

Anhang: Potentiale und Hemmnisse der Flexibilitätsoptionen

Stand: 15.10.12

Vorbemerkungen

Im Rahmen der AG Interaktion der Plattform Erneuerbare Energien wurden 20 Flexibilitätsoptionen für eine bessere Integration großer Anteile erneuerbarer Energien ermittelt. Die folgende Übersicht stellt die Potenziale der Flexibilitätsoptionen dar sowie die Hemmnisse für die Nutzung dieser Potenziale. Die Beschreibung der Flexibilitätsoptionen selbst ist im Bericht der AG 3 enthalten.

Die gesammelten Informationen beruhen auf existierenden Studien und auf Einschätzungen der in der AG beteiligten Wissenschaftler. Die Übersicht erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit, sondern kann im Laufe der Zeit ergänzt und weiterentwickelt werden. Die in der folgenden Übersicht dargestellten Ergebnisse für die Potenziale sind immer in Bezug auf die zu Grunde liegenden Annahmen zu betrachten.

Die Einschätzungen zu den Potentialen sind indikativ. Kosten sind nicht aufgenommen, denn Ziel der AG ist es nicht, eine Einsatzreihenfolge der Flexibilitätsoptionen (Merit-Order) oder einen exakten Fahrplan für deren Aktivierung vorzugeben. Vielmehr sollte ein Wettbewerb der Flexibilitäten ermöglicht werden, der ggf. durch Forschung und Markteinführung flankiert werden kann.

Für alle Flexibilitäten gilt, dass sie sich teilweise gegenseitig ersetzen können, dass sie Kosten verursachen, dass Ihr Einsatz nur unter Wahrung höchster Versorgungssicherheit erfolgen sollte und, dass sie teilweise bereits Standard sind.

Die folgenden Institute haben inhaltliche Beiträge geleistet und waren bei der Sichtung der Ergebnisse beteiligt:

- BET
- Consentec
- Ecofys
- Energynautics
- Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES
- Hochschule Regensburg
- IZES gGmbH
- Ökoinstitut e.V.
- Prognos AG
- r2b energy consulting GmbH
- Regulatory Assistance Project
- Technische Universität Berlin
- Umweltbundesamt

Inhalt

Stromnetzoptimierung (Flexibilität 1) und Netzausbau (Flexibilität 2)	3
Netz-Bewirtschaftung im EU-Verbund (Flexibilität 3)	4
Flexibilität bestehender Kraftwerke und Erhöhung durch Ertüchtigung („retrofit“) (Flexibilität 4).....	6
Neubau hochflexibler thermischer Kraftwerke (Flexibilität 5)	8
Netzersatzanlagen in den Markt einbinden (Flexibilität 6).....	9
Kapazitätssicherung im EU-Verbund (Flexibilität 7)	10
Strommarktgeführte Fahrweise KWK (Flexibilität 8)	12
Strommarktgeführte Fahrweise Biomasse (Flexibilität 9)	14
Regelleistung aus flexibleren Kraftwerken, Pumpspeichern, Lastmanagement und EE (Flexibilität 10).....	15
Kraftwerksunabhängige Systemdienstleistungen (Flexibilität 11)	17
Einspeisemanagement (Abregeln) Wind & PV (Flexibilität 12)	19
Verbesserte Auslegung von Wind und PV-Anlagen (Flexibilität 13).....	20
Strommarktgeführte Fahrweise EE-Anlagen (Flexibilität 14) inklusive Strommarktgeführte Fahrweise Biomasse (Flexibilität 9)	21
Gasproduktion aus Biomasse (Flexibilität 15)	23
Flexibilisierung der Nachfrage - Lastmanagement (Flexibilität 16).....	24
Pumpspeicher in Deutschland/Alpen und Norwegen (Flexibilität 17).....	29
Nutzung von Strom zur Gasproduktion (Power-to-gas) (Flexibilität 18)	31
Nutzung/Speicherung von Strom in Wärme (Power-to-Heat) (Flexibilität 19)	32
Andere Speicher (Flexibilität 20)	33

Stromnetzoptimierung (Flexibilität 1) und Netzausbau (Flexibilität 2)

Derzeit genutztes Potenzial
Studie & Kommentar
Die Optimierung des Stromnetzes wie auch der Netzausbau lassen sich nicht nach der hier vorgegebenen Systematik einordnen.
Gesamtes technisches Potenzial
Studie & Kommentar
Das weitreichende Potenzial eines Netzausbaus wird beispielsweise im Netzentwicklungsplan 2012 beschrieben.

Hemmnisse

- Kostendruck durch Anreizregulierung (insbesondere in den Verteilnetzen), Weiterwälzung für einige Technologien in Netzentgelte unsicher
- Langwierige Genehmigungsverfahren
- Widerstände in der Bevölkerung gegen Netzausbau, kaum gegen Netzoptimierung
- Teilweise noch wenig Betriebserfahrung (VSC-HGÜ, Verfügbarkeiten, Reparaturdauern)
- Der konkrete Bedarf ist unklar, da es keine Festlegung über die alternativen Maßnahmen (Flexibilität 3-20 gibt) und diese in Wechselwirkung zum notwendigen Netzausbau stehen -> verursacht zusätzlich Investitionsunsicherheit

Netz-Bewirtschaftung im EU-Verbund (Flexibilität 3)

Verschiedene organisatorische und markttechnische Maßnahmen erhöhen den Nutzen der bestehenden Netzkuppelstellen ohne einen physischen Ausbau der Kuppelstellen. Dies sind u.a.:

Übergang in der Bemessung der nutzbaren Kapazität der Kuppelstellen vom Net-Transfer-Capacity-Verfahren (NTC) zum exakteren Flow-based-Verfahren

Derzeit genutztes Potenzial			
Positiv in GW	Negativ in GW	Reichweite in Stunden	Studie & Kommentar
Gesamtes technisches Potenzial			
Positiv	Negativ	Reichweite	Studie & Kommentar
Keine Daten verfügbar	Keine Daten verfügbar	Unbegrenzt	Umstellung der grenzüberschreitenden Kapazitätsvermarktung von NTC auf „flow based allocation“ ab 2015 durch die Entso E ergibt eine geschätzte Erhöhung der <u>Handelsflüsse</u> um 20-30%. Die physischen Transportkapazitäten ändern sich nicht. Heute werden z. B. für windbedingte Ringflüsse Abschläge kalkuliert. Die NTC-Werte sind handelbare Kapazitäten, die aber nicht mit den Lastflüssen übereinstimmen müssen. Durch die flow based Allokation werden die Handelsflüsse den physischen Lastflüssen weitgehend angenähert. Ringflüsse werden dann vereinfacht auch Bestandteil dieser Handelsflüsse

Marktkopplungen

Derzeit genutztes Potenzial Marktkopplungen			
Positiv in GW	Negativ in GW	Reichweite in Stunden	Studie & Kommentar
Keine Daten verfügbar	Keine Daten verfügbar	Unbegrenzt	<u>Übergang von expliziter zu impliziter Marktkopplung</u>
Keine Daten verfügbar	Keine Daten verfügbar	Unbegrenzt	<u>Marktkopplung mit allen Nachbarstaaten, d.h. auch den östlichen Nachbarn</u>
Keine Daten verfügbar	Keine Daten verfügbar	Unbegrenzt	<u>Marktkopplung im Day-ahead-Handel</u>
Keine Daten verfügbar	Keine Daten verfügbar	Unbegrenzt	<u>Marktkopplung im Intraday-Handel</u>
120 MW Maximal	60 MW Maximal	Unbegrenzt	Zusätzliches Potenzial - <u>Marktkopplung im Regelleistungs-Handel</u> Dargestelltes Potential bezieht sich auf Marktzusammenlegung D, AT und CH für tertiäre Regelenergie [Quelle: errechneter maximaler

