergner, T. Tjaden, V. Quaschnig: „Solarstrom prognosebasiert speichern“, in SONNE WIND & WÄRME 09/2015, 2015
 [5] KfW-Programm Erneuerbare Energien "Speicher" (275)
 [6] J. Weniger, J. Bergner, T. Tjaden, V. Quaschnig: „Effekte der 50%-Einspeisebegrenzung des KfW-Förderprogramms für Photovoltaik-Speichersysteme“, 2016
 [7] J. Weniger, J. Bergner, T. Tjaden, J. Kretzer, F. Schnorr, V. Quaschnig: „Einfluss verschiedener Betriebsstrategien auf die Netzeinspeisung räumlich verteilter PV-Speichersysteme“, in 30. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2015.
 [8] E. Lorenz: „Solare Einstrahlung: Potentiale und Vorhersagbarkeit des Solarenergieangebotes in Niedersachsen“, Universität Oldenburg, Institut für Physik Abteilung Energie- und Halbleiterforschung AG Energiemeteorologie, 2011
 [9] SMA Solar Technology AG, „Sunny Home Manager 2.0“, Available: <http://www.sma.de/produkte/monitoring-control/sunny-home-manager-20.html>, [Zugriff am 26.06.2017]
 [10] SoMa Solar Holding GmbH, „Max Storage TP-S“, Available: <http://www.solarmax.com/de/de/produkte/speichersysteme-neu/>, [Zugriff am 26.06.2017]
 [11] J.-P. Meyer: „Intelligent, einfach und flexibel“, in SONNE WIND & WÄRME 10/2016, 2016
 Bild1 J. Weniger, J. Bergner, T. Tjaden, V. Quaschnig: „Effekte der 50%-Einspeisebegrenzung des KfW-Förderprogramms für Photovoltaik-Speichersysteme“ S. 8, 2016
 Bild2 J. Bergner, J. Weniger, T. Tjaden, V. Quaschnig: „Verbesserte Netzintegration von PV-Speichersystemen durch Einbindung lokal erstellter PV- und Lastprognosen“ S. 3, in 30. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2015.
 Bild3 J. Weniger, J. Bergner, T. Tjaden, J. Kretzer, F. Schnorr, V. Quaschnig: „Einfluss verschiedener Betriebsstrategien auf die Netzeinspeisung räumlich verteilter PV-Speichersysteme“ S. 3, in 30. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2015.
 Bild4 J. Weniger, J. Bergner, T. Tjaden, J. Kretzer, F.

Schnorr, V. Quaschnig: „Einfluss verschiedener Betriebsstrategien auf die Netzeinspeisung räumlich verteilter PV-Speichersysteme“ S. 10, in 30. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2015.

Bild5 J.Weniger, J.Bergner, T.Tjaden, V.Quaschnig: „Bedeutung von prognosebasierten Betriebsstrategien für die Netzintegration von PV-Speichersystemen“ S.14, in 29. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2014.

Bild6 J.Weniger, J.Bergner, T.Tjaden, V.Quaschnig:

„Bedeutung von prognosebasierten Betriebsstrategien für die Netzintegration von PV-Speichersystemen“ S. 6, in 29. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2014.



Die Erfolgsgeschichte des KfW-Marktanreizprogramms für PV-Speicher – Aber wie gut sind aktuell Energiemanagementsysteme für KfW geförderte Speicher?

Nils Gräfer, 05.07.2017

Agenda

- Einleitung
- Das KfW-Marktanreizprogramm für PV-Speicher
- Betriebsstrategien
 - Ohne Einspeisegrenze
 - Feste Einspeisegrenze
 - Prognosebasierte feste Einspeisegrenze
 - Prognosebasierte dynamische Einspeisegrenze
- Bewertung
- Aktuelle Entwicklung
- Zusammenfassung

Agenda

- Einleitung
- Das KfW-Marktanreizprogramm für PV-Speicher
- Betriebsstrategien
 - Ohne Einspeisegrenze
 - Feste Einspeisegrenze
 - Prognosebasierte feste Einspeisegrenze
 - Prognosebasierte dynamische Einspeisegrenze
- Bewertung
- Aktuelle Entwicklung
- Zusammenfassung

