

Regelleistung aus Blockheizkraftwerken – Treiber, Potenziale und Hemmnisse



Wuppertal Institut

Christine Krüger
christine.krueger@wupperinst.org

Frank Merten
frank.merten@wupperinst.org

Arjuna Nebel
arjuna.nebel@wupperinst.org

Dietmar Schüwer
dietmar.schuewer@wupperinst.org

IZES

Hermann Guss
guss@izes.de

IWES

Uwe Holzhammer
uwe.holzhammer@
iwes.fraunhofer.de

Die Wahrung der Systemsicherheit muss perspektivisch von konventionellen Kraftwerken auf regenerative Energien und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) verlagert werden. Diese sollen zukünftig Systemdienstleistungen übernehmen, um in zunehmendem Maße fluktuierende erneuerbare Energien (FEE) zu integrieren. Deutschland strebt an, im Jahr 2020 ein Viertel der elektrischen Energie aus KWK-Anlagen zu erzeugen. Damit werden diese Anlagen einen wesentlichen Teil der regelbaren Stromerzeugung ausmachen. Insbesondere die Erzeugung in dezentralen Blockheizkraftwerken (BHKW) wird zunehmen. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, ob dezentrale Anlagen überhaupt nennenswert zur Systemstabilität beitragen können.

Beispielhaft für die verschiedenen Systemdienstleistungen und dezentralen Erzeugungsanlagen wird in diesem Beitrag auf die Bereitstellung von Regelleistung (RL) aus BHKW eingegangen. Dabei werden verschiedene Fragestellungen in diesem Kontext betrachtet:

- Können BHKW nennenswerte Beiträge zum Regelleistungsangebot leisten?
- Rechtfertigen die Erlösmöglichkeiten für dezentrale BHKW am Regelleistungsmarkt die notwendigen Investitionen? Können die Markteintrittsbarrieren gesenkt werden?
- Sind die aktuellen regulatorischen Bedingungen förderlich für Regelleistung aus BHKW? Wie unterscheiden sich die Bedingungen für Erdgas- und regenerativ befeuerte BHKW?
- Wie beeinflussen sich Spot- und Regelleistungsmarkt gegenseitig? Welche Auswirkungen hat das auf Regelleistung aus BHKW?

Bestimmung des technischen Potenzials dezentraler BHKW am Minutenreservemarkt

In einer Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes [1] wurde das technische Potenzial dezentraler Blockheizkraftwerke zur Bereitstellung von Minutenreserve untersucht. Im Rahmen der Studie wurden insbesondere die BHKW in Wohngebäuden (WG) und Nichtwohngebäuden (NWG) betrachtet. Für die Berechnung der Regelleistungspotenziale in den Jahren 2010, 2020 und 2030 wurde ein Mengengerüst für dezentrale KWK-Anlagen in Anlehnung an das

Szenario A der Langfristszenarien 2011 [2] genutzt. Die elektrische Leistung der BHKW in Wohn- und Nichtwohngebäuden steigt demnach von 480 MW in 2010 über 2.800 MW in 2020 bis auf 3.700 MW in 2030.

Für die verschiedenen Versorgungsobjekte wurden Wärmebedarfsganglinien berechnet und jedem Objekttyp wurde eine konkrete Anlagenkonfiguration zugeordnet, bestehend aus

- einem BHKW mit einer thermischen Leistung von ca. 30 % der Spitzenlast
- einem Spitzenkessel, der ausreichend groß ist, um die Wärmeversorgung zeitweise vollständig zu übernehmen
- einem Warmwasserspeicher mit einer Kapazität von etwa einer Stunde.

Diese Anlagenkonfigurationen und Wärmebedarfsganglinien bildeten zusammen mit Ex-Post-Auswertungen des Minutenreservemarktes von 2010 die Eingangswerte für eine Modellierung und Simulation des Einsatzes dezentraler BHKW am Minutenreservemarkt.

Kern der Modellierung ist die Optimierungsaufgabe zur Bestimmung des technischen Potenzials:

- Es soll so viel Regelleistung wie möglich bereitgestellt werden.
- Dabei muss der Wärmebedarf jederzeit gedeckt werden (wegen des Spitzenkessels ist das keine limitierende Größe).
- Es darf keine ungekoppelte Erzeugung stattfinden (die Aufnahmefähigkeit der Wärmesenke ist also eine begrenzende Größe).
- Ökonomische und regulatorische Betrachtungen werden bei dieser Bestimmung des technischen Potenzials zunächst nicht einbezogen, Ziel ist die Bestimmung der rein technischen Obergrenze.

