

Neun Thesen zur Energiewende

Abschlussbericht Studie Energiewende im Mittelstand



ORGLINEA

BDU Mitglied im
Bundesverband Deutscher
Unternehmensberater BDU e.V.

Über Bundesverband Deutscher Unternehmensberater BDU e.V.

Der Bundesverband Deutscher Unternehmensberater BDU e.V. ist der Wirtschafts- und Berufsverband der Managementberater und Personalberater in Deutschland. Er ist der größte Unternehmensberater-Verband in Europa und Mitglied im europäischen Personalberaterdachverband European Confederation of Search and Selection Associations (ECSSA) mit Sitz in Brüssel und im International Council of Management Consulting Institutes (ICMCI), der weltweiten Vereinigung zur Qualitätssicherung in der Unternehmensberatung mit Sitz in den USA. Im Verband sind rund 13.000 Berater organisiert, die sich auf rund 500 Mitgliedsfirmen verteilen.

www.bdu.de

Über ifm Institut für Mittelstandsforschung der Universität Mannheim

Das Institut für Mittelstandsforschung ist eine zentrale Forschungseinrichtung der Universität Mannheim und führt Forschungsvorhaben zu aktuellen und strukturellen mittelstandsbezogenen Themen durch. Gegenwärtig arbeiten 25 Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler am ifm Mannheim. Seine besondere Stärke liegt in der interdisziplinären Ausrichtung und der Brückenfunktion zwischen Wissenschaft und Praxis.

www.ifm.uni-mannheim.de

Über confidence consult GmbH Beratung-Training-Coaching, Freiberg am Neckar

Seit 1996 begleitet confidence Veränderungsprozesse (Changemanagement) in Unternehmen und bei öffentlichen Auftraggebern durch gezielte Personal- und Organisationsentwicklung.

www.confidence.de

Über Orglinea Managementberatung Stuttgart GmbH

Org [für Organisation] und **linea** [*lat. lineo* für ins Lot bringen]: Seit 2003 unterstützt die Orglinea mittelständische Unternehmen mit Benchmarking, Strategie- und Organisationsberatung. Zur Stärkung ihrer Wettbewerbsposition und kongruenten Umsetzung ihrer Unternehmensstrategie. Ausgerichtet auf nachhaltigen und messbaren Erfolg. Mit der Expertise als Berater und Unternehmer.

www.orglinea.com

Neun Thesen zur Energiewende

Abschlussbericht Studie Energiewende im Mittelstand

Rainer Linse, confidence

Matthias Wendler, Orglinea

Februar 2014

Die vorliegende Studie wurde von Matthias Wendler und Rainer Linse 2013 im Forum Baden-Württemberg im Bundesverband Deutscher Unternehmensberater BDU e.V. durchgeführt. Besonderer Dank gilt den Beiträgen der Kooperationspartner im Ministerium für Umwelt, Klima und Energie Baden-Württemberg sowie Prof. Dr. Michael Woywode, Institut für Mittelstandsforschung an der Universität Mannheim, und allen Teilnehmern der Studie für konstruktive Beiträge und Unterstützung bei der Validierung der Analysen.

Inhalt

Zusammenfassung.....	6
Übergeordnete Thesen zur Energiewende	7
These 1: Solar- und Windstrom werden wettbewerbsfähig.....	7
These 2: Energiemarktregulierung setzt falsche Anreize.....	9
These 3: Der energietechnische Fortschritt wird unterschätzt	14
Thesen zu Energieversorgungsunternehmen	17
These 4: Energieversorger verkennen negative Marktdynamik.....	17
These 5: Die Geschäftsmodelle der etablierten Energieversorger sind bedroht	18
These 6: Transformationsprozess bei Energieversorgern noch am Anfang	19
Thesen zum industriellen Mittelstand	22
These 7: Die Energiewende hat für den Mittelstand strategische Bedeutung.....	22
These 8: Handlungsbedarf in der mittelständischen Industrie identifiziert.	22
These 9: Mittelstand noch zögerlich bei Bereitstellung von Investitionsbudgets für Energieprojekte	23
Schlussfolgerungen	26
Abkürzungsverzeichnis.....	27
Anhang.....	28
Die Autoren	28
Danksagung	28

Zusammenfassung

In 2013 liefert der Blick auf den Umsetzungsstand der Energiewende ein differenziertes Bild. So werden in Deutschland inzwischen mehr als 20 % des Stroms aus erneuerbaren Energiequellen erzeugt. Die dafür notwendig gewordenen Investitionen werden durch EEG-Umlagen für eingespeisten Strom aus regenerativen Energiequellen vergütet. In 2013 belaufen sich diese Umlagen auf insgesamt 20 Mrd. Euro. Der Atomausstieg ist für 2022 beschlossen. Die großen Energieversorger erkennen, dass der Betrieb ihrer großtechnischen Anlagen zunehmend unwirtschaftlich wird. Für den Zeitraum 2011 bis 2020 rechnen wir alleine für Baden-Württemberg mit Investitionen in neue Energieerzeugungskapazitäten und Netzinfrastruktur in Höhe von 23 bis 36 Mrd. Euro, was 3.800 bis 6.000 Euro pro Arbeitsplatz im Durchschnitt entspricht.

Vor diesem Hintergrund wollen wir mit dieser Studie eruieren, inwieweit die Energiewende als strategisches Thema auf der Entscheidungsebene im baden-württembergischen Mittelstand angekommen ist. Hierfür haben wir über 600 Mittelständler, Energieversorgungsunternehmen und Zulieferer in Baden-Württemberg zu ihren Einschätzungen, Strategien und gewählten Handlungsoptionen im Zusammenhang mit der Energiewende befragt. Etwa 100 Entscheider in Unternehmen mit mehr als 215.000 Beschäftigten haben an dieser Studie teilgenommen.

Die Ergebnisse aus unserer Befragung haben wir angereichert mit eigenen analytischen Resultaten und den Ergebnissen aus anderen Parallelstudien und die wesentlichen Erkenntnisse in neun Thesen konzentriert.

Übergeordnete Thesen zur Energiewende:

- Solar- und Windstrom werden wettbewerbsfähig
- Die Energiemarktregulierung setzt falsche Anreize
- Der energietechnische Fortschritt wird unterschätzt

Thesen zu Energieversorgungsunternehmen:

- Die Energieversorger verkennen ihre negative Marktdynamik
- Die Geschäftsmodelle der etablierten Energieversorger sind bedroht
- Der Transformationsprozess bei den Energieversorgern steht noch am Anfang

Thesen zum industriellen Mittelstand:

- Die Energiewende hat strategische Bedeutung für den industriellen Mittelstand
- Der strategische Handlungsbedarf ist im Mittelstand identifiziert
- Investitionsbudgets für Energieprojekte werden zögerlich bereitgestellt

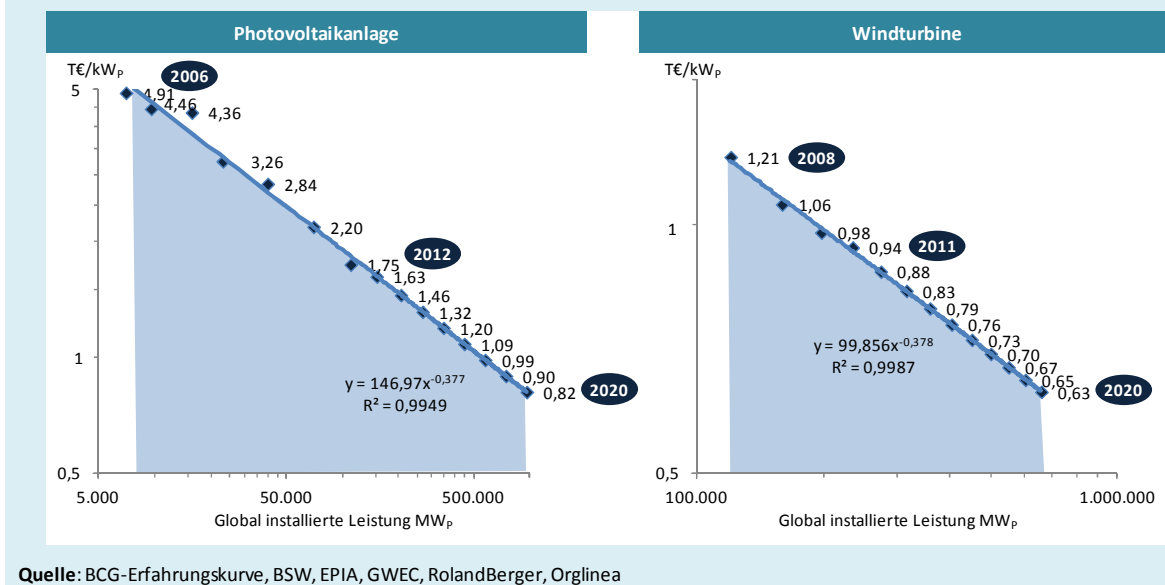
Übergeordnete Thesen zur Energiewende

These 1: Solar- und Windstrom werden wettbewerbsfähig

Die Anlagenkosten für Solar- und Windstromerzeugungsanlagen weisen für die Vergangenheit eine starke Degression auf.

So haben sich die Kosten für eine fertiginstallierte Photovoltaikanlage zwischen 2006 und 2012 von 4.906 €/kW_p auf 1.751 €/kW_p um über 60 % reduziert¹. Im gleichen Zeitraum hat sich die weltweit installierte Basis von 6.900 MW_p auf etwa 100.000 MW_p verfünzfach. Wird dieser Entwicklung ein Erfahrungskurveneffekt² zugrundegelegt, so reduzieren sich die Anlagenkosten einer Photovoltaikanlage bei jeder Verdopplung der installierten Leistung um 23 %. Die Hochrechnung der European Photovoltaic Industry Agency (EPIA) geht von einer installierten Basis von 340.000 MW_p bis 2016 aus³. Mit diesen Wachstumsraten ist in 2020 mit einer weltweiten installierten Basis von 950.000 MW_p zu rechnen. Mit diesen Annahmen werden die Anlagenkosten bis 2020 auf 820 €/kW_p sinken (vgl. Abbildung 1).

Abbildung 1: Degression Anlagenkosten Photovoltaik und Windenergie



Die Windturbine ist der Hauptkostenfaktor einer Windenergieanlage. Ihr Preis hat sich zwischen 2008 und 2011 von 1.210 €/kW_p auf 940 €/kW_p um 22 % reduziert⁴. Im gleichen Zeitraum hat sich die weltweit installierte Basis von 120.000 MW_p auf 234.000 MW_p nahezu verdoppelt. Mit diesem Erfahrungskurveneffekte und der Prognose des Global Wind Energy Council (GWEC) von einer weltweit installierten Windenergiekapazität von 650.000 MW_p bis 2020 reduzieren sich die Windturbinenkosten bis 2020 auf 630 €/kW_p.