Einleitung

- Zunehmender Ausbau an Photovoltaik in Deutschland
 - Ziel aus EEG: jährlicher Zubau 2,5 GW
 - Ist-Zustand 2016:
 - jährlicher Zubau von 1,5 GW
 - ca. 7,4 % des Netto-Stromverbrauchs aus PV-Erzeugung
 - An Wochenenden mit geringem Strombedarf und hoher Solarstromerzeugung zeitweise Hälfte der Lastabdeckung durch Solarstrom
- Steigende Netzbelastung durch PV-Zubau
 - Bidirektionale Leistungsflüsse
- PV-Zubau führt zu Fragen der Betriebsweise möglicher Speicher und Rückwirkungen auf das Netz
 - Attraktivität der Eigenverbrauchserhöhung durch Strompreissteigerungen
 - Perspektivisch aufgrund begrenzter Netzaufnahmefähigkeit Abregelungen kaum zu vermeiden
 - Verschiedene Betriebsweisen für Speicher realisierbar

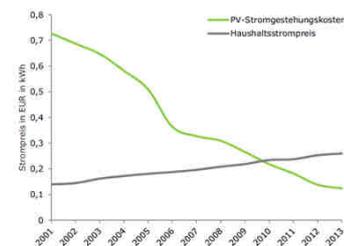


Abb 1: Strompreisentwicklung
J. Bergner, „Untersuchungen zu prognosebasierten Betriebsstrategien für PV-Speichersysteme“, 2014

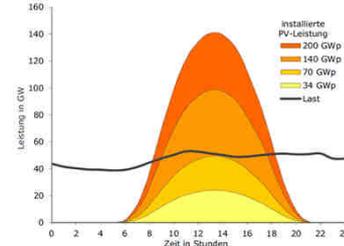


Abb 2: Ausbauszenarien PV
J. Bergner, „Untersuchungen zu prognosebasierten Betriebsstrategien für PV-Speichersysteme“, 2014

Agenda

- Einleitung
- Das KfW-Marktanreizprogramm für PV-Speicher
- Betriebsstrategien
 - Ohne Einspeisegrenze
 - Feste Einspeisegrenze
 - Prognosebasierte feste Einspeisegrenze
 - Prognosebasierte dynamische Einspeisegrenze
- Bewertung
- Aktuelle Entwicklung
- Zusammenfassung

Das KfW-Marktanreizprogramm für PV-Speicher

- Anforderungen an PV-Batteriespeichersystem
 - installierte PV-Leistung darf 30 kWp nicht überschreiten
 - Sie sind mindestens 5 Jahre zweckentsprechend zu betreiben
 - Pro PV-Anlage wird nur ein Speichersystem gefördert
- Fördervoraussetzungen:
 - Maximale Leistungsabgabe am Netzanlasspunkt beträgt 50% der installierten Leistung der Photovoltaikanlage
 - Leistungsbegrenzung besteht dauerhaft, mindestens aber 20 Jahre

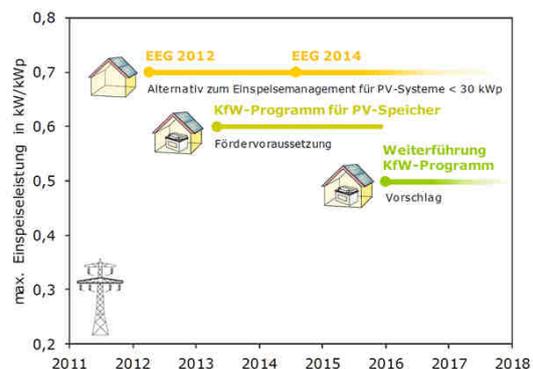


Abb 3: KfW-Programm für PV-Speicher
J. Weniger, J. Bergner, T. Tjaden, V. Quaschnig:
„Solarstrom prognosebasiert speichern“,
in SONNE WIND & WÄRME 09/2015, 2015

Das KfW-Marktanreizprogramm für PV-Speicher

- Anforderungen an Wechselrichter
 - Fernparametrierung ermöglichen
 - Kennlinienanpassung Wirk- und Blindleistung
 - Schnittstelle zur Fernsteuerung
 - Eingriff bedarf Eigentümerzustimmung
 - Offenlegung elektronischer Schnittstellen und verwendeter Protokolle im EMS
- Förderungsmöglichkeiten:
 - Zeitwertersatzgarantie über 10 Jahre für Batterie
 - Tilgungszuschüsse für die Investition in Batteriespeicher
 - Der Kredit kann für die Gesamtinvestition beantragt werden

