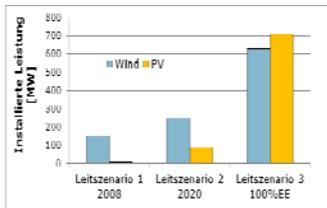
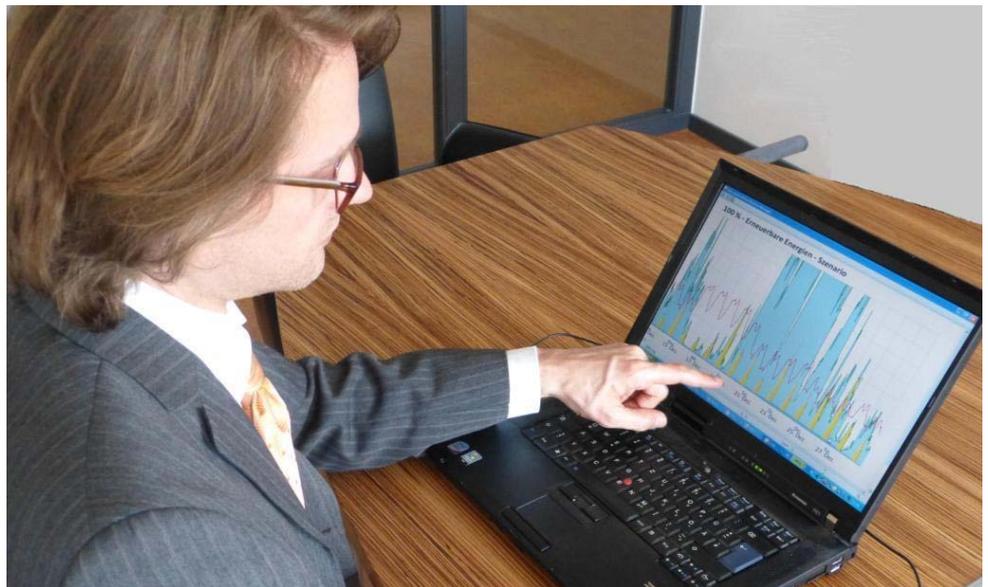


Die Zukunft im Modell:

Leitszenarien für Simulationsrechnungen



Die drei Szenarien unterscheiden sich wesentlich in der installierten Anlagenleistung Wind und PV.

Foto und Grafik: © CUBE Engineering GmbH auf Basis von RegModHarz-Daten

Zentrales Anliegen bei RegModHarz ist es, am Beispiel der Modellregion Wege in Richtung einer 100%-Stromversorgung aus erneuerbaren Energien (EE) aufzuzeigen. In diesem Kontext wurden spezielle Leitszenarien für RegModHarz erarbeitet. Dadurch erhalten die Forschungsarbeiten einen einheitlichen Rahmen und die Vergleichbarkeit der Forschungsprozesse und -ergebnisse wird ermöglicht. Zum Einsatz kommen die Szenarien bei Simulationen und Analysen zu Geschäftsmodellen, zur Optimierung der Anlagenbetriebsführung im Hinblick auf Energieeffizienz und Wirtschaftlichkeit sowie zur Stromnetzverträglichkeit. Mithilfe von drei definierten Leitszenarien kann nun ausgehend vom Status quo der Weg hin zu einer 100%EE-Versorgung beschrieben und analysiert werden:

Leitszenario 1: Referenzsituation im Jahr 2008

Leitszenario 2: Angenommene Situation für das Jahr 2020

Leitszenario 3: Szenario einer 100%-Stromversorgung mit erneuerbaren Energien

Kennzeichen der Leitszenarien

Für jedes Leitszenario wurden Annahmen getroffen – nicht zu verwechseln mit Prognosen über eine vermeintliche zukünftige Entwicklung. Die Leitszenarien unterscheiden sich wesentlich in der installierten Anlagenleistung für Wind und PV. Diese Energieträger werden unser Stromversorgungssystem maßgeblich verändern, denn sie speisen ihren Strom wetterabhängig ein. Wirtschaftlich bedeutsam ist, dass kein Brennstoffbedarf besteht. Für beide Energieformen bestehen hohe Zubaupotentiale. Für Wind wird in den Szenarien angenommen, dass die installierte Leistung von 151 MW in 2008 auf 248 MW in 2020 ansteigt und zur 100%EE-Versorgung 630 MW beiträgt. Die für PV entsprechenden Werte sind 10 MW / 90 MW / 708 MW. Im 100%-Szenario versorgt die Modellregion nicht ausschließlich sich selbst, sondern beteiligt sich mit einem angemessenen Anteil an der Stromversorgung Deutschlands. Dies ist

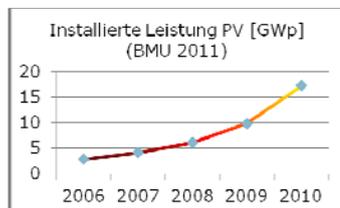
Ein Projekt im Rahmen der Förderinitiative:



Förderer:



Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit



Schon heute dämpft die Solarstromerzeugung in Deutschland den Strompreis zu den Mittagsstunden.