¹ Quelle: BSW, jeweils Zahlen aus Q4, Aufdachanlagen bis 10 kW_p

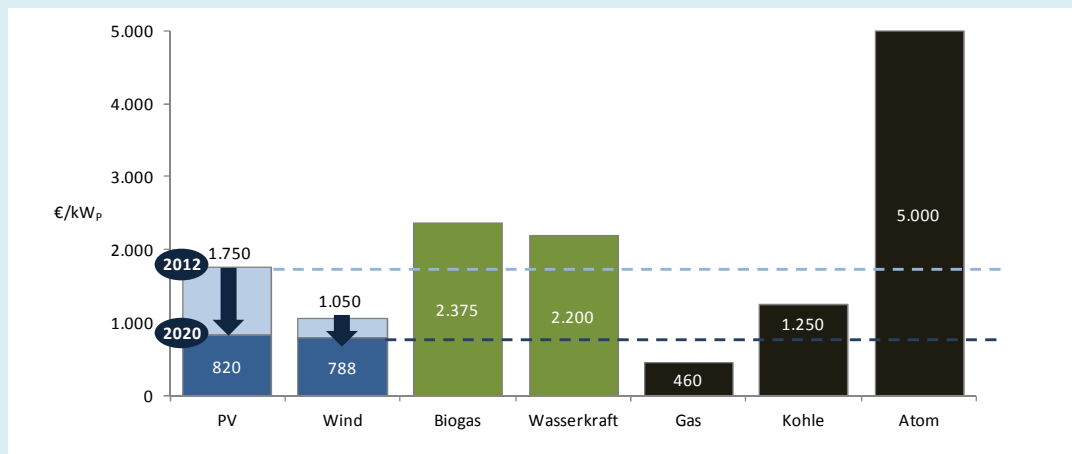
² Kostendegression aus Erfahrungskurveneffekt durch Lernkurveneffekt, Spezialisierungseffekt, Investitionsertragseffekt und Betriebsgrößeneffekt. Vgl. BCG

³ Szenario „Policy-Driven“

⁴ Quelle: RolandBerger

Bereits heute liegen die Anlagenkosten bezogen auf die installierte Leistung für Solar- und Windenergieanlagen⁵ unter denen für die regenerativen Biogas- und Wasserkraftwerke und deutlich unter denen für Atomkraftwerke. Die Anlagenkosten für Windenergieanlagen sind außerdem niedriger als die für Kohlekraftwerke. Dies wird mit der dargestellten Preisdegression auch bei Photovoltaikanlagen eintreten. So werden 2020 nur die Anlagenkosten von Gaskraftwerken noch niedriger sein als die für Solar- und Windstrom (vgl. Abbildung 2).

Abbildung 2: Anlagenkosten Kraftwerke im Vergleich



Quelle: Prognos, Orglinea-Recherche

Nachteilig für Solar-, Wind- und Wasserkraftanlagen wirken sich die nicht permanent verfügbaren Energiequellen aus. So beläuft sich die effektive Laufzeit in Deutschland bei PV-Anlagen auf 10 %, bei Onshore-Windkraftanlagen auf 20 %, bei Offshore-Windkraftanlagen auf bis zu 50 % und bei Wasserkraftanlagen auf 60 %. PV-Anlagen liefern so im Durchschnitt 750 kWh/a Strom je kW_p und Onshore-Windkraftanlagen 1.160 kWh/a Strom je kW_p installierte Leistung⁶. Vorteilhaft für diese Kraftwerkstypen ist der vollständige Entfall von Brennstoffkosten und Aufwendungen für die Entsorgung von Brennstoffrückständen.

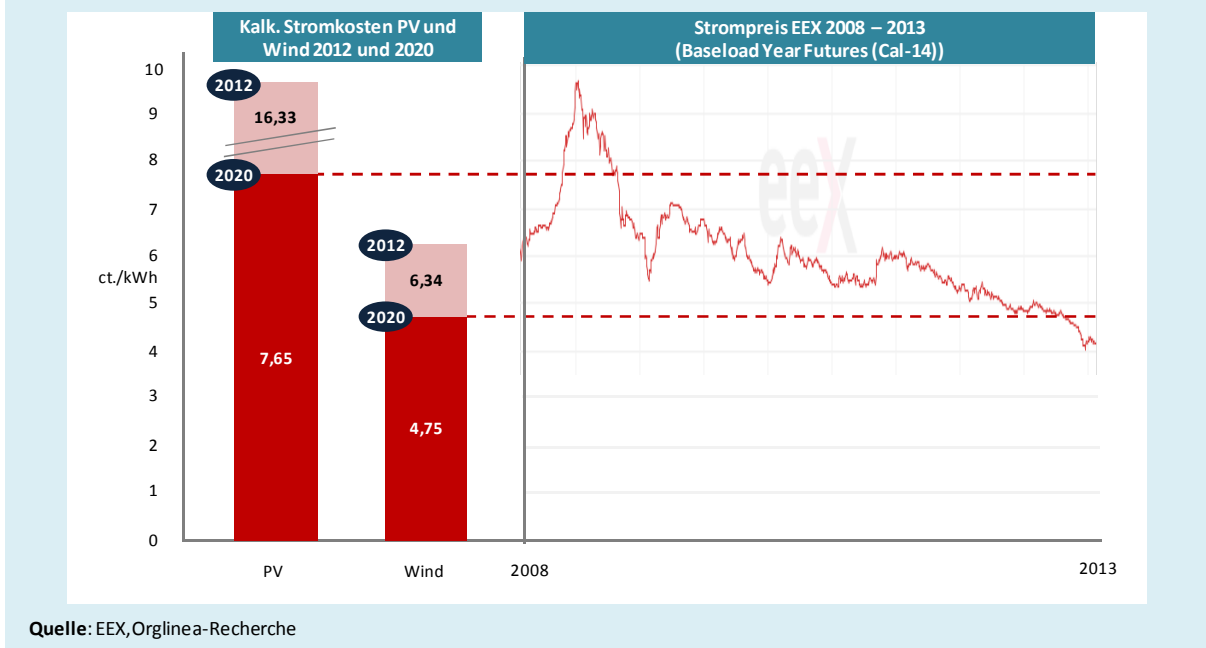
Für 2020 ergeben sich daraus kalkulatorisch Strompreise von 7,65 ct/kWh für Solarstrom und von 4,75 ct/kWh für Strom aus Windkraftanlagen⁷. Für beide regenerativen Energiequellen ergeben sich damit Strompreise, die sich innerhalb der aktuell zu beobachtenden Schwankungsbreite an der europäischen Strombörse (EEX) bewegen (vgl. Abbildung 3). Weitergehende Potenziale zur Senkung dieser Kosten liegen im künftigen energietechnischen Fortschritt, der voraussichtlich zu längerer Nutzungsdauer und höherem Wirkungsgrad führen wird.

⁵ Für Windkraftanlagen 25 % Zuschlag auf Windturbinenkosten für Investitionsnebenkosten

⁶ Für Neuanlagen an geeigneten Standorten werden die Durchschnittswerte zum Teil deutlich überschritten

⁷ Kalkulatorische Nutzungsdauer von PV- und Windenergieanlagen = 25 Jahre, Wartungskosten = 1 % p.a., Verzinsung = 4 % p.a. auf das durchschnittlich gebundene Kapital

Abbildung 3: Kalkulatorische Stromkosten PV und Wind, EEX-Strompreise



Die kalkulatorischen Gestehungskosten für PV-Strom liegen heute mit 16,33 ct/kWh in etwa auf dem Niveau der Stromkosten für mittelständische Unternehmen, die aktuell 15,97 ct/kWh betragen. Für den Eigenverbrauch ist somit Solarstrom bereits heute wettbewerbsfähig. Mit der prognostizierten Kostendegression auf 7,65 ct/kWh in 2020 wäre der PV-Strom in einem begrenzten Zeitfenster in 2008 und 2009 an der Strombörse auch auf Einspeisungsebene wettbewerbsfähig gewesen. Für die kalkulatorischen Kosten von Windstrom in 2020 hätte dies für den weit überwiegenden Zeitraum gegolten.

Wir erwarten deshalb, dass der Strom aus Sonnen- und Windenergie spätestens 2020 auf der Ebene der Netzeinspeisung wettbewerbsfähig ist mit konventionellen Energieträgern (sogenannte „Grid Parity“). Damit wird eine neue Ausrichtung der Energiemarktregulierung notwendig und gleichzeitig eröffnen sich neue Handlungsoptionen für Energieverbraucher und -erzeuger.

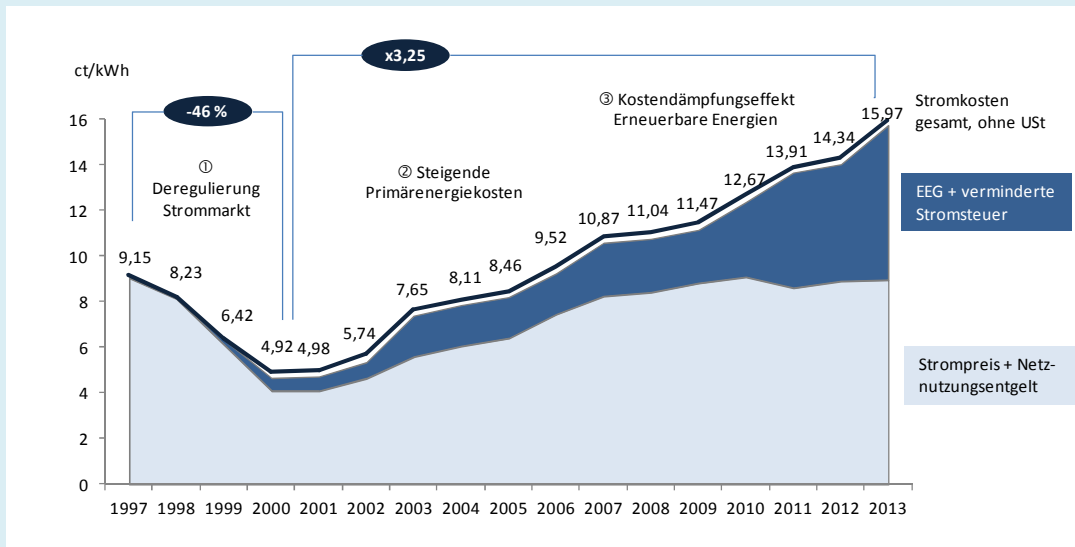
These 2: Energiemarktregulierung setzt falsche Anreize

Das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) steht im Zentrum einer kontroversen Debatte. Einerseits hat es zu einem erneuerbaren Anteil von 20 % an der gesamten Stromproduktion in 2012 geführt; eine Größenordnung, die bei Inkrafttreten in 2000 für utopisch erachtet wurde. Andererseits hat die EEG-Umlage durch diesen Erfolg inzwischen eine Höhe erreicht, die teilweise zu erheblichen wirtschaftlichen Friktionen führt.