Agenda

- Einleitung
- Das KfW-Marktanreizprogramm für PV-Speicher
- Betriebsstrategien
 - Ohne Einspeisegrenze
 - Feste Einspeisegrenze
 - Prognosebasierte feste Einspeisegrenze
 - Prognosebasierte dynamische Einspeisegrenze
- Bewertung
- Aktuelle Entwicklung
- Zusammenfassung

Betriebsstrategien

- Zielsetzung an Energiemanagementsystem
 - Erhöhung Eigenverbrauch
 - Netzoptimierter Betrieb
- Verschiedene Varianten möglich
 - Betrieb ohne Einspeisegrenze
 - Betrieb mit fester Einspeisegrenze
 - Prognosebasierte feste Einspeisegrenzen
 - Prognosebasierte dynamische Einspeisegrenzen



Abb 4: Betriebsstrategien für Speicher

J. Bergner, J. Weniger, T. Tjaden, V. Quaschnig:

„Verbesserte Netzintegration von PV-Speichersystemen durch Einbindung lokal erstellter PV- und Lastprognosen“ S. 3, in 30. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2015.

Betriebsstrategien Betrieb ohne Einspeisegrenze

- Betrieb ohne Einspeisegrenze
 - Ziel:
 - Strombezug aus Netz reduzieren
 - Autarkiegrad und Eigenverbrauch erhöhen
 - PV-Leistung wird vorrangig durch Last direkt verbraucht
 - überschüssige PV-Leistung wird vormittags zur Speicherbeladung genutzt
 - Es kann zu abrupten Anstieg der Netzeinspeiseleistung kommen, sobald Batterie geladen ist
 - Betrachtung eines Verbunds
 - Netzeinspeisung steigt nicht sprunghaft an
 - Erhöhung des Direktverbrauchs
 - Batteriespeicherung reduziert maximale Summeneinspeiseleistung nur unwesentlich

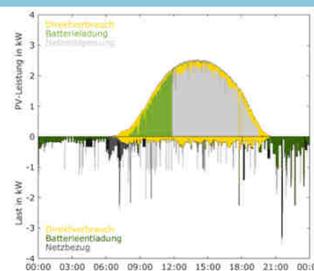


Abb 5: Betrieb ohne Einspeisegrenze

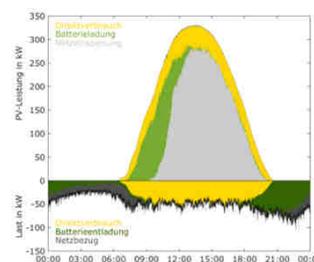


Abb 6: 99 Anlagen ohne Einspeisegrenze

J. Weniger, J. Bergner, T. Tjaden, J. Kretzer, F. Schnorr, V. Quaschnig:

„Einfluss verschiedener Betriebsstrategien auf die Netzeinspeisung räumlich verteilter PV-Speichersysteme“, in 30. Symposium Photovoltaische Solarenergie, 2015.

Betriebsstrategien

Betrieb mit fester Einspeisegrenze

- Betrieb mit fester Einspeisegrenze

- Ziel:
 - Einhaltung maximaler Einspeiseleistungen
- Speicherbeladung weiterhin am Vormittag
- Mittagseinspeisespitzenleistung wird abgeregelt
 - Verluste von ca. 8% des PV-Jahresertrages
 - Netzbelastung wird gesenkt

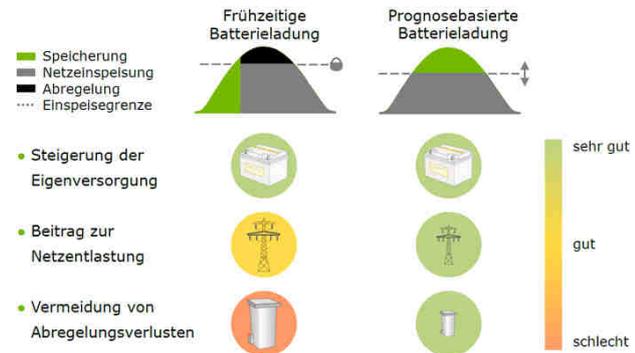


Abb 7: Betrieb ohne Einspeisegrenze
 J. Weniger, J. Bergner, T. Tjaden, V. Quaschnig:
 „Solarstrom prognosebasiert speichern“,
 in SONNE WIND & WÄRME 09/2015, 2015