Gemäß der Anforderungen des Regelleistungsmarktes muss eine Anlage in der Lage sein, während der gesamten angebotenen 4-Stunden-Zeitscheibe Regelleistung nicht nur vorzuhalten, sondern auch zu liefern (de facto wird jedoch nur ein geringer Teil der vorgehaltenen Regelleistung tatsächlich abgerufen). Die Anlagen müssen also sowohl bei positiver als auch bei negativer Regelleistung über die volle Zeit laufen oder ruhen können, ohne dass Randbedingungen verletzt werden. Deswegen wird bei der Optimierungsaufgabe „Bestimme die maximal mögliche

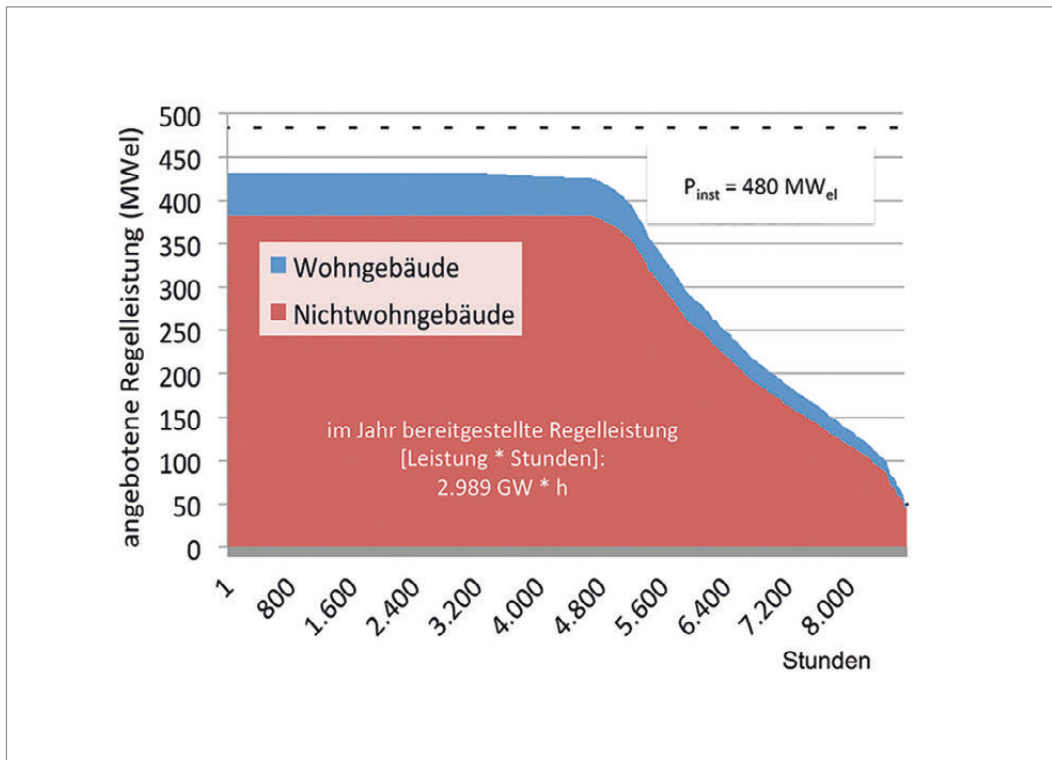


Abbildung 1

Modellierung:
Jahresdauerlinie der
potenziell bereit-
gestellten Regelleistung
für 2010

Regelleistungsvorhaltung“ nicht zwischen positiver und negativer Regelleistung unterschieden. In einem der Optimierung nachgelagerten Schritt wird entschieden, ob positive oder negative RL bereitgestellt wird und der tatsächliche Abruf von RL und seine Auswirkungen auf die Wärmeversorgung durchgespielt.

Abbildung 1 zeigt als ein Ergebnis der Modellierung die Jahresdauerlinie der potenziell bereitgestellten RL für das Jahr 2010. Die Einheit „GW*h“ bezeichnet die über die Stunden des Jahres (in h) bereitgestellte Regelleistung (in GW).