			Regelenergieabruf in September 2011, TU Berlin].
Gesamtes technisches Potenzial Marktkopplungen			
Positiv	Negativ	Reichweite	Studie & Kommentar
Keine Daten verfügbar	Keine Daten verfügbar	Unbegrenzt	Übergang von expliziter zu impliziter Marktkopplung
Keine Daten verfügbar	Keine Daten verfügbar	Unbegrenzt	Marktkopplung mit allen Nachbarstaaten, d.h. auch den östlichen Nachbarn
Keine Daten verfügbar	Keine Daten verfügbar		Marktkopplung im Day-ahead-Handel
Keine Daten verfügbar	Keine Daten verfügbar	Unbegrenzt	Marktkopplung im Intraday-Handel
355 MW	315 MW	Unbegrenzt	Zusätzliches Potenzial - Marktkopplung im Regelleistungs-Handel Dargestelltes Potential bezieht sich auf Marktzusammenlegung D, AT und CH für tertiäre Regelenergie [Schätzung: TU Berlin]

Hemmnisse

- Mangelnde Abstimmung bzw. Kooperation mit Nachbarstaaten: Zu beachten ist, dass die Planungsprämisse einer im Notfall autarken Energieversorgung eines Systemteils (z.B. Deutschlands) zum Aufbau der benötigten Flexibilitäten innerhalb des Systemteils führt. Es werden also beispielsweise Flexibilitäten in D etabliert, **für den Fall wenn** das Ausland nicht einspringen kann. Fortschritte in der Netz-Bewirtschaftung führen in diesem Fall zu Einsparungen und Effizienzsteigerungen im Betrieb der Bestandteile, nicht in deren Installation. Eine andere Planungsprämisse hingegen würde auch zu Effekten in der benötigten Installation führen. In diesem Sinne kann der Wunsch nach nationaler Versorgungssicherheit ohne Hilfe der Nachbarn als Hemmnis betrachtet werden.

Maßnahmen

- Umstellung der grenzüberschreitenden Kapazitätsvermarktung von NTC auf „flow based allocation“, ab 2015 durch die Entso E, Geschätzte Erhöhung des der Handelsflüsse um 20-30 %
- Bei den europäischen Grid Codes, die „markets“ betreffen beachten, dass Regelungen nicht entgegen progressiver deutscher Marktentwicklung mit closer to real time trading, pooling etc. laufen

Flexibilität bestehender Kraftwerke und Erhöhung durch Ertüchtigung („retrofit“) (Flexibilität 4)

Derzeit genutztes Potenzial			
Positiv in GW	Negativ in GW	Reichweite in Stunden	Studie & Kommentar
(I) 32 GW	(I) -32 GW	Unbegrenzt	Hier dargestellt ist die Flexibilität bestehender Kraftwerke ohne zusätzliches Retrofit. (I) Das unter (I) angegebene Potenzial stellt die maximale Laständerung zwischen Mindestlast und Höchstlast aller bestehenden Steinkohle-, Braunkohle- und GuD-Kraftwerke dar, d.h. die <u>Differenz Mindestlast – Höchstlast</u> .
(II) 75,4	(II) -75,4	Unbegrenzt	(II) Der derzeitige Flexibilitätsbeitrag erhöht sich darüber hinaus deutlich, wenn das Herunterfahren unter die Mindestlast einbezogen wird, d.h. <u>Differenz Stillstand – Höchstlast</u> [Quelle: Auswertung der BET Kraftwerksdatenbank]
Gesamtes technisches Potenzial			
Positiv in GW	Negativ in GW	Reichweite in Stunden	Studie & Kommentar
(I) 26,4 (davon +2,9 durch retrofit)	(I) -26,4 (davon -2,9 durch retrofit)	unbegrenzt	Gesamtes Potenzial - Das dargestellte Potenzial bezieht sich auf die Sterbelinie der o.g. Bestandsanlagen. Zukünftige neue Kraftwerke werden in Flexibilität 5 betrachtet. Angaben beziehen sich auf das Jahr 2020. Retrofit leistet die folgenden Beiträge zur Flexibilitätserhöhung: 1. Differenz Mindestlast – Höchstlast wird durch Absenkung Mindestlast und Leistungserhöhung größer. Dies ist unter (I) dargestellt. 2. Differenz Stillstand – Höchstlast wird durch Absenkung Mindestlast und Leistungserhöhung größer. Dies ist unter (II) dargestellt 3. Geschwindigkeit Laständerung und Kaltstart steigt Annahmen: Bei 50% der Bestandsanlagen, die mindestens bis 2020 in Betrieb sind, ist ein Retrofit mit Erhöhung der Laständerungsgeschwindigkeit von 2 auf 5% pro Minute, eine Absenkung der Mindestlast von 50% auf 30% und eine Leistungserhöhung um 2,5% möglich.
(II) 57,1 (davon +0,36 durch retrofit)	(II) -57,1 (davon -0,36 durch retrofit)		

			<p>Zusätzliche erhebliche Leistungserhöhung um bis zu 50% ist möglich durch Ergänzung einer Vorschaltgasturbine.</p> <p>Unter der Annahme, dass bei 50% aller für ein Retrofit in Frage kommenden Anlagen eine Vorschaltgasturbine nachgerüstet wird und damit im Durchschnitt eine Leistungserhöhung um 30% erreicht wird, ergibt sich ein zusätzliches Potenzial von 4,4 GW.</p> <p>Die Laständerungsgeschwindigkeiten können durch Retrofit unter der Voraussetzung, dass alle Anlagen am Netz sind, von ca. 22 GW/15 min. auf 26 GW/15 min. in 2020 erhöht werden.¹ Dies entspricht einer Steigerung von 4,3 GW/15min durch Retrofit-Maßnahmen.</p> <p>[Quelle: Schätzungen BET]</p>
--	--	--	--

Hemmnisse

- Derzeit niedriges Strompreisniveau, geringe Volatilität der Strompreise und ausreichend Flexibilität

Maßnahmen

- Abwarten bis es zum marktgetriebenen Einsatz kommt.

¹ Quellen: Informationen aus BET Projekten zur Bewertung von Kraftwerken; 6. Workshop „Intelligente Kraftwerkskomponenten für eine flexible Grundlastversorgung“ des FDBR e. V. und des Netzwerks Kraftwerkstechnik NRW, Gelsenkirchen, 25.09.2012.