- Förderfähig bei entsprechender Einspeisegrenze

Betriebsstrategien

Prognosebasierte feste Einspeisegrenze

- Prognosebasierte feste Einspeisegrenze

- Ziel:
 - Einhaltung der Einspeisegrenze
 - Beladungsanpassung des Speichers
- Speicherbeladung wird durch Last-/Erzeugungsprognose zeitlich terminiert
- Abschätzung wie viel Speicherkapazität für Tagesgang vorgehalten werden muss
- Restliche Kapazität wird früh geladen



Abb 8: Prognosebasierter Betrieb mit fester Einspeisegrenze
 J. Weniger, J. Bergner, T. Tjaden, V. Quaschnig:
 „Bedeutung von prognosebasierten Betriebsstrategien für die Netzintegration von PV-Speichersystemen“ S.14,
 in 29. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2014.

Betriebsstrategien Prognosebasierte dynamische Einspeisegrenze

- Prognosebasierte dynamische Einspeisegrenze

- Ziel:
 - Einhaltung der Einspeisegrenze
 - Optimierung der Speicherbeladung
- Einspeisegrenze wird täglich angepasst
- Speicherbeladung wird durch Last-/Erzeugungsprognose kontinuierlich optimiert
- Ladeleistung wird angepasst
- Größtes Potenzial zur Reduzierung der Netzeinspeiseleistung
- Es kann der Speicher vollständig geladen werden und gleichzeitig Netzeinspeiseleistung minimiert werden

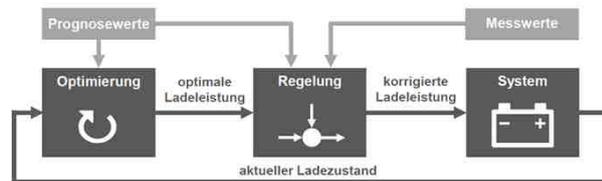
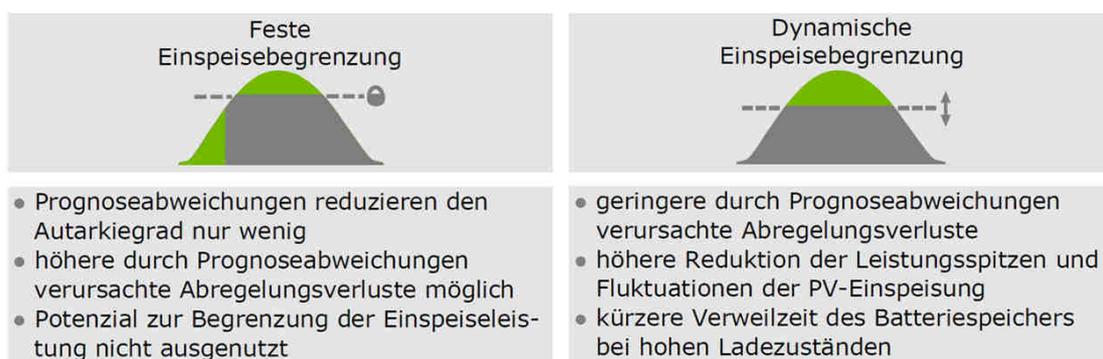


Abb 9: Prognosebasierter Betrieb mit dynamischer Einspeisegrenze

J.Weniger, J.Bergner, T.Tjaden, V.Quaschnig:
„Bedeutung von prognosebasierten Betriebsstrategien für die Netzintegration von PV-Speichersystemen“ S. 6,
in 29. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2014.

Betriebsstrategien Prognosebasierte dynamische Einspeisegrenze

- Prognosebasierte dynamische Einspeisegrenze



- Prognoseabweichungen reduzieren den Autarkiegrad nur wenig
- höhere durch Prognoseabweichungen verursachte Abregelungsverluste möglich
- Potenzial zur Begrenzung der Einspeiseleistung nicht ausgenutzt

- geringere durch Prognoseabweichungen verursachte Abregelungsverluste
- höhere Reduktion der Leistungsspitzen und Fluktuationen der PV-Einspeisung
- kürzere Verweilzeit des Batteriespeichers bei hohen Ladezuständen

Abb 10: Unterschiede im Betrieb mit fester und mit dynamischer Einspeisebegrenzung

J.Weniger, J.Bergner, T.Tjaden, V.Quaschnig:
„Bedeutung von prognosebasierten Betriebsstrategien für die Netzintegration von PV-Speichersystemen“ S.14,
in 29. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2014.