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass Anlagen in WG und NWG im Jahresmittel etwa 70 % ihrer Nennleistung als Regelleistung bereitstellen können. Während etwa einem Drittel des Jahres kann bei kalten Außentemperaturen die volle verfügbare Anlagenleistung genutzt werden, wohingegen im Sommer das Regelleistungspotenzial stark einbricht.

Gemessen am Marktvolumen des Jahres 2010 hätten die BHKW etwa 7% des Regelleistungsmarktes abdecken können. Nimmt man an, dass das Marktvolumen konstant bleibt, steigt der Anteil mit dem Ausbau der BHKW auf 42 % in 2020 und 54 % in 2050.

Zu diesem Potenzial addiert sich noch das der Anlagen in Industriebetrieben und Wärmenetzen hinzu,

die ebenfalls RL bereitstellen können, hier in der Modellierung jedoch nicht betrachtet wurden. Signifikante Anteile des Bedarfs an Minutenreserve können also potenziell durch BHKW gedeckt werden, wobei das mögliche Regelleistungsangebot im Sommer deutlich geringer ist als im Winter.

Grundsätzliche ökonomische Hemmnisse

Abseits der rein technischen Betrachtungen muss die Teilnahme am Regelenergiemarkt für die Anlagenbetreiber auch wirtschaftlich lohnend sein, damit dies eine realistische Option darstellen kann. Durch die nötige Präqualifikation zur Teilnahme an den Regelenergiemärkten sowie die notwendige informationstechnische Anbindung entstehen nicht unerhebliche Kosten im Bereich von mehreren Tausend Euro, die für kleinere BHKW häufig eine Eintrittsbarriere zur Regelenergiemarktteilnahme darstellen. Entsprechend müssen die an den Regelenergiemärkten wahrscheinlich erzielbaren Erlöse hoch genug sein, damit eine Teilnahme ernsthaft angestrebt wird. Aktuell bestehen jedoch diesbezüglich Zweifel. Der Markt birgt nicht genug Zahlungsbereitschaft: Die preissetzenden Marktteilnehmer sind günstiger als Preisgebote, welche die Opportunitäten aus der Eigenstromerzeugung für den BHKW-Standort berücksichtigen. In vielen Segmenten der Regelenergie sind durch neue Marktteilnehmer und entsprechend steigenden Wettbewerbsdruck seit Jahren tendenziell sinkende Leis-

tungspreise zu beobachten. Im Extrem werden für das Angebot von positiver Minutenreserve mittlerweile teils Leistungspreise von 0 €/MW verlangt. Dies ist für viele Anbieter derzeit auch noch akzeptabel, da diese die zu zahlenden Arbeitspreise recht frei bestimmen können (Pay-as-bid) und entsprechend durch Regelernergieabruf ihre nötigen Einnahmen erzielen. Seit Mitte 2011 sind aber auch sinkende Arbeitspreise in der positiven Minutenreserve zu beobachten. Bei gleichbleibendem oder ansteigendem Wettbewerbsdruck (neue Teilnehmer) müsste somit das Regelergievolumen langfristig steigen, damit die Erlöse an den jeweiligen Regelergiemärkten wieder steigen können.

Aufgrund des steigenden Anteils fluktuierender erneuerbarer Energien und den einhergehenden kurzfristigen dargebotsabhängigen Erzeugungsschwankungen kann mit einem leichten Anstieg der benötigten Regelernergie gerechnet werden. Das Gros der Erzeugungsschwankungen kann jedoch über den viertelstündlichen Intradayhandel der EPEX ausgeglichen werden. Entsprechend kann ein maßgeblicher Anstieg der zukünftig benötigten Regelleistung stark bezweifelt werden. Weiterhin bestehen seit 2012 die europäischen Framework Guidelines on Electricity Balancing, mit denen grenzüberschreitende Regelernergieausschreibungen ermöglicht werden sollen. Grundsätzliches Ziel der Harmonisierung ist die Senkung der europaweiten Regelergiekosten. Dies soll sowohl durch die Absenkung der benötigten Regelergiemenge (Ausgleichseffekte) wie auch durch stärkeren Wettbewerb (mehr Teilnehmer) geschehen. Ein harmonisierter Netzkodex soll 2014 fertiggestellt sein und in bindendes europäisches Recht überführt werden. Daher kann davon ausgegangen werden, dass sich die Erlösmöglichkeiten für kleinere BHKW an den Regelergiemärkten mittelfristig nicht merkbar verbessern werden.