So hat sich der für Strompreis für ein typisches mittelständisches Unternehmen zwischen 1997 und 2000 zunächst um 46 % reduziert. Grund hierfür war die Strommarktliberalisierung und der damit verbundene stark zunehmende Wettbewerb. Danach hat sich jedoch der Strompreis bis zum aktuellen Rand mehr als verdreifacht. Trotz deutlich gestiegener Primär-

energiepreise liegt der materielle Strompreis inklusive Netznutzungsentgelt noch immer unter dem Wert von 1997. Dabei wirkt sich der Zubau von Solar- und Windenergieanlagen zunehmend preisdämpfend aus. Dagegen haben sich Stromsteuer und EEG-Umlage massiv verteuert und betragen inzwischen 43 % der gesamten Stromkosten (vgl. Abbildung 4).

Abbildung 4: Stromkostenentwicklung im Mittelstand 1997 – 2013



Anmerkungen: Differenz zwischen Stromkosten gesamt und EEG + Stromsteuer vermindert + Strompreis + Netznutzungsentgelt = Sonstige Stromabgaben = KWKG-Aufschlag + StromNEV-Umlage + Offshore-Umlage + Konzessionsabgabe
 Exemplarische Strompreisentwicklung für ein mittelständisches Unternehmen, 20kV-Anschluss, 800 kW, 2,8 GWh/a
Quelle: ECG, Orglinea-Recherche

Die Befreiung der Großverbraucher von der EEG-Umlage und die damit verbundenen erhöhte EEG-Umlage für alle anderen Verbraucher wirkt advers. Die Großverbraucher profitieren von sinkenden Strompreisen durch den Zubau von Solar- und Windkraftanlagen, tragen zu deren Finanzierung jedoch nicht bei. Die Last tragen stattdessen alle anderen Verbraucher, insbesondere die mittelständische Industrie, die nicht unter die Befreiungsgrenze fällt. Letztlich subventioniert so der Mittelstand die Großverbraucher, was wirtschaftspolitisch nicht gewünscht sein kann. Wir schlagen daher vor, die EEG-Umlage von industriepolitisch motivierten Subventionierungen zu befreien. Wenn es Gründe für eine Kostenentlastung von Unternehmen im internationalen Wettbewerb gibt, so sollte diese als gemeinwirtschaftliche Aufgabe mit gewöhnlichen Etatmitteln finanziert werden, was dann auch dem steuerlichen Prinzip der Leistungsfähigkeit entspricht.

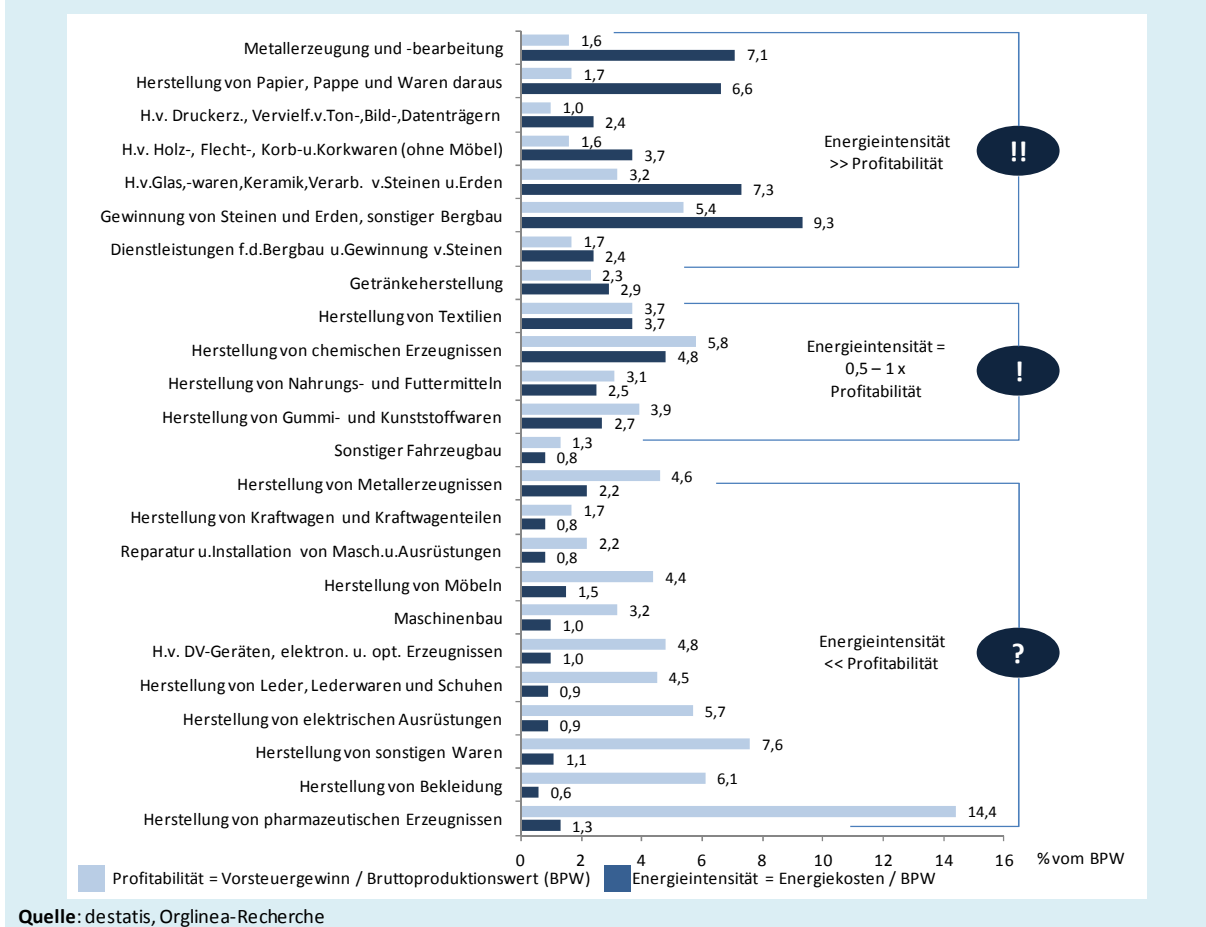
Vorschlag 1 zur Neugestaltung der Energiemarktregulierung: Absenkung EEG-Umlage durch ihre Befreiung von Subventionstatbeständen.

Steigende Energiekosten werden für eine wachsende Zahl von Industriebranchen kritisch. Bereits in 2010 wiesen acht Branchen eine wirtschaftliche Energieintensität – gemessen als Energieaufwandsquote bezogen auf die Bruttowertschöpfung – auf, die im Durchschnitt die Profitabilität (Vorsteuergewinn) überschritten hat. Dazu gehören die Getränkeherstellung,

Dienstleistungen für den Bergbau und Gewinnung von Steinen, die Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau, Herstellung von Glas, -waren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden, die Herstellung von Holz-, Flecht-, Korb- und Korbwaren (ohne Möbel), die Herstellung von Druckerzeugnissen, Vervielfältigung von Ton-, Bild-, Datenträgern, die Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus, sowie die Metallherzeugung und -bearbeitung. Weiter steigende Energiekosten werden hier zur akuten Gefahr, wenn diese nicht auf die Kunden überwältigt werden können. Hierbei ist zu beachten, dass die Stromkosten seit 2010 um weitere 25 % gestiegen sind und mögliche Sekundäreffekte durch die energiebedingte Verteuerung von Vorprodukten noch nicht berücksichtigt sind.

Weitere fünf Branchen weisen im Durchschnitt eine wirtschaftliche Energieintensität zwischen 50 % und 100 % ihrer Profitabilität aus. Dazu gehören Sonstiger Fahrzeugbau, die Herstellung von Gummi- und Kunststoffwaren, die Herstellung von Nahrungs- und Futtermitteln, die Herstellung von chemischen Erzeugnissen und die Herstellung von Textilien. Die Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen sowie die Herstellung von Metallherzeugnissen liegen mit 47 % und 48 % nur knapp darunter. Steigende Energiekosten können auch in diesen Branchen mittelfristig starke negative Effekte auf Profitabilität und damit internationale Wettbewerbsfähigkeit haben (vgl. Abbildung 5).

Abbildung 5: Energieintensität und Profitabilität im verarbeitenden Gewerbe 2010



Ein weiterer Anstieg der EEG-Umlage sollte vermieden werden. Dies auch vor dem Hintergrund, dass die aktuell steigenden Stromkosten auf fallende Stromgestehungskosten aus regenerativen Energiequellen treffen, die dezentral betreibbar sind. Dies wird die weitere Dezentralisierung der Stromproduktion zum Zweck des Eigenverbrauchs beschleunigen. So reduziert sich die für die EEG-Umlage umlagefähige Strommenge und erhöht entsprechend ihren Betrag weiter.

Zur Reduzierung der EEG-Umlage schlagen wir weiterhin vor, die EEG-Vergütung eng an die Preisdegression der Anlagenkosten für die regenerative Stromproduktion zu koppeln.

Vorschlag 2 zur Neugestaltung der Energiemarktregulierung: Dynamische Reduzierung EEG-Vergütung mit enger Kopplung an die Preisdegression für die Anlagenkosten für regenerativen Strom.

Zur weiteren Dämpfung des künftigen Strompreisanstiegs schlagen wir den Wegfall der Stromsteuer vor. Ihre Lenkungswirkung hinsichtlich Energieeinsparung ist durch den beobachteten Strompreisanstieg inzwischen hinfällig. Ihre Verwendung als Zuschuss zur Rentenversicherung ist eine gesellschaftliche Aufgabe, die dem Prinzip der Leistungsfähigkeit folgend über den allgemeinen Etat finanziert werden sollte.

Vorschlag 3 zur Neugestaltung der Energiemarktregulierung: Wegfall der Stromsteuer.

Die Vergütung für die Betreiber konventioneller Kraftwerke erfolgt nach dem sogenannten Merit-Order-Prinzip. Hierbei werden die Kraftwerke mit den niedrigsten Grenzkosten vergütet, mit denen der Strombedarf gedeckt werden kann. Der vergütete Strompreis entspricht den Grenzkosten des teuersten gerade noch benötigten Kraftwerks. Die Grenzkosten für Strom aus Solar, Wind und Wasser werden mit Null angenommen. Mit einer weiteren starken Zunahme des Stroms aus Solar und Wind ist ein lastdeckender Strompreis von Null denkbar (vgl. Abbildung 6).