Betriebsstrategien

Prognosebasierte dynamische Einspeisegrenze

- Prognosebasierte dynamische Einspeisegrenze

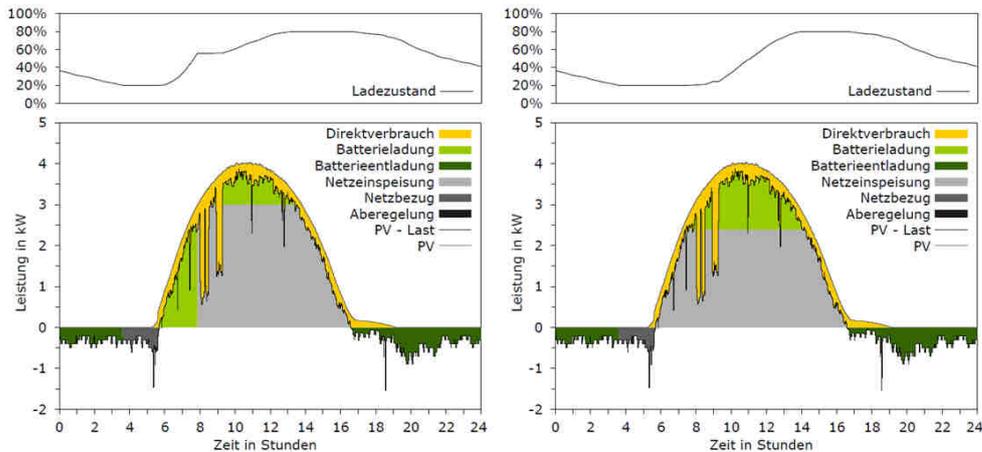


Abb 11: Tagesgangunterschiede bei fester und bei dynamischer Einspeisegrenze

Links: Prognosebasierter Betrieb mit fester Einspeisegrenze

Rechts: Prognosebasierter Betrieb mit dynamischer Einspeisegrenze

J. Weniger, J. Bergner, T. Tjaden, V. Quaschnig:

„Bedeutung von prognosebasierten Betriebsstrategien für die Netzintegration von PV-Speichersystemen“ S. 7, in 29. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2014.

Agenda

- Einleitung
- Das KfW-Marktanreizprogramm für PV-Speicher
- Betriebsstrategien
 - Ohne Einspeisegrenze
 - Feste Einspeisegrenze
 - Prognosebasierte feste Einspeisegrenze
 - Prognosebasierte dynamische Einspeisegrenze
- Bewertung
- Aktuelle Entwicklung
- Zusammenfassung

Bewertung

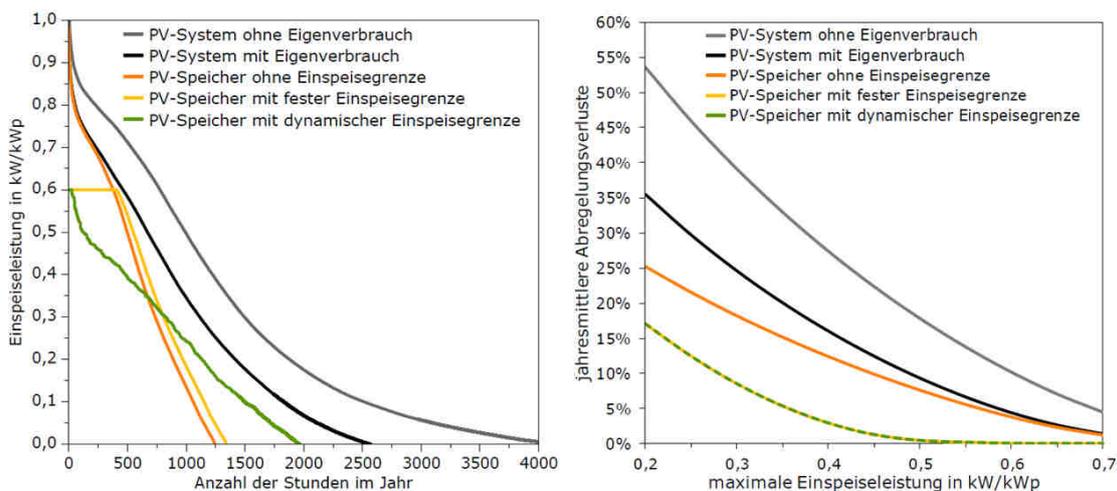


Abb 12: Darstellung unterschiedlicher Strategien

J.Weniger, J.Bergner, T.Tjaden, V.Quaschnig:

„Bedeutung von prognosebasierten Betriebsstrategien für die Netzintegration von PV-Speichersystemen“ S. 8, in 29. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2014.