Grafiken: © CUBE Engineering GmbH auf Basis von EPEX- und BMU-Daten

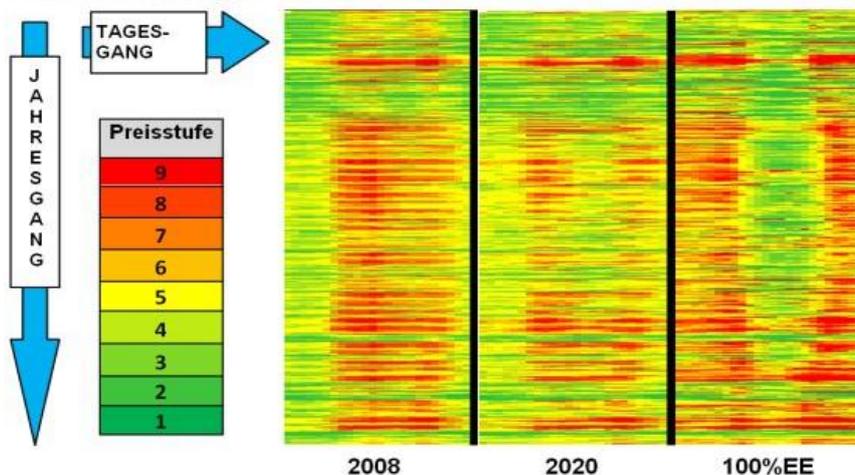
Einspeisecharakteristika: PV-Strom steht mittags bei hohem Verbrauch zur Verfügung. Windstrom kann bei mehrtägigen Flauteperioden fehlen. Eine jederzeit verfügbare Mindesteinspeisung lässt sich nur mit Wind und PV für die Modellregion nicht erzielen.

Im 100%-Szenario wird innerhalb eines Jahres trotz höherer PV-Anlagenleistung doppelt so viel Wind- wie PV-Strom in der Region erzeugt.

Kontakt
E-Mail: info@regmodharz.de
www.regmodharz.de

Redaktion:
Dirk Filzek
d.filzek@cube-engineering.com
www.cube-engineering.com
Tel: +49-561-288 573 -55
<http://www.cube-engineering.com/>

wichtig, da die Regionen unterschiedliche Potentiale haben und sich die Witterungseffekte großräumig teilweise ausgleichen können. Dabei überschreitet die summierte Wind- und PV-Einspeisung den Eigenbedarf der Modellregion zeitweise um ein mehrfaches (siehe Laptop-Grafik im Titelbild).



Szenarienanalyse für die Feldtest-Strompreise

Die Grafik oben visualisiert die zeitliche Verteilung der von der Wind- und PV-Einspeisung abhängigen günstigen und teuren Strompreise beim Haushaltskunden-Feldtest. Die drei Grafiken stellen von links nach rechts die Leitszenarien 1 bis 3 dar. Grün dargestellt sind Zeiten mit günstigen Strompreisen, rot teure Zeiten und gelb mittelteure. Der Tagesgang der Strompreise wird je Grafik im Farbverlauf von links nach rechts sichtbar. Der Jahresgang vom 1.1. bis 31.12. zeigt sich im Farbverlauf von oben nach unten. Die Feldtest-Strompreise sind niedrig, wenn der Strombedarf der Modellregion zu großen Teilen aus Wind- und PV-Anlagen gedeckt werden kann oder sogar ein Stromüberschuss besteht. Teuer ist der Strom, wenn weitere, speziell flexible Energieanlagen zwecks Bedarfsdeckung zum Einsatz kommen müssen. Flexible Anlagen haben höhere Betriebskosten, z.B. benötigen Biogasanlagen Brennstoff und bei Stromspeichern sind Umwandlungsverluste einzukalkulieren. Die Grafiken machen deutlich: Preisbestimmend ist im Referenzszenario 2008 weitgehend der Strombedarf - tagsüber ist der Strom aufgrund des höheren Stromverbrauchs teurer als in der Nacht. Nur in den ersten Wochen des Jahres drückt viel Windstrom den Preis. Bereits im Szenario 2020 macht sich in sommerlichen Mittagsstunden die PV-Stromeinspeisung preisbestimmend bemerkbar. Im 100%EE-Szenario ergibt sich theoretisch eine Umkehrung der Strompreise, denn das tagsüber hohe Angebot an Solarstrom deckt nicht nur den vorhandenen Bedarf, sondern stellt auch Strom zum Export und zur Speicherung zur Verfügung. Allerdings: Je mehr Speicher eingesetzt werden, desto unabhängiger wird der Strompreis von der fluktuierenden Einspeisung aus Wind und PV.

Statement von Herrn Filzek, CUBE Engineering GmbH in Kassel:



„Für eine grundlegende Transformation unseres Stromversorgungssystems in Richtung einer sicheren 100%EE-Stromversorgung ist wesentlich, dass die Regionen ihre Potentiale nutzen – unter Berücksichtigung ökologischer und gesellschaftlicher Belange. Räumliche Ausgleichseffekte mindern dann den Speicher- und Regelbedarf, ausreichende Übertragungsnetz-Kapazitäten vorausgesetzt. Um die kurzfristigen Wind- und PV-Einspeiseschwankungen bedarfsgerecht und netzverträglich abzufedern, wird ein Höchstmaß an Flexibilität im Versorgungssystem erforderlich. Effizienzvorteile bieten dabei der Einsatz flexibler Lasten sowie die Kopplung der Stromversorgung mit der Wärme- und Gasversorgung. Der Strommarkt hat die Aufgabe, Investitionen und Betriebsführung bedarfsgerecht anzureizen.“

Kontakt: d.filzek@cube-engineering.com,
Homepage: www.cube-engineering.com