Neubau hochflexibler thermischer Kraftwerke (Flexibilität 5)

Derzeit genutztes Potenzial			
Positiv in GW	Negativ in GW	Reichweite in Stunden	Studie & Kommentar
12 GW	12 GW	Unbegrenzt	<p>Derzeit in Bau.</p> <p>Zusätzlich Verbesserung der ‚Schnelligkeit‘ und Verringerung der ‚Must-run-Einspeisung‘ durch den Ersatz alter Kraftwerke: GuD-Kraftwerke haben gegenüber Kohlekraftwerken (20 bis 30%) eine höhere Mindestlast von 40 bis 50%, sind aber aus abgeschaltetem Zustand schneller anzufahren. Bei Stein- und Braunkohlekraftwerken besteht ein Potenzial, die Mindestlast durch indirekte Feuerung (Zwischenspeicherung der gemahlene Kohle) bis unter 10% abzusenken. Die Laständerungsgeschwindigkeit ist deutlich höher als bei Bestandsanlagen, Durchfahren des gesamten Regelbereichs in ca.10 min.[Quellen²]</p>
Gesamtes technisches Potenzial			
Positiv in GW	Negativ in GW	Reichweite in Stunden	Studie & Kommentar
Unbegrenzt	Unbegrenzt	Unbegrenzt	<p>Bei neu gebauten Stein- und Braunkohlekraftwerken besteht ein Potenzial, die Mindestlast durch indirekte Feuerung (Zwischenspeicherung der gemahlene Kohle) bis unter 10% abzusenken. [Quelle: BET]</p>

Hemmnisse

- Derzeitig niedriges Strompreisniveau und ausreichend Kraftwerkskapazitäten

² Quellen: Informationen aus BET Projekten zur Bewertung von Kraftwerken; Consentec, IAEW: Bewertung der Flexibilitäten von Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen, 2011; Rech, Rupp, Wendelberger: Neue Regelungsstrategien erlauben eine Erhöhung der Leistungsdynamik von Kraftwerksblöcken um über 30%; VGB Power Tech 1/2 2009; 6. Workshop „Intelligente Kraftwerkskomponenten für eine flexible Grundlastversorgung“ des FDBR e. V. und des Netzwerks Kraftwerkstechnik NRW, Gelsenkirchen, 25.09.2012

Netzersatzanlagen in den Markt einbinden (Flexibilität 6)

Noch nicht bearbeitet.

Kapazitätssicherung im EU-Verbund (Flexibilität 7)

Derzeit genutztes Potenzial			
Positiv in GW	Negativ in GW	Reichweite in Stunden	Studie & Kommentar
ca. 8,5	ca. -8,5	unbegrenzt	Net Transfer Capacity (NTC). Situationsabhängig, derzeitig maximale Auslastung der NTC an den deutschen Grenzen bei hohen Windeinspeisungen und hohen Lasten, Beschränkung durch mangelhaft ausgebautes nachgelagertes Netz.[Quellen ³]
9	11,9	unbegrenzt	Maximale physikalische Lastflüsse 2007-2012 [Quelle: ENTSO-E]
Gesamtes technisches Potenzial			
Positiv in GW	Negativ in GW	Reichweite in Stunden	Studie & Kommentar
20-40	-20-40	unbegrenzt	Gesamtes Potenzial - Derzeit Vorhandene und für 2032 nach NEP und TYNDP geplante physische Kuppelkapazität an den deutschen Grenzen [Quellen ⁴]
21,5	-21,5	unbegrenzt	Gesamtes Potenzial - Szenario A des "Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2012-2030" (ENTSO-E 2012) Potenzial bezieht sich auf das Jahr 2020, sowie die bisher nicht genutzten Kapazitäten in DE, FR, PL, NL, AT, CH, BE, CZ, DE und LUX.

Hemmnisse

- Mangelnder Netzausbau im nachgelagerten Übertragungsnetz der Nachbarstaaten
- Zeitlich ähnlich gelagerte Jahreshöchstlasten der Nachbarstaaten (etwa 90 % in den physisch gekoppelten Staaten)
- Geringe Verfügbarkeit von Kraftwerken in Nachbarstaaten wie Frankreich und Polen, in absoluten Spitzenlastsituationen ist Deutschland heute sogar eher Exporteur
- Market Coupling verschlechtert bei zunehmenden EE-Ausbau die Refinanzierung von Kraftwerken im benachbarten Ausland
- Nicht ausreichende Grenzkuppelstellen zum norwegischen System als ideale Ergänzung, 80 TWh Arbeitspotenzial der Speicherwasserkraft
- Nicht ausreichende Grenzkuppelstellen zum schweizer System (dauerhafter Engpass)

³ Quellen: Eigene Recherchen Prognos; Daten Entso-E; ÜNB-Angaben im Rahmen des NEP

⁴ Quellen: Eigene Recherchen Prognos; Daten Entso-E; ÜNB-Angaben im Rahmen des NEP

Maßnahmen

- Politische Akzeptanz erhöhen für Europäisch definierte Versorgungssicherheit statt nationaler Autarkie. Ständiger Austausch zwischen den Ländern ist Rückgrat der Energiesicherheit, wie auch im Öl- und Gasbereich.
- Grenzüberschreitender Netzausbau, TYNDP der Entso E
- Nationaler Netzausbau, NEP strebt großflächige Beseitigung der Netzengpässe im deutschen Höchstspannungsnetz an, dadurch Zugang zu relevanten Kuppelstellen nach FR, CH
- Falls Kapazitätsmechanismen eingeführt werden, sollte die Menge der bereitzuhaltenden Kapazität europäisch oder zumindest mit Nachbarstaaten koordiniert werden: z.B. mit Österreich gibt es bereits eine Preiszone, wenig Netzengpässe und einen komplementären Kraftwerkspark (Pumpspeicher in Österreich).

Strommarktgeführte Fahrweise KWK (Flexibilität 8)

Derzeit genutztes Potenzial			
Positiv in GW	Negativ In GW	Reichweite In Stunden	Studie & Kommentar
9 GW	-4,5 GW	Wenige Stunden	Konventionelle KWK. Abgeleitet aus Zahlen vom BDEW über die KWK-Stromerzeugung für 2011 mit eigener grober Schätzung über den Anteil, der heute bereits stromgeführt gefahren wird (allgemeine Versorgung 50%, Industrie 30%, private/sonstige 30%). [Schätzung BET]
Siehe Flexibilitätsoptionen 9 und 14			EE-KWK. Erste Anlagen mit Marktprämie; Spitzenkessel oder Speicher notwendig, bisher sehr wenige Wärmespeicher gebaut
Gesamtes technisches Potenzial			
Positiv	Negativ	Reichweite	Studie & Kommentar
25 GW	-25G W	Wenige Stunden	Die Schätzung basiert auf folgenden Annahmen: <ul style="list-style-type: none"> Die KWK-Strommenge erhöht sich durch weiteren Ausbau auf 150 TWh in 2020. Der stromgeführte Anteil lässt sich auf 90% in der allgemeinen Versorgung und auf 50% bei privaten/sonstigen Anlagen erhöhen; kaum Verlagerungspotenzial in der Industrie Die Vollbenutzungsstunden sinken durch Auslegung auf stromgeführte Fahrweise um durchschnittlich 500 h/a. [Schätzung BET]
7,3	7,3	bis 9 h (Gasspeicher)	Zusätzliches Potenzial 2020 [Quelle: Eigene Berechnungen Öko Institut auf Grundlage von Erdgas BHKW in Schwimmbädern, Klärgas BHKW mit Gasspeicher und Biogas BHKWs mit Gasspeicher sowie Erdgas-MiniBHKWs]
8,1	8,1	bis 12 h (Gasspeicher)	Zusätzliches Potenzial 2030: Ausbau der Gasspeicher inbegriffen. [Quelle: Eigene Abschätzungen Öko Institut]
3,6	6,7	4-24	Zusätzliches Potenzial - Keine Berücksichtigung von Zusatzheizungen (Power-to-Heat); Technische Potenziale für Niedertemperaturwärme in der Industrie nicht enthalten. [Quelle: Prognos 2011: Beitrag von Wärmespeichern zur Integration erneuerbarer Energien]