Im Endeffekt bedeutet dies, dass eine Teilnahme von kleinen BHKW an den Regelergiemärkten nur durch eine Senkung der Eintrittsbarrieren möglich sein wird. Dies könnte beispielsweise dadurch geschehen, dass kleine BHKW nicht mehr einzeln präqualifiziert werden müssen, da diese eigentlich nur „digital“ betrieben werden, d. h. über eine zentrale Leitwarte an- oder ausgeschaltet werden. Die Zuverlässigkeit eines Pools aus diesen Anlagen hängt lediglich von der Poolgröße ab (ausreichend Ersatzanlagen, falls Anlagen nicht anspringen). Bei diesen einfachen Motoren könnte auch stellvertretend eine Baureihe vom Hersteller in Kombination mit bestimmten Ansteuerungstools präqualifiziert werden, alle Anlagen im Feld wären somit automatisch für die Regelergieanwendung zugelassen.

Aktuelle regulatorische Hemmnisse

Mit Erdgas betriebene BHKW sind zwar technisch zur Bereitstellung von Regelleistung in der Lage. Das Fördersystem für Erdgas-KWK fördert allerdings die Eigenstromversorgung durch eine Befreiung von der EEG-Umlage in großen Umfang. Damit wird eine auf den Strombedarf des Versorgungsobjektes angepasste Stromproduktion unterstützt, die nicht auf Bedarfe im Spot- oder auch im Regelleistungsmarkt reagiert. Diese Eigenverbrauchsregelung ist also dem Einsatz von Erdgas-BHKW am Regelleistungsmarkt hinderlich.

Anders sieht die Situation bei Biomasseanlagen aus. Ein relevanter Anteil von knapp 2,9 GW_{el} der installierten Biomasseanlagen (Stand Oktober 2013) vermarktet den produzierten Strom direkt, unter Nutzung der Marktprämie. Diese Biomasseanlagen können sich auch am Regelergiemarkt betätigen, um die Rendite zu verbessern und einen Beitrag zur Systemstabilität zu leisten. Anlagen, welche bereits die Direktvermarktung nutzen, für den Regelergiemarkt technisch auszustatten, erfordert in der Regel, bezogen auf die gängigen Anlagengrößen, keine relevanten zusätzlichen Investitionen. Einige Anlagen stellen bereits seit 2012 Regelleistung bereit.

Weiteren Akteuren ist es gelungen, sich auch für den Sekundärreservemarkt, dessen Anforderungen höher sind, zur präqualifizieren. Besonders attraktiv ist für Biomasseanlagen die Bereitstellung von negativer Regelleistung (Minutenreserve und Sekundärregelleistung). Gründe hierfür sind die höheren Erlöspotenziale für negative Regelleistung und dass die Bereitstellung negativer Regelleistung gut zur etablierten, oft rein wärmegeführten, Betriebsweise passt. Die Betriebsweise der Anlagen (in der Regel wird über den Tagesverlauf Vollast gefahren) muss dafür nicht geändert werden, die Anlagenauslastung bleibt hoch. Aktuell ist es deshalb am lukrativsten, den Strom aus Biomasseanlagen gleichmäßig (unabhängig vom Preissignal am Spotmarkt) zu produzieren und negative Regelleistung über die gesamte Betriebszeit bereit zu stellen. Die Verdienstmöglichkeiten in der negativen Regelleistung reizen also eine Grundlastfahrweise an.