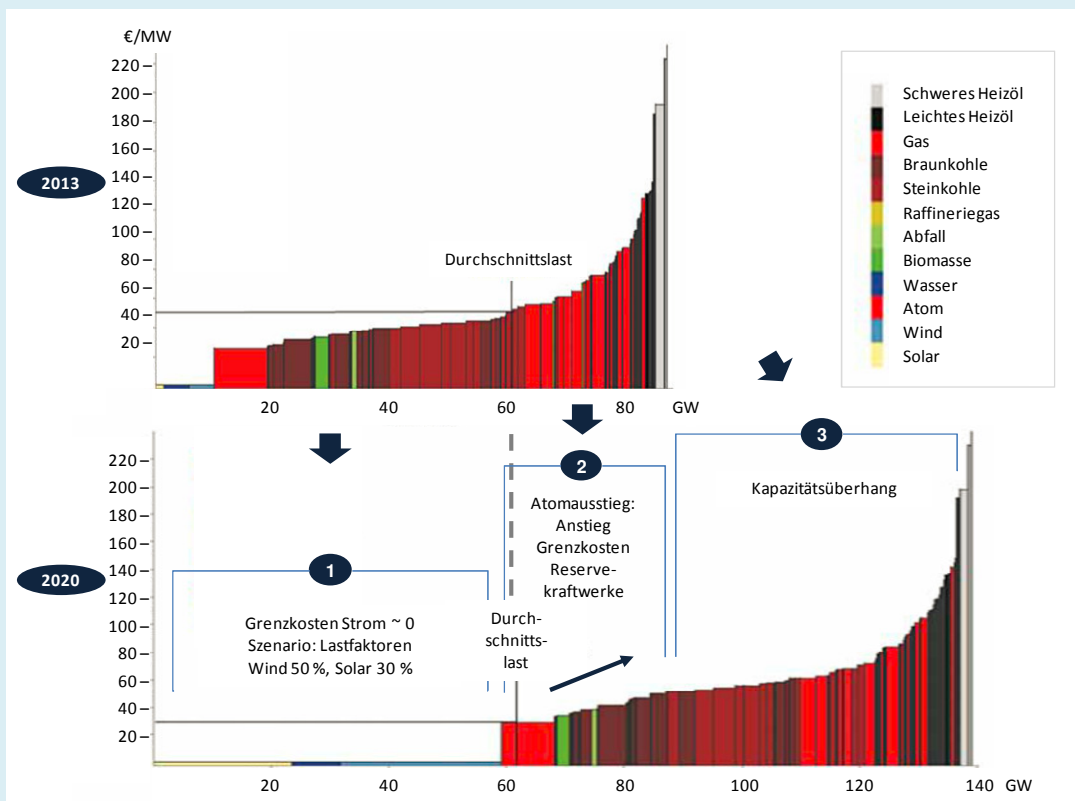
Mit dem Atomausstieg entfallen die, nach den regenerativen Energiequellen, Kraftwerke mit den niedrigsten Grenzkosten. Dies wird zu höheren Grenzkosten führen, sofern Bedarf an der Nutzung von konventionellen Kraftwerksreserven besteht.

Neue Solar- und Windkraftanlagen machen ältere Kraftwerke mit hohen Grenzkosten überflüssig. Mit den heute bestehenden Kraftwerkskapazitäten, insbesondere mit Gaskraftwerken, ist eine flexible Anpassung an den tatsächlichen Lastgang möglich. Ob ein zusätzlicher Bedarf an neuen flexiblen, konventionellen Stromerzeugungskapazitäten in Zukunft entsteht, hängt entscheidend von der künftigen Grundlastfähigkeit der regenerativen Energien ab.

Heute verursachen schwankende Lastgänge von Solar- und Windenergie große Friktionen in der Stromerzeugung und -verteilung. Die Grundlastfähigkeit dieser regenerativen Energiequellen ist aktuell nicht gegeben. Wir schlagen daher vor, mit einer Erneuerung des EEG die

Grundlastfähigkeit der regenerativen Energiequellen gezielt zu fördern. Dies kann zu einer ähnlich dynamischen technischen und kapazitiven Entwicklung führen, wie sie bei den regenerativen Energien bereits zu beobachten war. Im Idealfall erhält die deutsche Industrie dadurch einen wesentlichen Impuls, um hier eine führende Rolle auf dem sich entwickelnden Weltmarkt zu spielen.

Abbildung 6: Auswirkung Energiewende auf Strompreise und Kraftwerkspark



Quelle: Verbund AG in Energiewirtschaftliche Tagesfragen 63. Jg. (2013), Orglinea-Recherche

Technische Ansätze stehen bereits heute mit Power-to-Gas, elektrischen Stromspeichern, Pumpspeicherkraftwerken und solarthermischen Kraftwerken zur Verfügung. Eine Kopplung der Vergütung von Solar- und Windenergie mit einer obligatorischen Bereitstellung von Batteriespeicherkapazität ist denkbar und regulativ umsetzbar. Wir schlagen deshalb vor, die Grundlastfähigkeit der regenerativen Energiequellen zu fördern. Flankierend dazu sollten Smart Grid-Technologien gefördert werden. Mit diesen Technologien sollen lastgangabhängige Verbraucher und Einspeiser technisch in das Stromnetz integriert und durch lastabhängige Energiebepreisung entsprechend beanreizt und somit Lastspitzen abgesenkt werden. Diese smarten Elemente können auf allen Stromnetzebenen unter Einschluss industrieller und privater Verbraucher zum Einsatz kommen.

Vorschlag 4 zur Neugestaltung der Energiemarktregulierung: Grundlastfähigkeit der regenerativen Energiequellen und Smart Grid-Technologien fördern.

Mit der künftigen Grundlastfähigkeit der regenerativen Energiequellen reicht im optimalen Fall der vorhandene Kraftwerkspark für eine flexible Anpassung der Erzeugungskapazitäten an den tatsächlichen Lastgang aus. Ein Zubau an konventionellen Kraftwerken ist dann nicht nötig und wäre auch nicht wirtschaftlich, da die voraussichtliche Nutzungsdauer und Nutzungsgrad deutlich unterkritisch sein werden. Sollte übergangsweise eine Kapazitätslücke entstehen, kann diese durch Stromimporte geschlossen werden. Außenwirtschaftlich wäre dies unproblematisch, da mit der Energiewende die Kosten für Brennstoffimporte ohnehin deutlich sinken werden. Wir schlagen daher vor, den Zubau und Betrieb konventioneller Kraftwerke nicht zu fördern.

Vorschlag 5 zur Neugestaltung der Energiemarktregulierung: Zubau und Betrieb konventioneller Kraftwerke nicht fördern.

Ein großer Teil des bestehenden konventionellen Kraftwerksparks wird künftig nicht mehr wirtschaftlich zu betreiben sein. Übrig bleiben voraussichtlich die kostengünstigsten Kohlekraftwerke mit Kraft-Wärmekopplung zum Betrieb in der kalten Jahreszeit und Gaskraftwerke für die Flexibilität im Lastgang. Der Nutzungsgrad wird für beide Kraftwerkstypen sinken, dennoch wird für diese das bestehende Merit-Order-Regime funktionieren. Die wesentlich geringere als ursprünglich kalkulierte Nutzung des gesamten konventionellen Kraftwerksparks wird jedoch erhebliche negative Effekte auf die Bilanzen der Energieversorger haben. Dies erfordert aus unserer Sicht jedoch keinen regulatorischen Eingriff, weil es sich hierbei um *sunk costs* handelt.

Nach unserer Erkenntnis sollte die künftige Energiemarktregulierung sowohl auf die Dämpfung des Energiekostenanstiegs als auch eine strategische Neufokussierung auf die Grundlastfähigkeit der erneuerbaren Energien ausgerichtet sein:

Dämpfung Energiekostenanstieg	Strategische Neufokussierung
<ul style="list-style-type: none"> • Subventionscharakter der EEG-Umlage eliminieren • Stromsteuer abschaffen • Vergütung für Strom aus regenerativen Energiequellen dynamisch absenken • Zubau und Betrieb konventioneller Kraftwerke nicht fördern 	<ul style="list-style-type: none"> • Grundlastfähigkeit der regenerativen Energiequellen und Smart Grid-Technologien fördern

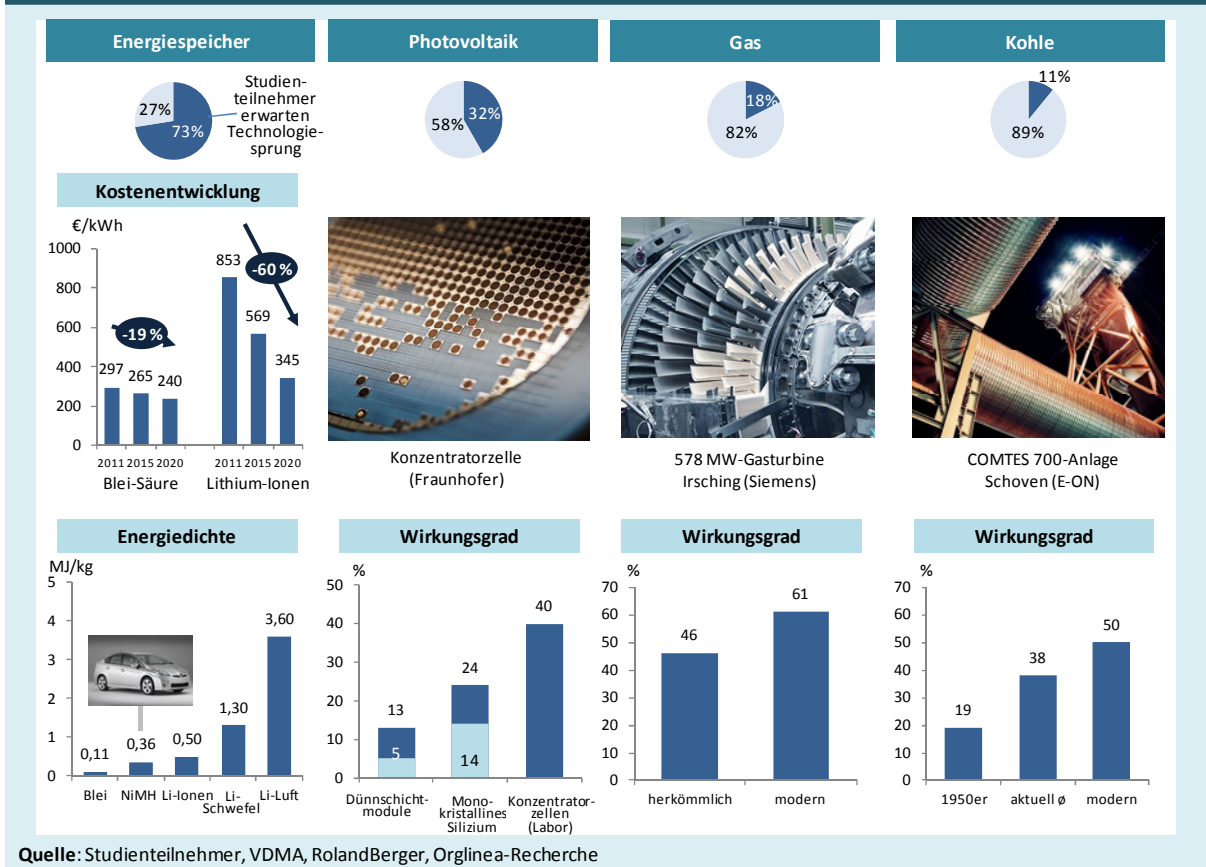
Die aktuelle politische Diskussion um eine Strompreisbremse dreht sich um die Aspekte Reduzierung der Stromsteuer und Begrenzung der EEG-Umlage, eventuell gekoppelt mit einer zusätzlichen Belastung von selbsterzeugtem Strom, und greift damit zu kurz.