Bewertung

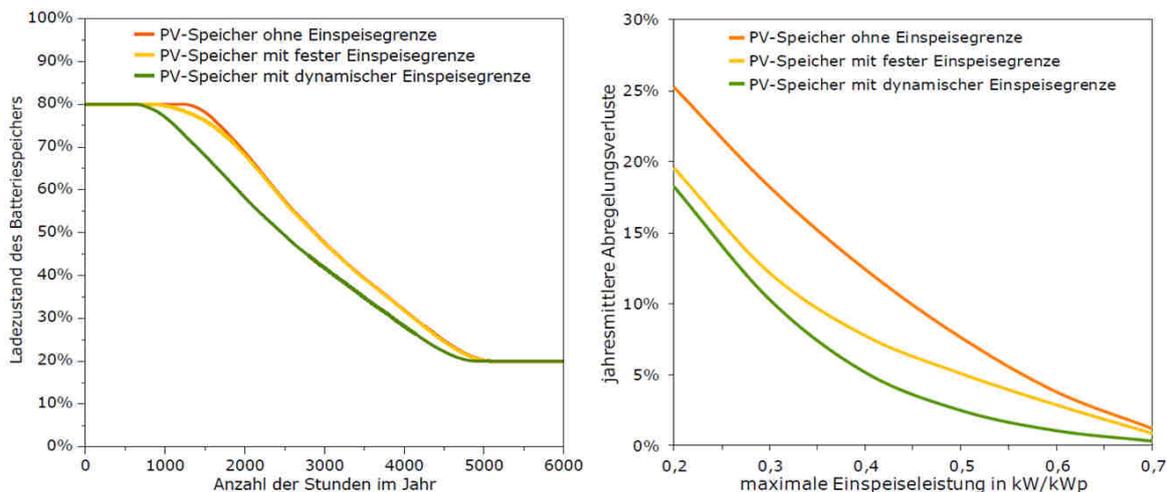


Abb 13: Ladezustand Speicher und Abregelungsverluste

J.Weniger, J.Bergner, T.Tjaden, V.Quaschnig:

„Bedeutung von prognosebasierten Betriebsstrategien für die Netzintegration von PV-Speichersystemen“ S. 13, in 29. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2014.

Bewertung

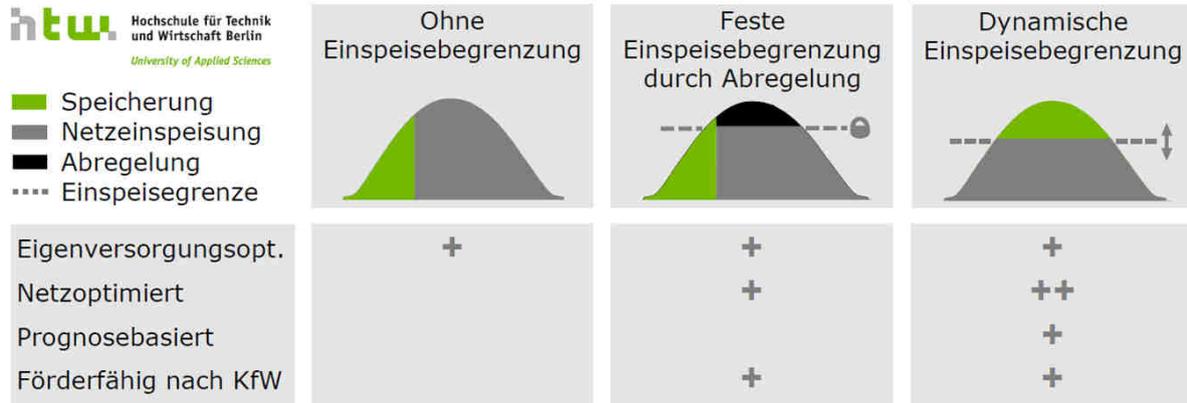


Abb 14: Übersicht verschiedener Ladestrategien

J. Bergner, J. Weniger, T. Tjaden, V. Quasching:

„Verbesserte Netzintegration von PV-Speichersystemen durch Einbindung lokal erstellter PV- und Lastprognosen“ S. 3, in 30. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2015.