Interessanterweise sind die Preise für Minutenreserve von der Höhe der Residuallast abhängig. Bei hoher Einspeisung aus FEE sind wenige konventionelle Kraftwerke am Markt, die auch negative Regelleistung anbieten könnten, somit steigt der Regelleistungspreis. *Abbildung 2* zeigt diesen Zusammenhang anhand der mittleren Strom- und Leistungspreise 2012. Zu Zeiten hoher FEE-Einspeisung sollte bei einer am Bedarf und damit am Strompreis orientierten Fahrweise von Bio-

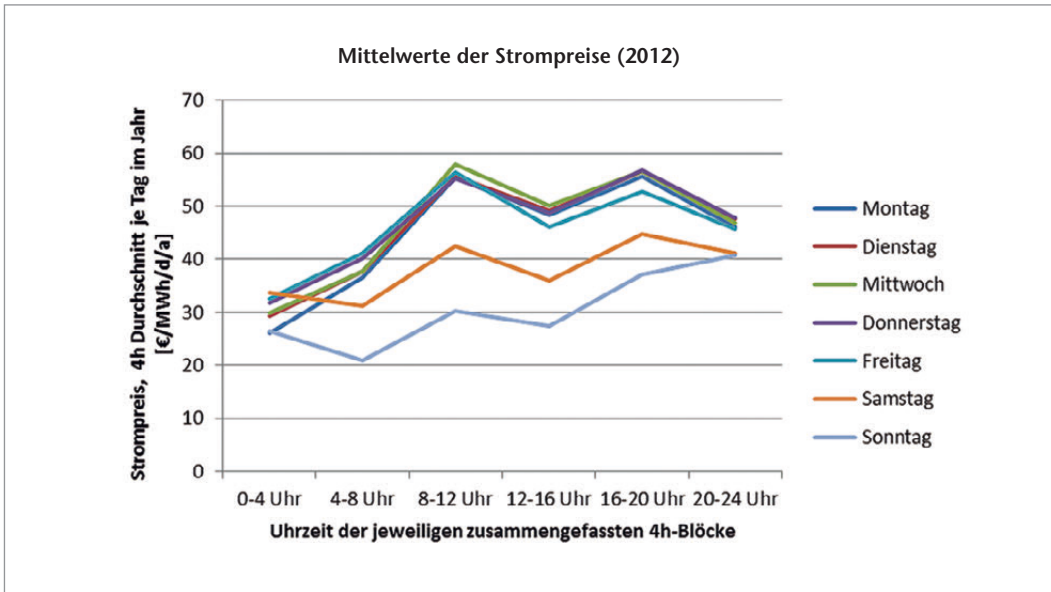
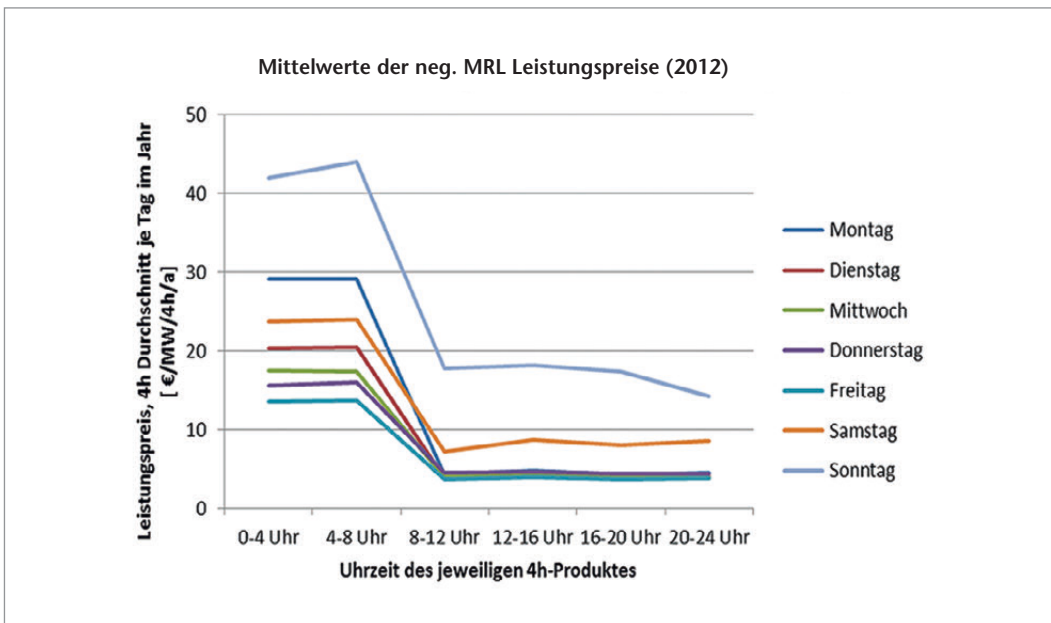