These 3: Der energietechnische Fortschritt wird unterschätzt

Frei nach Bill Gates wird der Wandel innerhalb der nächsten zwei Jahre überschätzt und der Wandel für die nächsten zehn Jahre unterschätzt.

Dies wird auch durch unsere Umfrageergebnisse bestätigt. Knapp 75 % der Studienteilnehmer erwarten Technologiesprünge und Innovationsschübe bei Energiespeichern. Eine gemeinsame Parallelstudie des VDMA mit RolandBerger bestätigt ein Kostensenkungspotenzial von 19 % bei Blei-Säurebatterien und von 60 % bei Lithium-Ionenbatterien bis 2020. Bei der Energiedichte gibt es erhebliche technische Potenziale. Der Toyota Prius wird aktuell mit Nickel-Metallhydridakkumulatoren (NiMH) bestückt, der Einsatz von Lithium-Ionenbatterien würde die Energiedichte um etwa 40 % erhöhen. Lithium-Schwefel- und Lithium-Luftbatterien weisen noch erheblich größere Energiedichten auf. Diese Technologien benötigen jedoch noch weitergehende Forschungs- und Entwicklungsarbeiten für ihre Serienreife (vgl. Abbildung 7).

Abbildung 7: Energietechnische Fortschrittspotenziale (Auswahl) mit Panel-Einschätzungen



Dagegen rechnen nur gut 30 % aller Studienteilnehmer mit Innovationssprüngen in der Photovoltaik. Fraunhofer hat unter Laborbedingungen den Wirkungsgrad von sogenannten Konzentratorzellen auf 40 % nahezu verdoppelt im Vergleich zu den bisher besten monokristallinen Siliziummodulen. Selbst bei konventionellen Gas- und Kohlekraftwerken sind Innovationsschübe möglich, die den Wirkungsgrad weiter deutlich erhöhen, was die Mehrheit der Studienteilnehmer so noch nicht erwartet.

Wir erwarten deshalb weitere Technologie- und Innovationsschübe, die den Wirkungsgrad energietechnischer Erzeugungs- und Speicheranlagen noch deutlich steigern werden. Dieser

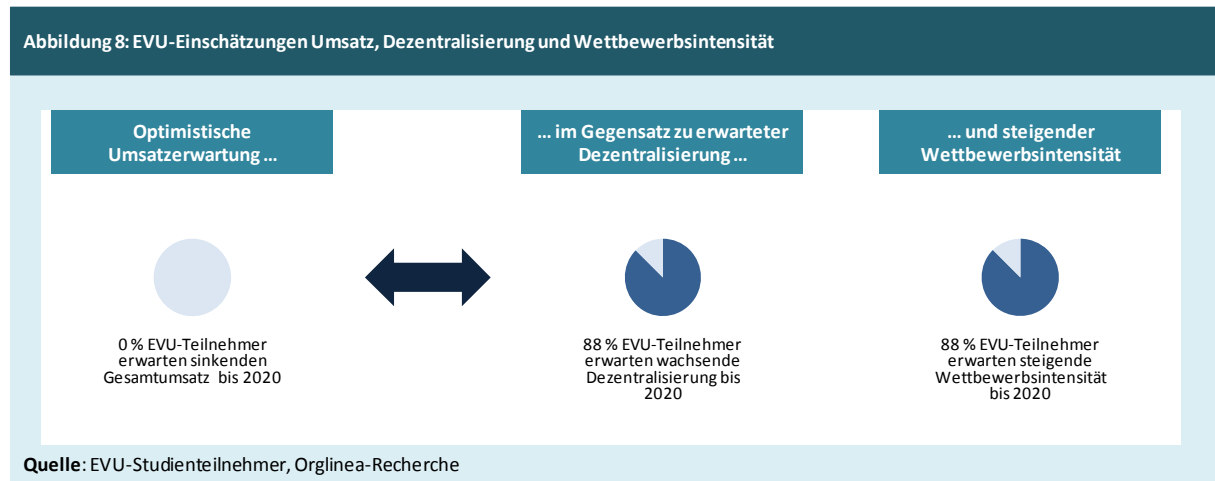
energietechnische Fortschritt wird die erfolgreiche Gestaltung der Energiewende erleichtern. Mit einer entsprechenden Anreizstruktur – wie in These 2 skizziert – kann der zu erwartende Fortschritt beschleunigt werden.

Thesen zu Energieversorgungsunternehmen

These 4: Energieversorger verkennen negative Marktdynamik

Die negative Marktdynamik wird von den an der Studie teilnehmenden Energieversorgern unterschätzt.

Kein EVU-Teilnehmer erwartet einen sinkenden Gesamtumsatz bis 2020. Dagegen erwarten jeweils 88 % der Teilnehmer eine weitere Dezentralisierung und eine steigende Wettbewerbsintensität (vgl. Abbildung 8).



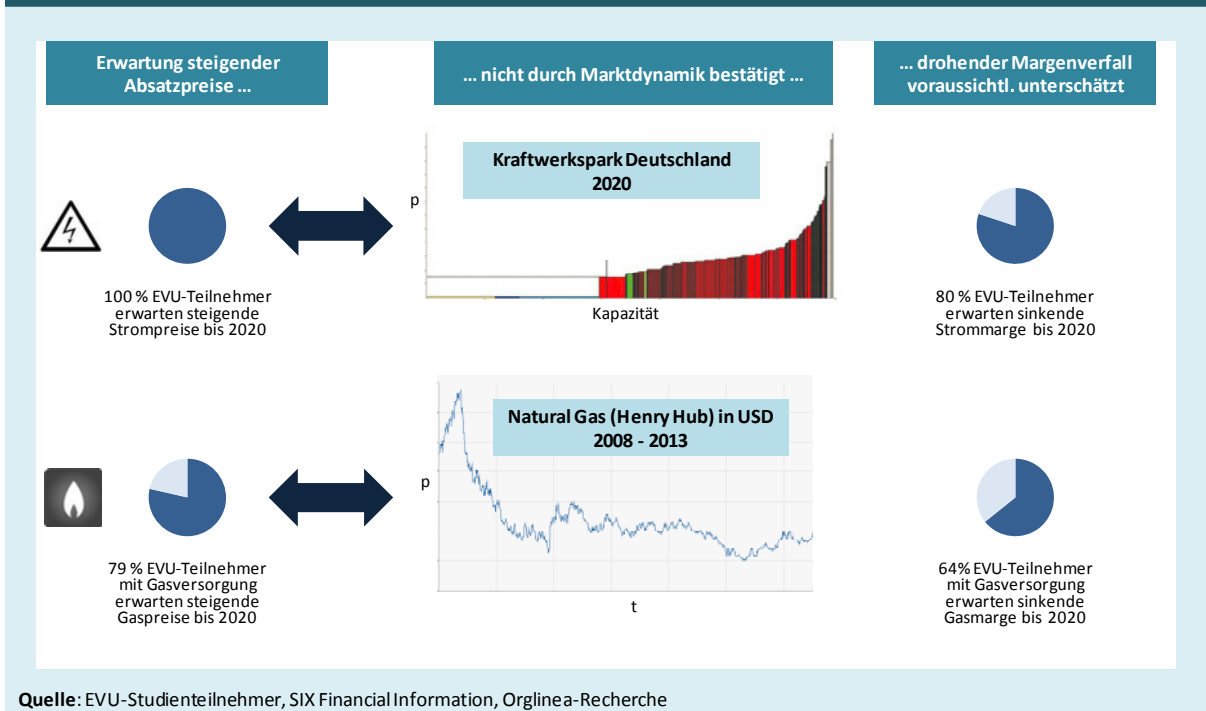
Wie bereits gezeigt, werden Investitionen in dezentrale Energieerzeugungs- und -verteilungsanlagen für industrielle Verbraucher zunehmend interessant. Die Dezentralisierung wird daher nicht nur auf der Ebene großer Regionalversorger und lokaler Stadtwerke stattfinden und dort zu Verschiebungen innerhalb der Energieversorgungsbranche führen, sondern industrielle – und auch private – Verbraucher werden einen zunehmenden Teil ihres Bedarfes selbst erzeugen. Dies führt zwangsläufig zu sinkenden Marktanteilen der etablierten Energieversorger. Vor diesem Hintergrund erscheinen die positiven Umsatzerwartungen der EVU-Studienteilnehmer zu optimistisch.

Alle EVU-Studienteilnehmer erwarten steigende Stromabsatzpreise und 79 % der teilnehmenden Gasversorger erwarten steigende Gasabsatzpreise bis 2020. Die Veränderungen im deutschen Kraftwerkspark und die damit voraussichtlich sinkenden Strompreise wurden bereits erläutert. Die börsengehandelten Gaspreise fallen seit 2008. Neue Schiefergasvorkommen in den USA werden eine zusätzliche preisdämpfende Wirkung auf die Gaspreise haben (vgl. Abbildung 9).

Somit erscheinen auch die Erwartungen steigender Absatzpreise bei Strom und Gas als zu optimistisch.

Erhöhte Wettbewerbsintensität, zunehmende Dezentralisierung mit sinkenden Absatzmengen und Absatzpreisen stellen die etablierten Energieversorger vor große wirtschaftliche Herausforderungen, die bislang dort nur teilweise erkannt werden.

Abbildung 9: EVU-Einschätzungen Absatzpreise und Margen, Marktdynamik



These 5: Die Geschäftsmodelle der etablierten Energieversorger sind bedroht

Die aktuellen Geschäftsmodelle der Regionalversorger, Stadtwerke und Netzbetreiber sind durch die Marktdynamik bedroht.

Für Regionalversorger wird der Betrieb konventioneller großtechnischer Anlagen zunehmend unwirtschaftlich. Der situative Betrieb von Gaskraftwerken zur Abfederung von Lastspitzen und von Kraft-Wärme-Anlagen im Winter reduziert die Kapazitätsnutzung im Vergleich mit vergangenen Werten unter Volllast dramatisch. Sinkende Absatzmengen können jedoch, zumindest teilweise, durch den Betrieb neuer großtechnischer erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen, beispielsweise Offshore-Windparks, und Elemente zu deren Grundlastfähigkeit kompensiert werden. Die Betreiber stehen dabei vor der großen Herausforderung, trotz buchhalterischer Verluste aus ihrem konventionellen Kraftwerkspark hohe Investitionen in erneuerbare Technologien zu leisten (vgl. Abbildung 10).