Hemmnisse

- Hohe Kosten für alternative Wärmeerzeugung
- Große Anzahl von Gegendruckturbinen im Bestand der KWK-Anlagen (ca 60 %)

- Potenzial beschränkt sich bisher allein auf die allgemeine Versorgung. Hochtemperaturprozesswärme (über 150 °C) der Industrie nur bedingt speicherbar.
- Keine Anreize für eine stromgeführte Fahrweise. Die KWK-Vergütung führt zu einer wärmegeführten Fahrweise der KWK. KWK-Zuschlag ist unabhängig vom Zeitpunkt der Einspeisung
- Die EEG-Umlagebefreiung für den am Standort der Wärmesenke genutzten Strom führt zu einer Stromgeführten betriebsweise, die konträr zum Strombedarf am Markt steht.
- Gasspeicher bei Klärgas und Biogasanlagen ist für Wartungszwecke dimensioniert. Eine Erweiterung würde mehr Flexibilität bedeuten.
- Geringe Spreads liefern wenig Anreiz zu stromgeführter Fahrweise.
- Wärmenetzausbau ist oft trotz Förderung nicht wirtschaftlich.
- Wärmespeicherkapazitäten sind nicht für die stromgeführte Betriebsweise konzipiert. Hier sind Nachrüstungen notwendig

Maßnahmen

- Stärke Anreize zur stromgeführten Fahrweise im KWKG und EEG. Evtl. Modifizierung des KWK-Gesetzes in Richtung einer bedarfsgerechten Einspeisung (z. B. analog Flexibilitätsprämie im EEG)
- Einbau von Hilfskondensatoren für Gegendruckanlagen
- Anpassung von Industrieprozessen, ggf auch durch Umstellung auf Strom bei der Prozesswärmeerzeugung
- Förderung von Wärmespeichern und Wärmenetzen (im novellierten KWK-Gesetz bereits enthalten)

Strommarktgeführte Fahrweise Biomasse (Flexibilität 9)

Siehe Flexibilität 14:Stromgeführte Fahrweise EE-Anlagen

Regelleistung aus flexibleren Kraftwerken, Pumpspeichern, Lastmanagement und EE (Flexibilität 10)

Derzeit genutztes Potenzial			
Positiv in GW	Negativ in GW	Reichweite in Stunden	Studie & Kommentar
7,4 GW (derzeitiger Bedarf)	-7,4 GW (derzeitiger Bedarf)	Primärregelung: 5 min Sekundärregelung: 15 min Minutenreserve: 1 h	7,4 GW ist der derzeitige Bedarf an Regelleistung. Inwieweit die Flexibilitäten am Regelenergiemarkt angeboten werden können, hängt von der Schnelligkeit der bereitzustellenden Leistung im Zusammenhang mit dem Design des Regelenergiemarktes ab. Derzeit wird Regelleistung fast ausschließlich in konventionellen Kraftwerken und Pumpspeichern erzeugt. [Quelle: BET]
Gesamtes technisches Potenzial			
Positiv in GW	Negativ in GW	Reichweite in Stunden	Studie & Kommentar
I: ca. 36 II: ca. 8 III: Ca. 1 IV: Prozentsatz der aktuellen Windenergieinspeisung V: mehrere GW	I: Ca. - 36 II: ca. - 10 III: ca. - 0,5 IV: max. aktuelle Windenergieinspeisung V: mehrere GW	Primärregelung: 5 min Sekundärregelung: 15 min Minutenreserve: 1 h	Zusätzliches Potenzial durch: I - Flexible Kraftwerke: alle Regelenergiearten, Pumpspeicher II - Pumpspeicher III – Lastmanagement IV - Fluktuierende EE (Windenergie): positive Regelleistung bedeutet, die Anlagen gedrosselt zu fahren, wobei auf Erneuerbare Erzeugung verzichtet wird. Dies erscheint erst in fernerer Zukunft bei sehr hohen EE-Anteilen sinnvoll. V - regelbare EE. Menge ist abhängig von der installierten regelbaren EE Leistung [Quellen: Auswirkungen der Teilnahme von EEG-Anlagen aus der festen Einspeisevergütung auf die Regelenergiemärkte, consentec im Auftrag der BNetzA, 2011]

Hemmnisse (bez. RE durch Lastmanagement und EE)

- Restriktionen der Regelenergie-Ausschreibung (Marktdesign), Festlegung auf eine Woche und hierbei die gesamte HT oder NT-Zeit bei Sekundärregelung, Mindestangebotszeitraum bei Minutenreserve 4 Stunden. Mindestangebotsgrößen bei Primärregelung 1 MW, Sekundärregelung 5 MW, Minutenreserve 5 MW
- Bisher Ausschluss von Anlagen, die feste Einspeisevergütungen erhalten (EEG), weil: EE-Anlagen können für negative Minutenreserve LP=0 bieten und verdrängen dadurch andere Anbieter, bieten dann aber bei Abruf zu hohen negativen Arbeitspreisen (Opportunitätskosten der festen Einspeisevergütung). Angepasste Regelenergiemarktdesign erforderlich (Verhältnis Leistungs- und Arbeitspreis?)
- Keine speziellen Produkte, die ein schnelles An- und Abfahren belohnen
- Sehr kurzfristiger Auktionsmarkt, d.h. keine Produkte, die Investitionen in kleinteilige Flexibilitäten (z.B. auf Nachfrageseite) ermöglichen
- Zum Teil zu kleine Leistungen, Poolung erforderlich.

Maßnahmen

- Tägliche Auktionen, kürzere Handelsblöcke d.h. Bereitstellungszeiträume von EE verkürzen (heute 24 h), Mindestangebotsgrößen reduzieren
- Zuschlag nicht nur auf Basis des Leistungspreises, sondern eines Mix aus Leistungs- und Arbeitspreis (betrifft Hemmnis 2)
- O.g. Maßnahmen auch in europäischen Grid Codes verankern
- Mindestanforderungen an Kraftwerksneubauten, aufgrund zukünftigen Regelenergieanforderungen
- Pre-Qualifikationsstandards für Nachfrage inkl. Pooling-Regelungen bzw. Mengen- und Zeitsummierung (um Produktanforderungen zu erfüllen)

Kraftwerksunabhängige Systemdienstleistungen (Flexibilität 11)