Agenda

- Einleitung
- Das KfW-Marktanreizprogramm für PV-Speicher
- Betriebsstrategien
 - Ohne Einspeisegrenze
 - Feste Einspeisegrenze
 - Prognosebasierte feste Einspeisegrenze
 - Prognosebasierte dynamische Einspeisegrenze
- Bewertung
- Aktuelle Entwicklung
- Zusammenfassung

Aktuelle Entwicklung

PV-Energiemanagementsysteme (Auswahl)

Hersteller	Modell	Markteinführung	Anst. Ladesäule E-Auto	Anst. Batteriespeicher	Anst. Heizstab	Anst. Wärmepumpe	Anst. Klimaanlage	Ertragsprognose PV-Anlage	Zugriff auf Wetterprognosen	Max. Anzahl Geräte im EM	Updates	Listenpreis (Netto) [€]
EcoData	PowerDog-M	2011	ja	ja	ja	ja ¹	ja	ja	nein	25	automatisch	619
Prozeda	Power Convert Leistungssteller	2016	nein	ja	ja	nein	nein	nein	nein	k.A.	k.A.	749
	Power Convert Regelgerät	2016	nein	ja	ja	ja	nein	nein	nein	k.A.	manuell	863
SMA	Sunny Home Manager	2012	ja	ja	ja	ja ¹	k.A.	k.A.	ja	k.A.	manuell oder automatisch	400
Solare Daten-systeme	Solar-Log 1200	2013	ja	nein	ja	ja ¹	ja	ja	ja	10	manuell	568
	Solar-Log 2000	2013	ja	nein	ja	ja ¹	ja	ja	ja	10	manuell	982
	Solar-Log 250	2015	nein	nein	nein	nein	nein	nein	ja	0	manuell	210
	Solar-Log 300	2013	ja	nein	ja	ja ¹	ja	ja	ja	10	manuell	309
Solarwatt	Energy Manager Pro	2014	ja	nein	ja	ja	ja	ja	ja	k.A.	automatisch	k.A.
SolarWorld	SuntrackerManager	2014	nein	ja	ja	ja	nein	ja	ja	k.A.	automatisch	k.A.
SolarMax	MaxWeb XPN	2016	nein	nein	ja	ja	nein	ja	ja	k.A.	manuell oder automatisch	k.A.
Yellowstone	Cloudy203	2015	ja	ja	ja	ja ¹	ja	k.A.	nein	k.A.	k.A.	k.A.

Den PV-Heizstab regeln können fast alle. Die Ansteuerung von Ladesäulen oder Batteriespeichern ist aber noch nicht Standard bei PV-Energiemanagern.

Fußnote: 1) Heizungsärmepumpen auch modulierend

QUELLE: HERSTELLERANGABEN

Abb 15: Aktuelle PV-Energiemanagementsysteme

J.-P. Meyer: „Intelligent, einfach und flexibel“, in SONNE WIND & WÄRME 10/2016 S. 77, 2016



16.06.2017 | Nils Gräfer | EMS für KfW-Speicher | Seite 21



Aktuelle Entwicklung

MaxWeb XPN

Vorläufige technische Daten

Datenkommunikation



		SolarMax MaxWeb XPN
Ausstattung	Montage	Wand, 35 mm Hutschiene
	Integrierter Speicher	256 MB Flash, 256 MB DDR2 RAM
	Stromversorgung	Steckernetzteil 230 V AC / 15 - 24 V DC
	Benutzeroberfläche	Webbrowser mit JavaScript
Umgebungsbedingungen	Schutzart	IP20
	Umgebungstemperaturbereich	-20°C ... + 40°C
Funktionen	Sprachen	Deutsch, Englisch, Französisch, Italienisch, Spanisch, Polnisch
	Energiemanagement	Energieerzeugung, Energieverbrauch, Energiespeicherung, Netzeinspeisung, Spitzenleistung und Betriebsdauer der letzten 31 Tage, 12 Monate, 10 Jahre, Leistungskurven der letzten 7 Tage, Ressourcenerkennung, Verbrauchstypisierung, selbstlernendes Energiemanagement, Einschätzung externer Einflüsse
	Alarmierung	mehrstufig, per E-Mail und/oder SMS
Schnittstellen	Kommunikationsschnittstellen	LAN, W-LAN integriert, USB, microSD, RS 485, CAN
	Kommunikationsmodule (optional)	GPRS, LTE, KNX, Modbus
	I/O's	8 digitale Eingänge, 4 Relaisausgänge, 4 analoge Eingänge (4-20 mA)