Den Stadtwerken erodieren Kunden- und Beschaffungsbasis. Strategisch können sie darauf durch den Aufbau eigener erneuerbarer Erzeugungskapazität reagieren. Dabei sind Kooperationen mit anderen Stadtwerken und Regionalversorgern denkbar, um Größenvorteile zu erzielen.

Die Netzbetreiber werden durch die zunehmende Dezentralisierung eine insgesamt verringerte Nutzung ihrer Kapazitäten erfahren. Punktuell sind jedoch hohe Investitionen erforderlich, um die schwankenden Lastgänge auszugleichen und neue großtechnische erneuerbare Energieerzeugungsanlagen an die bestehenden Transportnetze anzuschließen und diese

Netze auch bedarfsgerecht auszubauen. Die Grundlastfähigkeit der erneuerbaren Energien kann hierbei zu einem neuen Geschäftsmodell führen, in dem Energie bei entsprechendem Angebot billig bezogen, gespeichert und bei großem Bedarf zu hohen Preisen wieder veräußert wird.

Abbildung 10: Strategische Ansatzpunkte Energieversorger

Ebene	Geschäftsmodell aktuell	Bedrohungen	Strategische Ansatzpunkte
Regionalversorger	Betrieb zentraler großtechnischer Energiezeugungskapazitäten <ul style="list-style-type: none"> • Verteilung mittels Netzbetreiber • Eigenvertrieb und Absatz über Stadtwerke 	Betrieb großtechnischer Energiezeugungskapazitäten künftig unwirtschaftlich <ul style="list-style-type: none"> • Kapazitätsüberhang, hohe Abschreibungen • Schrumpfende Absatzmengen und Absatzpreise 	Betrieb erneuerbarer Energiezeugungskapazitäten mit großtechnischen Skalenvorteilen Betrieb großtechnischer Anlagen zur Grundlastfähigkeit der erneuerbaren Energien Situativer Betrieb konventioneller Kraftwerke <ul style="list-style-type: none"> • Kraftwärmekopplung im Winterbetrieb • Gaskraftwerke zum Ausgleich Lastgang
Stadtwerke	Lokaler Vertrieb extern beschaffter Energiemengen <ul style="list-style-type: none"> • Teilweise Eigenerzeugung, auch in Verbindung mit Fernwärme • Teilweise Betrieb Verteilnetze 	Erodierende Kundenbasis Erodierendes Beschaffungspotenzial auf Ebene Regionalversorger	Betrieb eigener Anlagen für erneuerbare Energieerzeugung und Grundlastfähigkeit <ul style="list-style-type: none"> • Evtl. Kooperationen mit anderen Stadtwerken oder Regionalversorger
Netzbetreiber	Betrieb Transportnetze und teilweise Verteilnetze	Steigende technische Anforderungen an Netze Zurückgehender Nutzungsgrad der Netzkapazitäten <ul style="list-style-type: none"> • Öffnende Schere zwischen Investitionen und Erträgen 	Anschluss neue großtechnische EE-Anlagen an Transportnetz Integration großtechnische Elemente zur EE-Grundlastfähigkeit

Quelle: Orglinea-Recherche

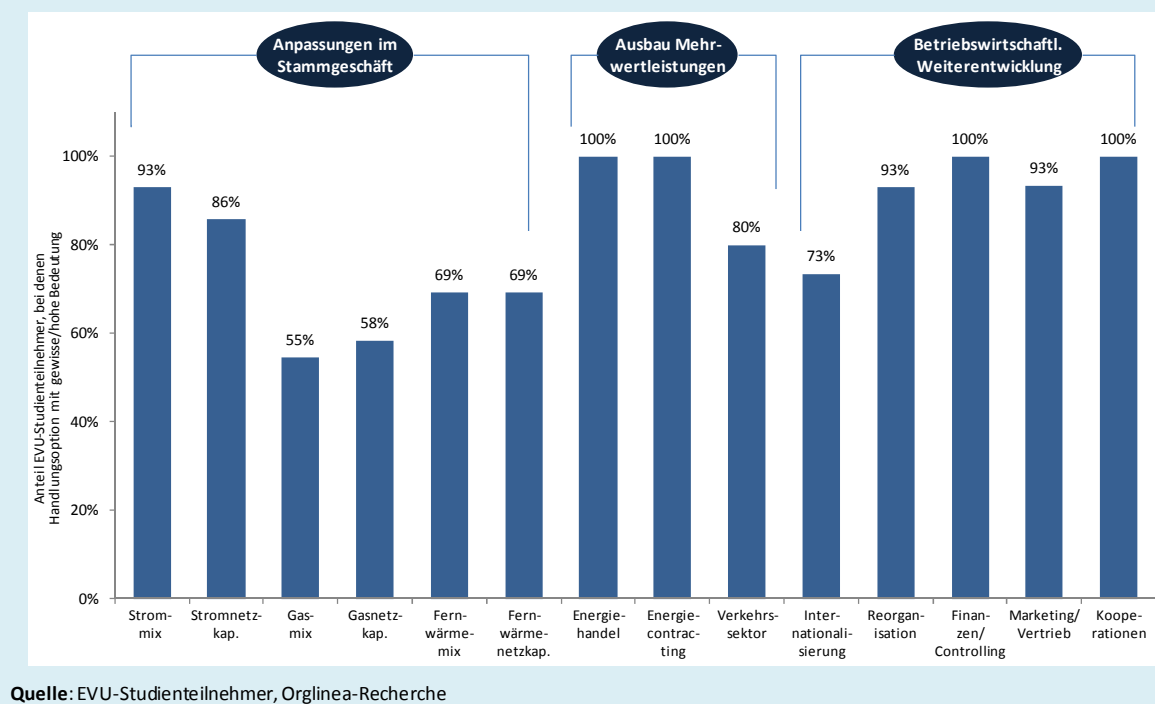
Alle etablierten Energieversorger müssen ihre Geschäftsmodelle neu ausrichten. Ein Festhalten am Status Quo würde durch das zunehmend erodierende Stammgeschäft die Zukunftsfähigkeit bedrohen.

These 6: Transformationsprozess bei Energieversorgern noch am Anfang

Die Energiewende ist bei den Energieversorgern auf der Top-Ebene angekommen. Für 93 % unserer EVU-Studienteilnehmer hat sie auf dieser Ebene sogar hohe Priorität.

Für fast alle Studienteilnehmer haben Anpassungen im Strommix und den Stromnetzkapazitäten eine gewisse oder hohe Bedeutung. Für die Mehrzahl der Teilnehmer gilt dies auch für Anpassungen im Gas- und Fernwärmeversorgungsbereich. Dem Ausbau von Energiehandels- sowie Energiecontractingleistungen und Angeboten für den Verkehrssektor (Elektro- und Gasmobilität) wird ebenfalls eine hohe Wichtigkeit beigemessen. Dies gilt in vergleichbarer Weise für betriebswirtschaftliche Weiterentwicklungen zur Internationalisierung, Reorganisation, Ausbau von Finanz- und Controlling- sowie Marketing- und Vertriebskompetenzen und Kooperationen (vgl. Abbildung 11).

Abbildung 11: Strategien Energieversorger



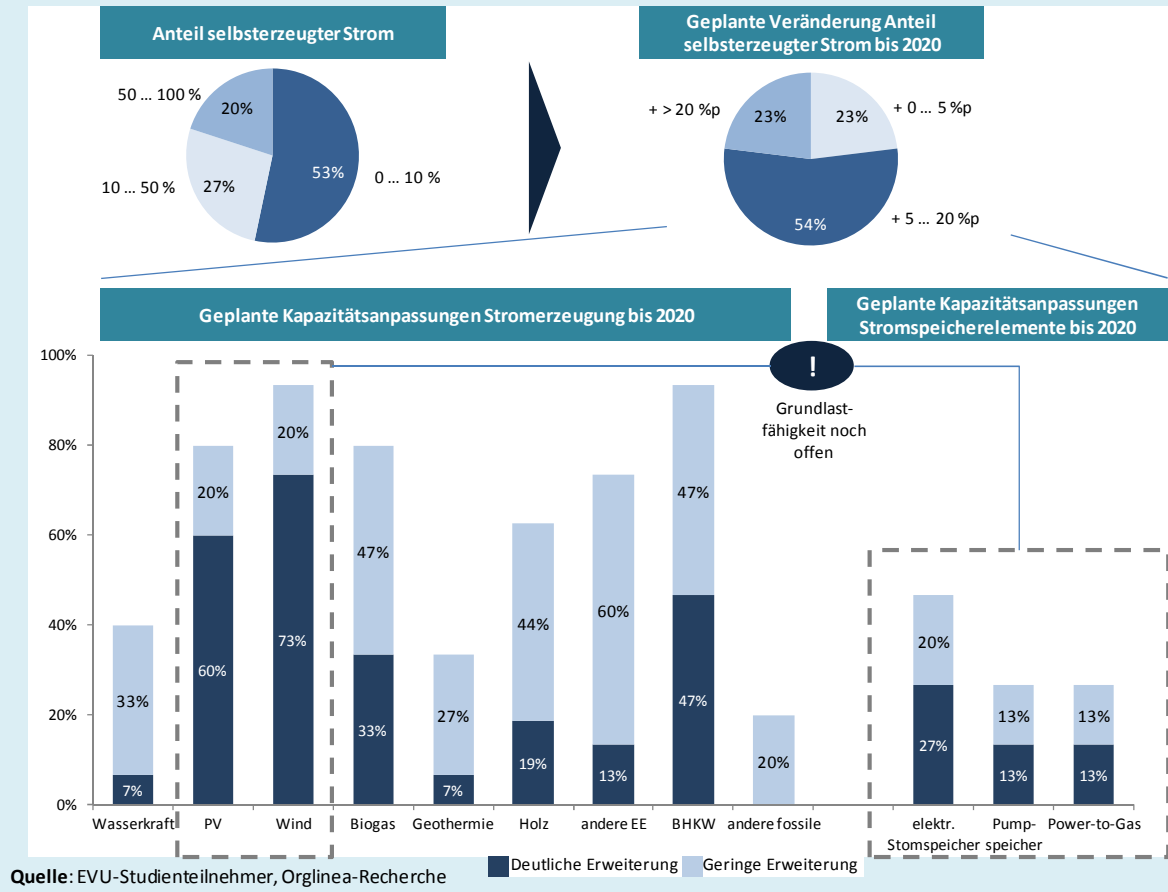
Ein Handlungsbedarf ist bei den Studienteilnehmern großflächig identifiziert. Notwendige Anpassungen im Stromerzeugungsmix, notwendige Steigerungen der Vertriebsaktivitäten, die Schaffung einer modernen, flexiblen Organisation und notwendige Kooperationen mit anderen Marktteilnehmern sind erkannt. Offen bleibt zu diesem Zeitpunkt, inwieweit mit dieser Vielzahl der gewählten strategischen Ansatzpunkte dem verschärften Wettbewerb effizient begegnet werden kann und diese zu einer tatsächlich nachhaltigen Differenzierung im Markt führen.