Derzeit genutztes Potenzial
Studie & Kommentar
<p>Kraftwerksunabhängige Systemdienstleistungen können zur Verringerung des must-run-Bedarfs beispielsweise in den Bereichen der Spannungshaltung, der Blindleistungsbilanz, der Frequenzhaltung und im Bereich der Regelenergie beitragen:</p> <ul style="list-style-type: none">• Einsatz von Stufenschaltern und Transformatoren• Durch „Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen“ werden spezifische Anforderungen an WEA hinsichtlich der Anforderungen an Blindleistungsbereitstellung oder –verbrauch sowie an das Verhalten bei Über- und Unterfrequenzen gestellt.• Ansatz für gesetzliche Anforderungen für PV-Anlagen besteht seit Einführung der „Verordnung zur Gewährleistung der technischen Sicherheit und Systemstabilität des Elektrizitätsversorgungsnetzes“ hinsichtlich des Verhaltens bei Über- und Unterfrequenzen.• Betrieb ehemaliger Kraftwerksgeneratoren als Phasenschieber zur Blindleistungsbereitstellung• Statische Betriebsmittel zur Blindleistungskompensation hoch ausgelasteter Freileitungen.• FACTS zur schnellen dynamischen Kompensation
Gesamtes technisches Potenzial
Studie & Kommentar
<ul style="list-style-type: none">• Die Spannungshaltung im Verteilungsnetz kann u.a. durch Regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT) und Wechselrichter unterstützt werden.• Potenziale der RONT werden aktuell auf Fachebene diskutiert.• Vollständige Potenzial der Bereitstellung von Systemdienstleistungen im Bereich der Blindleistungsbilanz und Spannungshaltung durch PV-Wechselrichter wie auch der RONT ist bisher noch nicht abschließend zu beziffern. Generell lässt die eingesetzte Leistungselektronik in den PV- und auch in den WEA-Wechselrichtern die Einspeisung und den Verbrauch von Blindleistung teilweise unabhängig von der Wirkleistungseinspeisung zu. Heutige Wechselrichter lassen den Betrieb als Phasenschieber zu. Damit ist ein Beitrag zur Spannungshaltung jedenfalls möglich.• Möglichkeit weitere ehemalige Kraftwerksstandorte umzurüsten, so dass Generatoren als Phasenschieber einen Beitrag zur Spannungshaltung leisten können.• Beitrag sog. FACTS (Flexible AC Transmission Systems) zur Systemstabilisierung und zur Optimierung der Ausnutzung der verfügbaren Übertragungskapazitäten (Potenzial noch nicht bezifferbar)• Selbstgesteuerte VSC-HGÜ.• Beitrag der EE zur Regelleistung und Regelenergie Beispielsweise ist eine Vorhaltung positiver Reserveleistung durch Drosselung der Einspeisung um einige wenige Prozent (bspw. 3% oder 5%) denkbar. Durch diesen Ansatz wäre gleichzeitig eine Entlastung der Netze und eine Senkung des „must-run“ Bedarfs zu erzielen.

Quellen:

- Bundesregierung; Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen;2009.
- Bundesregierung; Verordnung zur Gewährleistung der technischen Sicherheit und Systemstabilität des Elektrizitätsversorgungsnetzes; 2012.
- Bundesnetzagentur ; Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/2012; Mai 2012.
- T. Smolka et. al.; Mehr Netzanschlusskapazität durch regelbare Ortsnetztransformatoren; etz 09/2012.

Hemmnisse

- Laufende Diskussion über Nutzen und Limitierung
- Unzureichende Förderung durch ARegV

Maßnahmen

- Umrüstung ehemaliger Kraftwerksgeneratoren
- Umfassende Studien zum Nachweis von Aufwand und Nutzen der skizzierten Maßnahmen
- Förderung der Installation von RONT durch ARegV
- Förderung der Installation von FACTS durch ARegV
- Nutzung der Fähigkeit zur Bereitstellung von Blindleistung in Wind/PV-Anlagen durch Verteilnetzbetreiber

Einspeisemanagement (Abregeln) Wind & PV (Flexibilität 12)

Derzeit genutztes Potenzial			
Positiv in GW	Negativ in GW	Reichweite in Stunden	Studie & Kommentar
-	3,4 GW	-	<p>Tatsächlich bisher maximal abgeregelter Leistung. Hier für das Jahr 2010. [Quelle: Ecofys (2011)]</p> <p>Derzeit werden EE-Anlagen nur in Einzelfällen bei lokalen Netzengpässen in Verteilnetzen abgeregelt. Die hierbei verlorene EE-Erzeugung ist bisher vernachlässigbar.</p> <p>Die Leistung der derzeit ansteuerbaren Anlagen ist weit größer als die tatsächlich abgeregelter Leistung.</p>
Gesamtes technisches Potenzial			
Positiv in GW	Negativ in GW	Reichweite in Stunden	Studie & Kommentar
-	Theor. die gesamte installierte Leistung;	Wenige Stunden	<p>Einspeisemanagement kann 2 Funktionen erfüllen:</p> <ol style="list-style-type: none"> <u>Verringerung des Netzausbaubedarfs und des systemweiten Bedarfs an Flexibilitätsoptionen</u> <u>Kurzfristiger Ausgleich der Leistungsbilanz und der Systemstabilität</u>: Dazu kann kurzfristig auch ein höherer Anteil Abregelung sinnvoll sein.

Hemmnisse

- Verteilnetzbetreiber haben noch nicht alle abregelbaren Anlagen regelungstechnisch eingebunden. Teilweise wird auf Entscheidungen zu Smart-Grid-Kommunikationsstandards gewartet.
- Bestehende Anlagen vor 2012 sind noch nicht vollständig mit den entsprechenden technischen Einrichtungen ausgestattet.
- Investitionssicherheit EE-Anlagen erfordert zuverlässige Entwicklung der Einspeisemanagementkompensation

Maßnahmen

- Einrichtungen zur Abregelung nachrüsten
- Verabschiedung von Smart-Grid-Kommunikationsstandards
- Regelungstechnische Einbindung durch Verteilnetzbetreiber
- Einbeziehung ‚Einspeisemanagement‘ in die Netzausbauplanung

Verbesserte Auslegung von Wind und PV-Anlagen (Flexibilität 13)

Derzeit genutztes Potenzial
Studie & Kommentar
<p>Für eine verbesserte Anlagenauslegung bestehen die Möglichkeiten</p> <ul style="list-style-type: none">• Eine Installation von PV-Anlagen auf Ost- oder Westseiten-Dächern• Die Installation von 2-Achsig nachgeführten Freiflächenanlagen.• Ein höheres Rotor-Generator-Verhältnis und/oder eine höhere Turmhöhe von Windkraftanlagen <p>Die geänderte Anlagenausrichtung führt zu</p> <ul style="list-style-type: none">• Einer Reduktion der Mittagslastspitzen• Einer Reduktion der Steilheit der Lastgradienten der Einspeisung und in Folge auch der Residuallast für den konv. Kraftwerkspark• Eine zeitliche Entzerrung der Einspeisecharakteristik von einigen Stunden <p>Im Fall der Windkraftanlagen führt ein erhöhtes Rotor-Generator-Verhältnis zu</p> <ul style="list-style-type: none">• einer Reduktion der Lastspitzen• einer Verminderung des Ertrages• einer Reduktion der spezifischen Investitionskosten
Gesamtes technisches Potenzial
Studie & Kommentar
Die Marktwirkungen einer geänderten Auslegung wird im Rahmen des Monitoring der EEG-Direktvermarktung bewertet werden. Konkrete Ergebnisse liegen jedoch noch nicht vor.