Abbildung 2a und 2b
Strom- und Leistungspreise im Tages- und Wochentagsverlauf (2012).



masse-Anlagen eigentlich die Stromproduktion reduziert werden. Durch die entgegengesetzten Signale am RL-Markt werden die Biomasseanlagen also gerade in diesen Stunden betrieben, obwohl dies einer bedarfsorientierten Erzeugungsweise, die sich am Strompreis orientiert, widerspricht. Die Integration der FEE in den Minutenreservemarkt hingegen würde zu vermehrtem RL-Angebot in Zeiten niedriger Residuallast führen und könnte damit diesen Fehlanreiz vermeiden.

Die Biomasseanlagen, die Sekundärregelleistung (SRL) anbieten, müssen 12h-Produkte bereitstellen (Haupttarif (HT): 8–20 Uhr, Nebentarif (NT): 20–8 Uhr). An der Strombörse wird das dazu passende Strompro-

dukt Peak (Stunden mit Spitzenlast) und Offpeak (Niedriglaststunden) angeboten. Die durchschnittlichen SRL-Leistungspreise schwanken über den Jahresverlauf beträchtlich und sind insbesondere in der NT-Zeit auf lukrativem Niveau, auch hier in den Phasen während der Strom an der Börse tendenziell weniger Wert ist. Dieser Peak-/OffPeak-Fahrplan für die Stromvermarktung an der Strombörse EPEX wird unabhängig von der Nachfrage erstellt. Die langen Produktlängen am Sekundärregelleistungsmarkt verhindern somit, dass Biomasseanlagen (aber auch andere Anbieter) bedarfsgesteuert entsprechend der Signale am Spotmarkt betrieben werden können, auch wenn es über den Intradaymarkt Optimierungsspielräume gibt. Erst durch eine weitere Verkürzung der

Produktlängen und Vorlaufzeiten könnte das vorhandene Optimierungspotenzial der Biomasseanlagen vollständig genutzt werden.

Perspektivisch ist es anzustreben, dass die BHKW-Anlagen so ausgelegt werden, dass sie auch in den Wintermonaten elektrische Überkapazitäten aufweisen. BHKW-Anlagen wären dann in der Lage, gleichzeitig auch in Phasen mit hoher Einspeisung aus FEE Prognosefehler mittels positiver Regelleistung auszugleichen. Stehen geringe Mengen aus FEE bereit, so kann die Residuallast durch die BHKW-Anlagen bedient werden und gleichzeitig können mittels negativer RL Prognosefehler ausgeglichen werden.

Implikationen

Die Bereitstellung von Regelleistung aus dezentralen Anlagen ist perspektivisch notwendig: In einem regenerativ dominierten Zielsystem müssen auch umweltfreundliche Energieerzeugungsanlagen Systemdienstleistungen übernehmen. Das technische Potenzial für Regelleistung aus BHKW ist hoch. Wird der angestrebte Ausbau der KWK erreicht, werden damit signifikante, für die Regelleistung geeignete Leistungen in BHKW entstehen.

Unter den zurzeit herrschenden Bedingungen ist die Bereitstellung von Regelleistung aus BHKW jedoch entweder nicht ökonomisch attraktiv oder behindert die bedarfsorientierte Stromproduktion. Deswegen ist es notwendig, sowohl die Zugangshürden zu den Regelleistungsmärkten zu senken als auch das Zusammenspiel von Regelleistungs- und Spotmarkt neu zu koordinieren.

Der Forschungsverbund Erneuerbare Energien bietet mit seinem Zusammenschluss thematischer, technischer, wirtschaftlicher und politischer Kompetenzen das geeignete Ideenlabor, um konkrete Vorschläge für die Beseitigung dieser Hindernisse zu machen und weitere offene Fragen in diesem Themenfeld zu beantworten.

Literaturangaben

- [1] UFOPLAN-Forschungsvorhaben „Klimapolitischer Beitrag kohlenstoffarmer Energieträger in der dezentralen Stromerzeugung sowie ihre Integration als Beitrag zur Stabilisierung der elektrischen Versorgungssysteme“ (FKZ 3710 97 114) im Auftrag des Umweltbundesamts, Wuppertal Institut 2012
- [2] J. Nitsch et al. „Leitstudie 2011 – Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global“, März 2012