Mit 53 % produziert die Mehrzahl der Studienteilnehmer aktuell weniger als 10 % des verkauften Stroms selbst. Der Rest wird extern beschafft. Bis 2020 sind hierbei deutliche Veränderungen geplant. Kein Studienteilnehmer plant eine Verringerung der selbsterzeugten Strommenge. Dagegen planen 77 % eine Erhöhung des selbsterzeugten Anteils um mindestens 5 %punkte (vgl. Abbildung 12). Ausgehend von einer niedrigen Basis stellt dies eine deutliche Steigerung für eine Vielzahl von Energieversorgern dar. In Verbindung mit insgesamt zurückgehenden Absatzmengen ist so ein enormer Verdrängungswettbewerb zu erwarten.

Bei dem geplanten Zubau von Stromerzeugungskapazitäten spielen Solar- und Windstrom eine besondere Bedeutung, was kohärent mit der erwarteten Preisdegression bei diesen Anlagentypen ist. Der im Vergleich dazu jedoch geringe geplante Zubau an Stromspeicherelementen lässt aktuell offen, ob so Grundlastfähigkeit erreicht werden kann. Daneben haben geplante Investitionen in Biogas-, Holz-, sonstige erneuerbare Stromerzeugungsanlagen sowie Blockheizkraftwerke eine beachtliche Bedeutung. Hier muss sich noch zeigen, ob mit

dieser Vielzahl von gewählten Technologien tatsächlich optimale Betriebsgrößen und Skaleneffekte erreicht werden und so die tendenziell knapper werdenden Investitionsmittel optimal eingesetzt werden.

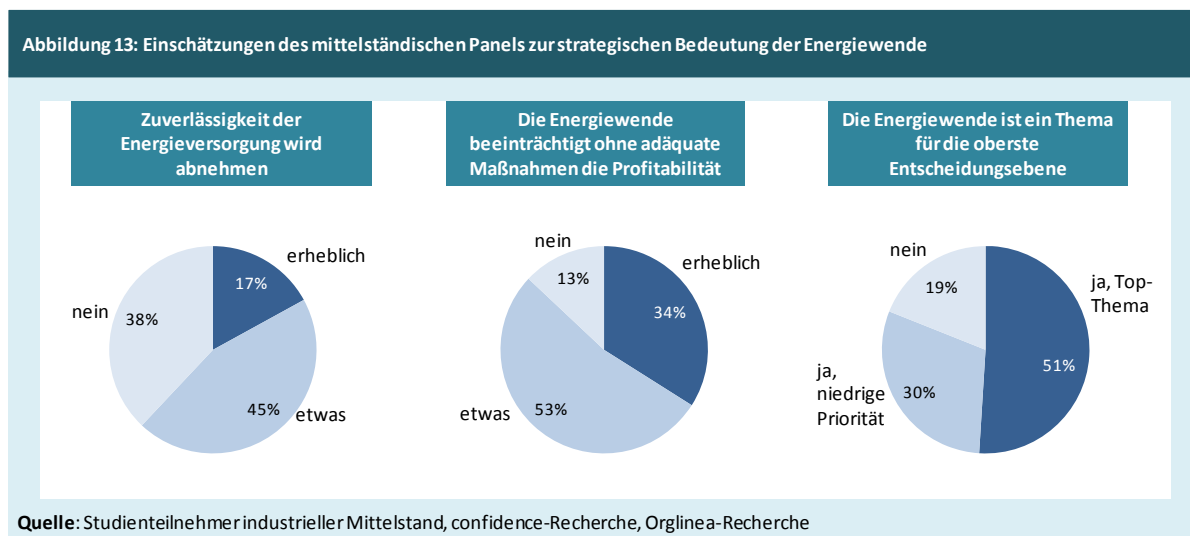
Abbildung 12: Geplante Kapazitätsanpassungen Energieversorger bei Stromerzeugung und Stromspeicherelementen



Thesen zum industriellen Mittelstand

These 7: Die Energiewende hat für den Mittelstand strategische Bedeutung

Die strategische Bedeutung der Energiewende ist auf der Entscheidungsebene im industriellen Mittelstand angekommen. So erwarten 62 % der Studienteilnehmer im industriellen Mittelstand eine Abnahme der Zuverlässigkeit der Energieversorgung. Und 87 % sehen eine zum Teil erhebliche Beeinträchtigung der Profitabilität, wenn sie keine geeigneten Maßnahmen einleiten würden. Für 81 % ist die Energiewende ein Thema für die oberste Entscheidungsebene, und für 51 % sogar mit hoher Priorität (vgl. Abbildung 13).



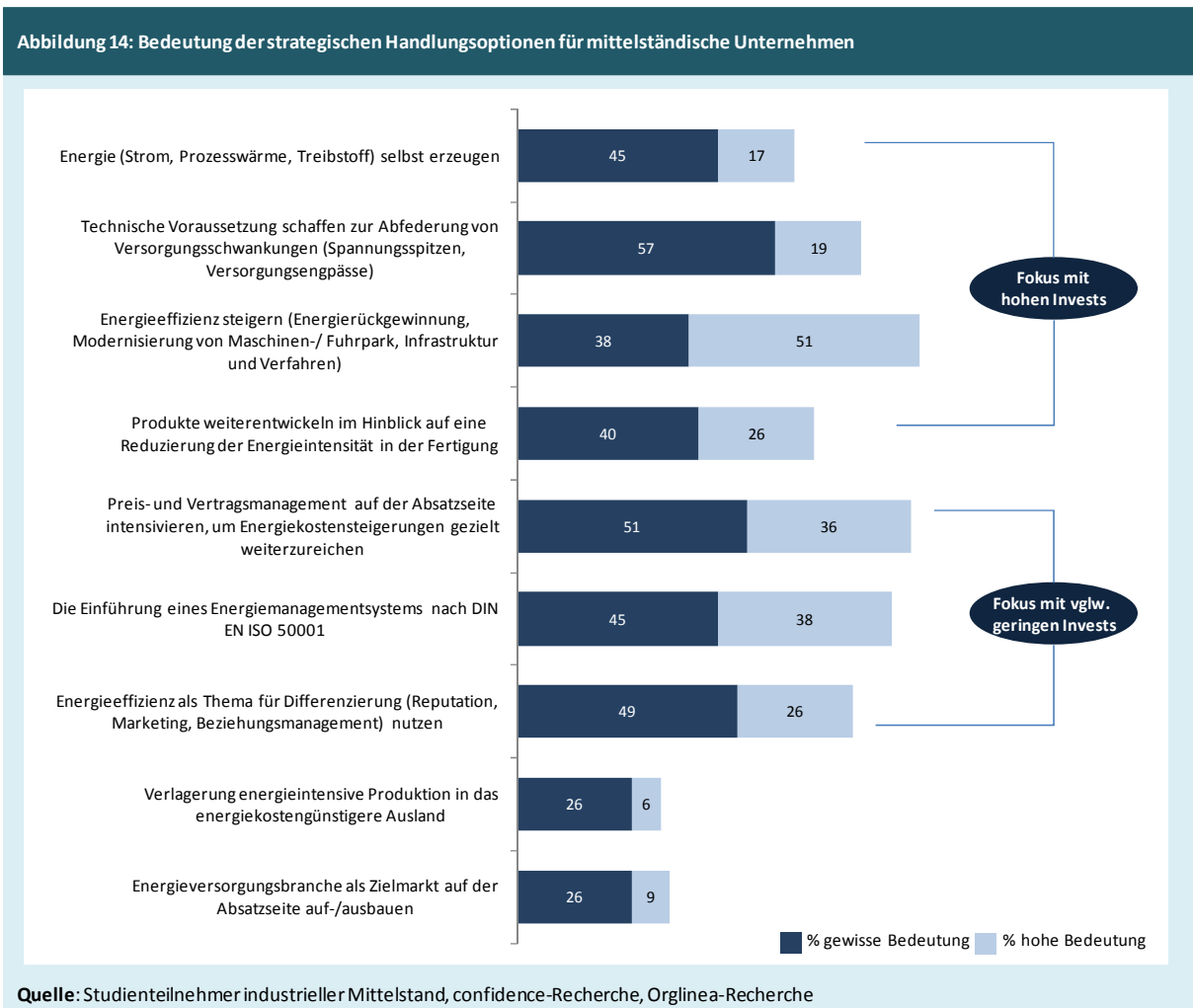
Die hohe strategische Bedeutung der Energiewende wird untermauert durch die erwartete Preisdegression bei Solar- und Windkraftanlagen sowie den deutlichen Kostenanstieg von externem Energiebezug bei mittelständischen Industrieunternehmen. So wird die Herstellung selbstgenutzten Stroms zunehmend wirtschaftlich und ermöglicht neue Make-or-Buy-Entscheidungen. Der erwartete technische Fortschritt wird die Rentabilität von Investitionen in erneuerbare Stromerzeugungskapazitäten voraussichtlich weiter erhöhen.

These 8: Handlungsbedarf in der mittelständischen Industrie identifiziert.

Nicht nur die grundsätzliche strategische Bedeutung der Energiewende, sondern auch der damit verbundene Handlungsbedarf ist inzwischen auf der Entscheidungsebene im Mittelstand angekommen.

Dort stehen die Energieerzeugung zum Eigenbedarf, technische Voraussetzungen zur Abfederung von Versorgungsschwankungen, Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz, das Preis- und Vertragsmanagement zur Überwälzung von Energiekostensteigerungen, die Reduktion der Energieintensität in der Fertigung, die Einführung eines Energiemanagementsystems und die Energieeffizienz als Differenzierungsmerkmal im Fokus. Jede dieser strategischen Handlungsoptionen hat eine gewisse oder sogar hohe Bedeutung von über 60 %. Demgegenüber spielen die Produktionsverlagerung in das energiekostengünstigere Ausland

und die Verbreiterung der Kundenbasis nur Gewinnung von Neukunden in der Energieversorgungsbranche nur eine untergeordnete Rolle (vgl. Abbildung 14).