Hemmnisse

- Aktuelle EEG Vergütung stellt keinen Anreiz zur Verbesserten Auslegung von Anlagen dar
- Auch unter Direktvermarktung (derzeitige Spotmarktpreise) nicht finanziell attraktiv

Strommarktgeführte Fahrweise EE-Anlagen (Flexibilität 14) inklusive Strommarktgeführte Fahrweise Biomasse (Flexibilität 9)

Derzeit genutztes Potenzial			
Positiv in GW	Negativ in GW	Reichweite in Stunden	Studie & Kommentar
0,02	0	10 – 12	Schätzung 2011: im Moment (Stand Oktober 2012) werden 20 bis 30 Biogasanlagen flexibel betrieben, es handelt sich (bei der Flexibilitätsprämie) um ein neues Instrument, dass am 1.Januar 2012 eingeführt wurde und sich erst etablieren muss. [Quelle: Schätzung IWES]
Gesamtes technisches Potenzial			
Positiv in GW	Negativ in GW	Reichweite in Stunden	Studie & Kommentar
8-20	8-20	12- 17	Gesamtes Potenzial - Potenzialschätzung mit einem Fokus auf Biogas/Biomethan. Stark Abhängig von genutzten Biomassepotential und der umgesetzten Flexibilisierung der Stromerzeugungseinheit. Potential verändert sich weiter durch Vergasung feste Biomasse und einspeisen in das Erdgasnetz, anschließende Verstromung, siehe Flexibilität 15 [Quelle: Schätzung IWES]
Bio- masse: 7 GW in 2020, 8 GW in 2030 Lauf- wasser: 0,5 GW	Bio- masse: -7 GW in 2020, -8 GW in 2030 Lauf- wasser: -0,5 GW	Wenige Stunden	Gesamtes Potenzial - Das hier dargestellte Potenzial geht davon aus, dass neue und alte (nachgerüstete) Anlagen zu 50% entsprechend ausgelegt und eingesetzt werden können. Hierbei wurde von der Biomasseprognose der BMU-Leitstudie ausgegangen. Die Leistungen wurden bei gleicher Arbeit auf 3.500 Volllaststunden pro Jahr umgerechnet, was eine stromgeführte Fahrweise erlaubt. [Quelle: Schätzung BET] Laufwasser hat ein geringes Verlagerungspotenzial durch Schwellbetrieb, hier grob geschätzt auf 10% der installierten Leistung. Geothermie ist auf absehbare Zeit unbedeutend.

Hemmnisse

- Hoher Informationsbedarf, z.T. auch Forschungsbedarf (Veränderung der Wartungs- und Instandhaltungskosten) um Berührungsängste zu nehmen. Das EEG vor 2012 hat 7200 Anlagen angereizt die Grundlastproduktion gewohnt sind. Die bedarfsorientierte Energiebereitstellung und die Direktvermarktung sind absolutes Neuland für die Akteure.
- Unsicherheit wie sich der Strompreis an der Börse weiterentwickelt und welche Einnahmen durch den Preis-Spread erzielbar sein werden.
- Planungssicherheit (-> die ständigen Diskussionen um den Fortbestand des EEG)

- Anlagenbegriff im EEG: wenn eine zusätzliche Leistung installiert wird, gibt es rechtliche Unsicherheiten in wie weit dies eine Anlage ist oder eine „Neuanlage im Sinne des EEG.“ Dies hat wiederum auf die Marktprämie Auswirkungen.
- Genehmigungsrechtliche Einschränkungen: Privilegierung im Außenbereich ist auf 2 MW Feuerungswärmeleitung gedeckelt.
- Da sie auf Grundlast ausgelegt sind, können Bestandsanlagen erst flexibel betrieben werden, wenn sie nachgerüstet werden

Maßnahmen

- Kapazitätskomponente in der Erlösstruktur (durch Flexibilitätsprämie und Marktprämie im EEG (bereits umgesetzt)
- Hemmnisse abbauen (z.B. Genehmigungsanforderungen)
- Monitoring (wird durch IWES umgesetzt)
- Warten bis Markt anreizt

Gasproduktion aus Biomasse (Flexibilität 15)

Derzeit genutztes Potenzial			
Positiv in GW	Negativ in GW	Reichweite in Stunden	Studie & Kommentar
gering	gering	-	Möglichkeiten der besseren Biomassenutzung im Vergleich zur direkten Verstromung: <ol style="list-style-type: none"> 1. direkte Biogaseinspeisung ins Gasnetz, dadurch geringere Belastung des Stromnetzes, sehr flexible Entnahme aus dem Netz durch Gasverstromung 2. Kontinuierliche Erzeugung von Biogas, Nutzung eines Biogas-Speichers und Verstromung vor Ort bei Bedarf und hohen Residuallasten (Überdimensionierung des BHKWs), Finanzierung des Speichers über Einsparung bei Netzservicekosten aus dem Hochspannungsnetz oder über die Flexibilitätsprämie [Prognos Arbeiten für mehrere E-Versorger und Netzbetreiber]
Gesamtes technisches Potenzial			
Positiv in GW	Negativ in GW	Reichweite in Stunden	Studie & Kommentar
5	5	8 - 50	Gesamtes Potenzial [Quelle: Prognos Studien für Netzbetreiber und Stadtwerke]

Hemmnisse

- Fehlende Gasinfrastruktur im ländlichen Raum
- Hohe Qualitätsanforderungen an das eingespeiste Gas
- Hohe Genehmigungsrechtliche Anforderungen
- Gasnetzentgelte sind nicht an diese Anwendung angepasst
- Hohe Transportkosten für Biomasse über mehr als 15 km → kleine, dezentrale Anlagen erforderlich → wenig Skaleneffekte bei der Biogasherstellung
- Kosten und Nutzen eines Speichers fallen häufig bei unterschiedlichen Akteuren an. Die bedarfsgerechte Stromeinspeisung führt zu Kostenvorteilen für den ÜBN (geringere Netzservicekosten). Diese Kostenvorteile werden nicht direkt beim Anlagenbetreiber wirksam, der jedoch Kosten eines möglichen Biogasspeichers übernehmen muss.

Maßnahmen

- Anreizstruktur Strom-/Wärmeproduktion vs. Gaseinspeisung

Flexibilisierung der Nachfrage - Lastmanagement (Flexibilität 16)

Die dargestellten Potenziale zeigen unterschiedliche Einschätzungen und sind daher nicht addierbar.

Derzeit genutztes Potenzial (sektorübergreifend)			
Positiv in GW	Negativ in GW	Reichweite in Stunden	Studie & Kommentar
1,5	minimal	Mehrere Stunden	Nur im Sektor Industrie. [VDE(2012), BET]
Gesamtes technisches Potenzial 2030 (sektorübergreifend)			
Positiv in GW	Negativ in GW	Reichweite in Stunden	Studie & Kommentar
16,2-23,5	38,5	Mehrere Stunden	Industrie, GHD, Haushalte und Nachtspeicherheizungen [dena (2010), EWI (2012), VDE (2012), Klobasa (2007)]
8,7-10,3	36,0	Mehrere Stunden	Nur Industrie und Haushalte [Projekt „Regelbare Lasten“ von BET und Trianel im Auftrag des UBA (FKZ 371197102); EWI (2012): Untersuchungen zu einem zukünftigen Strommarktdesign; dena Netzstudie II (2010)]
1,9	5,8	Mehrere Stunden	Industrie, GHD und Haushalte [E-Energy Feldtestergebnissen; Hartkopf, von Scheven, & Prella (2012); Focken, Bümmerstede, & Klobasa (2011)]

Übersicht Potenziale per Sektoren

Derzeit genutztes Potenzial			
Positiv in GW	Negativ in GW	Reichweite in Stunden	Studie & Kommentar
Industrie			
~1	-	48 - 120	Studie: VDE (2012): Potenziale in der Zementindustrie, der Aluminiumelektrolyse, Papierindustrie und Chlorelektrolyse werden bereits zu einem großen Teil als positive Minutenreserve angeboten.
n.v.	n.v.	-	Netzbetreiber konnten bisher bilaterale Verträge zur Notabregelung von Lasten treffen. Hierzu sind jedoch keine Daten vorhanden.
0,5	-0,125	4 Stunden	Teilnahme am Markt für Minutenreserve [Quellen: <ul style="list-style-type: none"> • eigene Befragung BET großer Industrieunternehmen • Projekt „Regelbare Lasten“ von BET und Trianel im Auftrag des UBA (FKZ 371197102) • EWI (2012): Untersuchungen zu einem zukünftigen Strommarktdesign • DENA Netzstudie II (2010)]
Haushalte			
-	-	-	In Deutschland bisher nur Feldversuche.