Abb 16: MaxWeb XPN
SolarMax, Datenblatt MaxWeb XPN, 2017

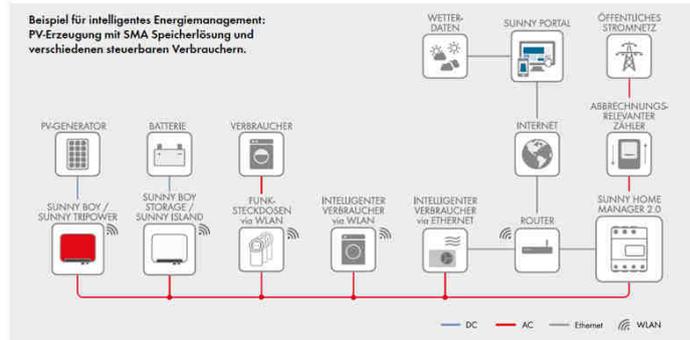


16.06.2017 | Nils Gräfer | EMS für KfW-Speicher | Seite 22



Aktuelle Entwicklung

SUNNY HOME MANAGER 2.0



Innovativ

- Energiemanager mit integrierter Messeinrichtung
- Verbrauchsanalyse einzelner Verbraucher
- Optimierte Batterieladung in SMA Speichersystemen

Einfach

- Schnelle Plug-&-play-Installation
- Überblick über alle relevanten Energieverbraucher, PV Erzeugung und Batteriesystem
- Energie effizienter nutzen und Stromkosten senken

Transparent

- Energiebilanz und Verbraucherdaten als interaktive Diagramme
- Integrierte Wetter- und PV-Erzeugungsprognose
- Anlagenmonitoring über Sunny Portal und Sunny Places

Flexibel

- Verbraucheranbindung über Standardprotokolle und Funksteckdosen
- Kompatible Geräte wie Wärmepumpen, Elektroautos und andere Haushaltsgeräte unter www.sma.de

Abb 17: Sunny Home Manager 2.0
SMA, Datenblatt Sunny Home Manager 2.0, 2017



16.06.2017 | Nils Gräfer | EMS für KfW-Speicher | Seite 23



Agenda

- Einleitung
- Das KfW-Marktanreizprogramm für PV-Speicher
- Betriebsstrategien
 - Ohne Einspeisegrenze
 - Feste Einspeisegrenze
 - Prognosebasierte feste Einspeisegrenze
 - Prognosebasierte dynamische Einspeisegrenze
- Bewertung
- Aktuelle Entwicklung
- Zusammenfassung



16.06.2017 | Nils Gräfer | EMS für KfW-Speicher | Seite 24



Zusammenfassung

- Bei weiterem PV-Ausbau Bedeutung der Ladestrategien entscheidend
- Verweildauer der Ladezustände enorm von Betriebsstrategie abhängig
- Dynamische Einspeisegrenzen netzdienlichste Variante
 - Erste Produkte bereits verfügbar
 - SMA Sunny Home Manager 2.0
 - Max Storage TP-S
- Untersuchung von Verbundsystemen in kleinen Netzeinheiten sinnvoll
 - Forschungen zeigen Synergieeffekte auf
- Heutige EMS bereits gut, Verbesserungspotential vorhanden

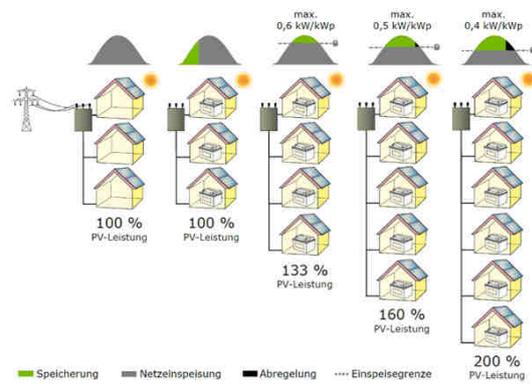


Abb 14: zukünftige Senkung der Einspeisegrenzen
 J.Weniger, J.Bergner, T.Tjaden, V.Quaschnig:
 „Bedeutung von prognosebasierten Betriebsstrategien für die
 Netzintegration von PV-Speichersystemen“ S. 15,
 in 29. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2014.