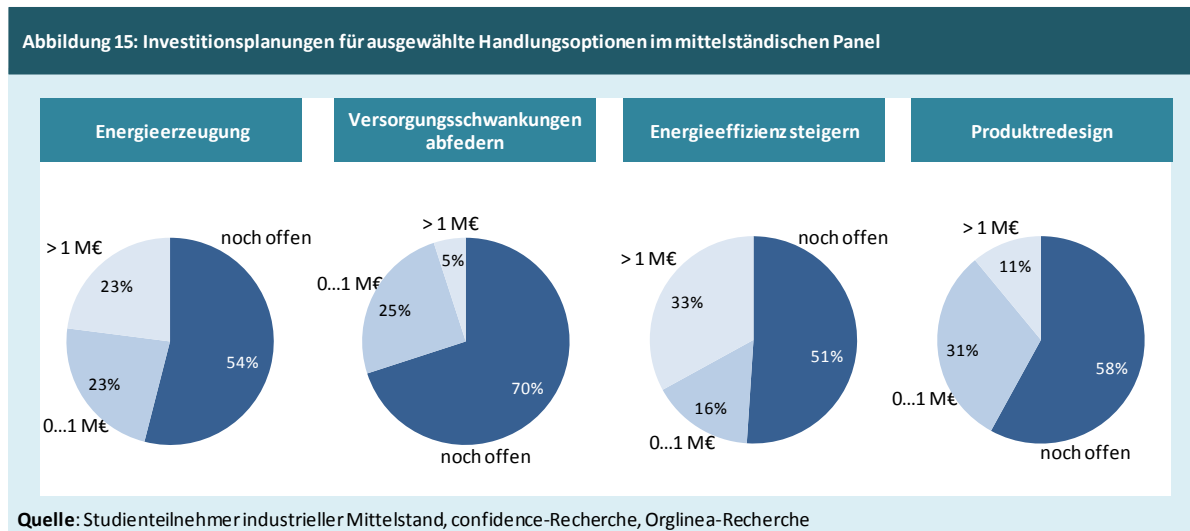
Dabei können das Preis- und Vertragsmanagement, die Einführung eines Energiemanagementsystems und die Energiewende als Thema zur Differenzierung mit vergleichsweise geringem Aufwand umgesetzt werden.

These 9: Mittelstand noch zögerlich bei Bereitstellung von Investitionsbudgets für Energieprojekte

Für die Erzeugung von Strom, die technischen Voraussetzungen zur Abfederung von Stromschwankungen sowie die Steigerung der Energieeffizienz in der Produktion und das energetische optimierte Produktdesign sind größere Investitionsbudgets notwendig. Die mittelständischen Studienteilnehmer sind bei der Bereitstellung dieser Budgets aktuell noch zögerlich.

So haben 54 % der Studienteilnehmer aus dem Mittelstand noch keine Budgets für die eigene Stromerzeugung bislang eingeplant, obwohl die Stromerzeugung für den eigenen Bedarf bereits heute wirtschaftlich ist und künftig noch interessanter wird. Bereits heute amortisieren sich Investitionen in Kraft-Wärme-Anlagen nach zwei Jahren, sofern ein entsprechender

Prozesswärmebedarf besteht⁸. Eine noch größere Zurückhaltung besteht bei der Abfederung der Versorgungsschwankungen. Die hohe Bedeutung zeigt das Potenzial für technische Entwicklungen in diesem Bereich. Bei der Steigerung der Energieeffizienz im Maschinen- und Fuhrpark, in der Infrastruktur, durch neue Produktionsverfahren und durch Maßnahmen Energierückgewinnung zeigt sich ein differenziertes Bild. So haben 51 % der Teilnehmer noch keine Budgets geplant, während immerhin 33 % signifikante Budgets über 1 Mio. Euro hierfür einplanen. Und für Maßnahmen für ein Produktdesign zur Verringerung der Energieintensität in der Produktion haben 58 % der Teilnehmer noch keine Budgets eingeplant.

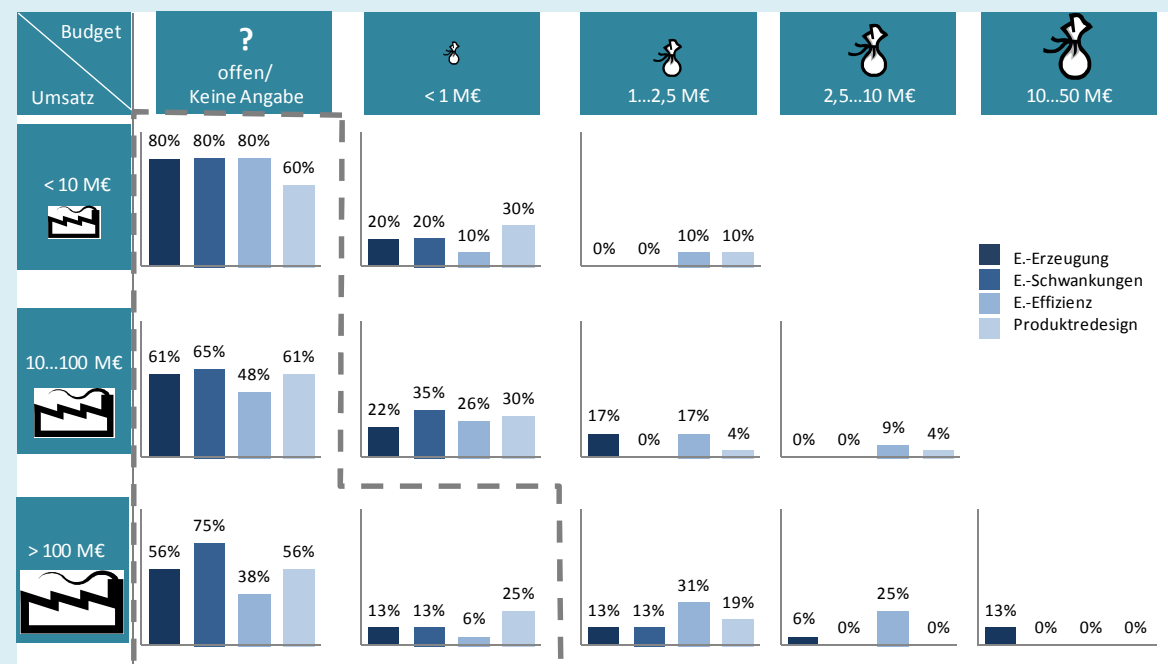


Selbst große industrielle Mittelständler mit mehr als 100 Mio. Euro Umsatz sind in der Mehrzahl noch zurückhaltend bei Investitionen in Energieprojekte. Für Unternehmen dieser Größenordnung sind auch Investitionsbudgets von unter 1 Mio. Euro unterdimensioniert. Eine Ausnahme bilden hier Investitionen in eine energetisch optimierte Produktionsinfrastruktur mit beachtenswerten Budgets von 1 bis 2,5 Mio. Euro (31 %) und 2,5 bis 10 Mio. Euro (25 %) (vgl. Abbildung 16).

Insgesamt erscheinen die energiewirtschaftlichen Pläne in der Mehrzahl der Fälle noch zu wenig konkret und unterdimensioniert.

⁸ Quelle: ECG

Abbildung 16: Geplante Investitionen mittelständische Industrie



Quelle: Studienteilnehmer mittelständische Industrie, Orglinea-Recherche

Schlussfolgerungen

Die Ergebnisse unserer Studie zeigen, dass die technischen und wirtschaftlichen Herausforderungen der Energiewende grundsätzlich gemeistert werden können, sofern die entscheidenden Akteure die richtigen Maßnahmen ergreifen.

Regulierung. Die Energiemarktregulierung sollte verstärkt marktwirtschaftliche Prinzipien berücksichtigen, die durch die Preisdegression bei Solar- und Windanlagen ermöglicht werden. Regulatorische Zusatzbelastungen sollten abgebaut und die Förderung auf innovative Technologien zur Grundlastfähigkeit der erneuerbaren Energien in Verbindung mit Smart Grid-Technologien konzentriert werden.

Energieversorger. Regionalversorger, Stadtwerke und Netzbetreiber müssen im Hinblick auf die zu erwartende negative Marktdynamik bei Absatzmengen und Preisen ihre Geschäftsmodelle grundlegend erneuern und fokussierte Maßnahmen für eine nachhaltige Positionierung im verstärkten Verdrängungswettbewerb ergreifen.

Industrieller Mittelstand. Die strategische Bedeutung der Energiewende ist auf der Ebene der Top-Entscheider angekommen. Jetzt sind konsistente Pläne und Umsetzungsmaßnahmen notwendig, auch im Hinblick auf sich neu eröffnende Make-or-Buy-Optionen.

Rainer Linse
Matthias Wendler
im Februar 2014

Abkürzungsverzeichnis

BCG	Boston Consulting Group
BDU	Bundesverband Deutscher Unternehmensberater e.V.
BPW	Bruttoproduktionswert = Nettoumsatz abzüglich Bestandsveränderung an unfertigen und fertigen Erzeugnissen zuzüglich selbst erstellte Anlagen
BSW	Bundesverband Solarwirtschaft
destatis	Statistisches Bundesamt
ECSSA	Confederation of Search and Selection Associations
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EPIA	European Photovoltaic Industry Agency
EVU	Energieversorgungsunternehmen
GWEC	Global Wind Energy Council
ICMCI	International Council of Management Consulting Institutes
kWh _p	Kilowattstunde Peak
Li	Lithium
MW _p	Megawatt Peak
NiMH	Nickel-Metallhydrid
PV	Photovoltaik
VDMA	Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V.

Anhang

Die Autoren

Rainer Linse ist Geschäftsführer der **confidence consult GmbH Beratung-Training-Coaching** in Freiberg am Neckar, +49 7141 7855 0, rainer.linse@confidence.de

Matthias Wendler ist Geschäftsführer der **Orglinea Managementberatung Stuttgart GmbH** in Herrenberg, +49 7032 954 8091, wendler.matthias@orglinea.com

Danksagung

Die vorliegende Studie wurde von Rainer Linse und Matthias Wendler im Forum Baden-Württemberg im Bundesverband Deutscher Unternehmensberater BDU e.V. durchgeführt. Besonderer Dank gilt den Beiträgen der Kooperationspartner im Ministerium für Umwelt, Klima und Energie Baden-Württemberg sowie **Prof. Dr. Michael Woywode**, Institut für Mittelstandsforschung an der Universität Mannheim, und allen Teilnehmern der Studie für konstruktive Beiträge und Unterstützung bei der Validierung der Analysen.

Gleichermaßen bedanken wir uns bei unseren Kollegen **Bernhard Rau**, Geschäftsführer Bera-tech GmbH in Stuttgart, **Johannes Schlichter**, Geschäftsführer pro search GmbH in Stuttgart und **Winfried Wagner**, Personalberatung Winfried Wagner in Eschborn für ihre inhaltlichen und organisatorischen Beiträge.

Desgleichen bedanken wir uns bei **Günter Monjau**, Vorstandsvorsitzender des BDU-Forums Baden-Württemberg, und **Ulrich Wiener**, Vorstand des BDU-Forums Baden-Württemberg, für ihre inhaltlichen Beiträge.

www.bdu.de

www.ifm.uni-mannheim.de

www.confidence.de

www.orglinea.com