GHD			
-	-	-	Keine Daten verfügbar
Gesamtes technisches Potenzial 2030			
Positiv in GW	Negativ in GW	Reichweite in Stunden	Studie & Kommentar
Industrie			
4,4 - 6,5	0,4 - 0,5	12 - 18	Großes, technisch gut erschlossenes Potenzial für Abschaltungen, allerdings verbunden mit sehr hohen Kosten [Quellen: VDE (2012), EWI (2012), dena (2010)]
+ 0,5	-4,4	„Bis zu mehreren Stunden“	[Quelle: Hartkopf, von Scheven, & Prella, 2012] ⁵
2	-0,7	Wenige Stunden	Das Lastverlagerungspotenzial bezieht sich im Wesentlichen auf industrielle Prozesse in unterschiedlichen Branchen. Entsprechend sind die Potenziale und Reichweiten der einzelnen Branchen sehr unterschiedlich. Hinweis: eigenes Projekt liefert geringere Potenziale für Zu- und Abschaltungen Quellen BET: <ul style="list-style-type: none"> • Projekt „Regelbare Lasten“ von BET und Trianel im Auftrag des UBA (FKZ 371197102) • EWI (2012): Untersuchungen zu einem zukünftigen Strommarktdesign • DENA Netzstudie II (2010)
Haushalte			
4 - 6	8	1 - 24	Dezentral verteiltes Potenzial mit geringen variablen Kosten, aber hohen Investitionskosten (Smart Meter, Steuerungstechnik) [Quellen: Studien: dena (2010), EWI (2012), VDE (2012), Klobasa (2007)]
6	25	16	Nachspeicherheizungen – Die Leistung ist nur im Winter abrufbar. [Quellen: dena (2010), Klobasa (2007), basierend auf Stadler (2006)]
0,9	0,9	Ca. 3 Stunden	In den E-Energy Felddtestergebnissen wird von einem Verlagerungspotential von 5% der Last ausgegangen. Das Potential ist jedoch abhängig von dem Zeitpunkt. Für eine sehr grobe Abschätzung wird von der durchschnittlichen Haushaltslast ausgegangen (0,44kW bei 39,8mio. HH). [Beitrag: Öko Institut]
6,7 (DenA)	-35,3	Wenige Stunden Wenige	Lastverlagerungspotenzial bei Nachtspeicherheizungen, elektrischer Warmwasserbereitung, Kühlungssystemen und sonstigen elektrischen Haushaltsgeräten.

⁵ Hartkopf, T., von Scheven, A., & Prella, M. (2012). *Lastmanagementpotenziale der stromintensiven Industrie zur Maximierung des Anteils regenerativer Energien im bezogenen Strommix*. Darmstadt.

7,5-9 (EWI)		Stunden	Der weit überwiegende Teil bezieht sich auf Nachtspeicherheizungen und ist entsprechend nur in den Wintermonaten verfügbar. Quellen BET: DENA Netzstudie II; EWI 2012
-	9-11		Insbesondere Raumklimatisierung (WP und AC) Quelle RAP: VDE (2012) zum Teil ist die Technik für Unterbrechbarkeit schon vorhanden z.B. Wärmepumpen, zudem Zuwachs erwartet bei dem Technik etabliert werden kann z.B. E-Mobility
GHD			
1,8 - 3	5	1 - 24	Hauptsächlich Kühlhäuser und Prozesswärme [Quellen: Studien: dena (2010), Klobasa (2007)]
0,47	0,47	2 - 4	Eine erste Auswahl des Potentials bei GHD beschreibt [Quelle: Focken, Bümmerstede, & Klobasa, 2011] ⁶ .

Anmerkung

Bei den Werten für die positive und negative Potential ist zu beachten, dass einige Studien (insbesondere im Bereich Industrie und GHD) von einer Spitzenlastreduktion ausgehen. Für die Bereitstellung von Flexibilität ist zu beachten, dass das Potential nicht nur zu Spitzenlastzeiten abrufbar sein muss. Auch in Mittellastzeiten kann eine Reduktion oder Erhöhung der Last zu einer Integration von erneuerbaren Energien führen. Eine reine Spitzenlastreduktion dagegen ist besonders für die Verringerung vorzuhaltender gesicherter Leistung und des Netzausbaus relevant.

Der energetische Wert der Lastverlagerung durch die geringen Mengen (kWh) im Energy-Only Markt gering und durch die relativ kurzen Zeitspannen auch monetär gering. Der Marktwert der/dieser Flexibilität muss daher eventuell auch über die Kapazitäten dargestellt werden.

Hemmnisse

Industrie

- Umfassende Erhebung der technischen Potentiale steht noch aus.
- Regelungen der Netzentgeltverordnung zielen auf eine Vergleichmäßigung des Strombezugs aus dem Netz: hier besteht ein Zielkonflikt zu kurzfristigen Lastverlagerungen
- Bei Kunden die Netzentgelte auf Basis von Leistungspreisen zahlen, kann (negatives) Lastmanagement (auch Anbieten negative Regelleistung) zu höheren Netzentgelten führen, wodurch Vorteile überkompensiert werden.
- Netzentgeltbefreiungen über 10 GWh/a und über 7.000 vbh/a sind größter Treiber für industriell-energetische Kostenoptimierung, da 6-7 stellige Beträge. Gefährdet

⁶ Focken, U., Bümmerstede, J., & Klobasa, M. (2011). *Kurz- bis Mittelfristig realisier- bare Marktpotenziale für die Anwendung von Demand Res- ponse im gewerblichen Sektor*. Oldenburg, Karlsruhe.

durch flexibleres Verbrauchsverhalten vielmehr häufig Verstetigung des Verbrauchs angestrebt.

- Entgeltreduktion auf Basis a-typischer Netznutzung d.h. Lastreduktion zu bestimmten vom Verteilnetz festgelegten Stunden notwendig, Flexibilität gegenüber Markt stark eingeschränkt/nachrangig.
- Am Regelenergiemarkt geforderte Laständerungsgeschwindigkeiten werden teilweise nicht erreicht.
- Keine ausreichenden Preissignale aus dem Spotmarkt (geringer Spread)

Haushalte / Gewerbe, Handel, Dienstleistungen / Nachtspeicherheizungen

- Standardlastprofile (ex-ante fixiertes Lastverhalten); daher unflexible Tarifstrukturen: keine kurzfristigen Preissignale für den Endverbraucher → kein Anreize zur Lastverlagerung
- Schaltung von Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen durch VNB zur lokalen Netzoptimierung – nicht nach Flexibilitätsbedarf des Marktes/gesamten Systems
- Fehlende Infrastruktur: Smart Meter, Steuerungstechnik
- Die rechtlichen Rahmenbedingungen zur schrittweisen, flächendeckenden Einführung von intelligenten Messsystemen und variablen Tarifen sind bisher unvollständig (MessZuV, ...).
- Fehlende Spezifikation und Harmonisierung der Kommunikations- und Steuerschnittstellen
- Eigenverbrauchsregelungen, die den Anreiz auf den lokalen Verbrauch fokussieren d.h. an der eigenen Erzeugung auszurichten (PV und KWK) verhindern bei leistungsgemessenen Kunden die stärkere Ausrichtung an Marktpreisen.

Maßnahmen

- Ggf. Schaffung eines Marktwertes für Nachfragerreduktion, die über reine Energiemengen hinausgeht d.h. auch längerfristig ist und Investitionen möglich macht.

Industrie

- Abbau der o. g. Hemmnisse
- Stärkung des Intradaymarktes, um kurzfristig anbieten zu können
 - U.a. Handelsschluss zeitlich nach hinten versetzen
 - Stärkung des Handels für kurze Zeitscheiben (z.B. 15 Minuten)
- Handelsschluss day ahead Spotmarkt zeitlich nach hinten verschieben (auch um kurzfristig anbieten zu können)

Haushalte / Gewerbe, Handel, Dienstleistungen / Nachtspeicherheizungen

- Schaffung von Alternativen zum Standardlastprofil-Beschaffungsverfahren und Tarifstrukturen flexibilisieren (Einführung lastvariabler Stromtarife)
- Schaltungshoheit für existierende Technik (z.B. unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen) durch Marktteilnehmer/Abschaltbare Lasten VO bei ÜNB ?
- Mindeststandards für Messtechnik (stündliche Messung)
- Ausbau der Information und Kommunikationsinfrastruktur
- Pilotprojekte zur Darstellung der praktischen Umsetzung
- Aggregationen von Klein- und Kleinstverbrauchern

- Schaffen von (ggf. dezentralen) Flexibilitätsmärkten o. ä.
- VO Abschaltbare Lasten weiterentwickeln
- Ggf. VO Zuschaltbare Lasten einführen
- Änderung von §19 StromNEV
- Lastmanagement (vor Windabregelung) in Zuschaltreihenfolge einbeziehen (§13 EnWG), BNetzA – entsprechende Verordnungsermächtigung umsetzen?

Pumpspeicher in Deutschland/Alpen und Norwegen (Flexibilität 17)

Derzeit genutztes Potenzial			
Positiv in GW	Negativ in GW	Reichweite in Stunden	Studie & Kommentar
2,1	1,5	Saisonal	Nur Skandinavien - NTC-Werte Winter2010/2011 für Austausch DE mit SE, DK [Beitrag: Prognos]
6,7	6,3	Ca. 7	Nur Deutschland. Gemäß PLATTS Datenbank Turbinenleistung ist höher als Pumpleistung. [Beitrag: Öko Institut]
Ca. 10	Ca. 7,5	Ca. 6	Nur Deutschland. Bei diesen Zahlen handelt es sich um eine Auswertung der vorhandenen deutschen Speicher und Vianden. Einige kleinere Speicher (< 100 MW) können auch als Jahresspeicher eingesetzt werden.[Quellen ⁷]
Gesamtes technisches Potenzial			
Positiv in GW	Negativ in GW	Reichweite in Stunden	Studie & Kommentar
10-15	10-15	Saisonal	Gesamtes Potenzial, Skandinavien - 120 TWh Arbeitsvolumen in Skandinavien [Quelle: Prognos 2012]
9	- 8,5	6-12 h	Gesamtes Potenzial, Deutschland 2020 [Quelle: eigene Berechnungen Öko Institut] ⁸
16,5	- 15,5	6-12 h	Gesamtes Potenzial, Deutschland 2030 [Quelle:eigene Berechnungen Öko Institut; EnBW 2012; Thüringer Ministerium für Wirtschaft, 2011] ⁹
2,5	- 2,4	6-12 h	Zusätzliches Potenzial durch die Nutzung von Pumpspeichern in Norwegen 2030 Potential erhöht sich weiter durch Ausweitung der Interkonnektorkapazität. [Quelle: eigene Abschätzungen Öko Institut auf Grundlage der Netzingpässe) (ENTSO-E,

⁷ Quellen: S. Achner, M. Bartelt, D. Nailis; BET Kurzgutachten: Belastung von Energiespeichern mit der EEG-Umlage, 2011; B. Janzing, Kraft auf Vorrat, Neue Energie, Ausgabe 07/2010; Statistisches Bundesamt, Stromerzeugungsanlagen für die allgemeine Versorgung mit einer elektrischen Engpassleistung (brutto) von 1 Megawatt und mehr, Daten für 2011; Agentur für Erneuerbare Energien e.V., Renew's Spezial, Ausgabe 57 / Februar 2012; DENA: Thesenpapier „Neue Pumpspeicher für die Stromversorgung in Deutschland.“

⁸ Anmerkung: Die Pumpleistung wird gemäß den heutigen Verhältnissen um den Faktor 0,94 gegenüber der Turbinenleistung reduziert. Die Hochrechnungen der PSW-Leistung für das Jahr 2020 und 2030 basieren auf den ermittelten Potentialen in Thüringen und Baden-Württemberg.

⁹ Anmerkung: Die Pumpleistung wird gemäß den heutigen Verhältnissen um den Faktor 0,94 gegenüber der Turbinenleistung reduziert. Die Hochrechnungen der PSW-Leistung für das Jahr 2020 und 2030 basieren auf den ermittelten Potentialen in Thüringen und Baden-Württemberg.

			2010)].
Ca. 15	Ca.12	Ca. 6 Std.	Gesamtes Potenzial, Deutschland. Derzeit befinden sich etwa 5 GW an Pumpspeichern in Planung, die bis 2020 ans Netz gehen sollen. Ob diese Kraftwerke tatsächlich realisiert werden, ist unsicher. Die Zubaupotenziale für Pumpspeicher sind in Deutschland auf Grund von Auswirkungen auf die Umwelt und mangels geeigneter Standorte mit ausreichenden Höhenunterschieden begrenzt. [Quellen ¹⁰]
Pumpsp. 9,78 Run-of River/ Speichersee 61,97	Pumpsp. 9,78 Run-of River/ Speichersee 61,97	n.v.	Gesamtes Potenzial für NO, CH und AT [Quelle TU Berlin: Egerer, von Hirschhausen, und Kunz 2012]

Hemmnisse

- Pumpspeicher zahlen teilweise Netznutzungsentgelte für Stromnutzung bei Nutzung von Überschussstrom. Nutzen dann ggf. erst bei negativen Strompreisen.
- Kapazitäten der Interkonnektoren limitieren die Nutzung von Pumpspeichern im Ausland

Maßnahmen

- Bei Netzentgelten gleiche Wettbewerbsbedingungen mit anderen (flexiblen) Verbrauchern und Erzeugern
- Kooperation mit Norwegen, Österreich & Schweiz vertiefen
- Norwegen verdeutlichen, dass weitere Kabelverbindungen D-NO politisch gewünscht sind und D die politischen Rahmenbedingungen schaffen wird für Investitionssicherheit
- Einigung mit Schweiz bezüglich der verstärkten Netzverbindung D-Laufenburg

¹⁰ Quellen: S. Achner, M. Bartelt, D. Nailis; BET Kurzgutachten: Belastung von Energiespeichern mit der EEG-Umlage, 2011; B. Janzing, Kraft auf Vorrat, Neue Energie, Ausgabe 07/2010; Statistisches Bundesamt, Stromerzeugungsanlagen für die allgemeine Versorgung mit einer elektrischen Engpassleistung (brutto) von 1 Megawatt und mehr, Daten für 2011; Agentur für Erneuerbare Energien e.V., Renewes Spezial, Ausgabe 57 / Februar 2012; DENA: Thesenpapier „Neue Pumpspeicher für die Stromversorgung in Deutschland.“

Nutzung von Strom zur Gasproduktion (Power-to-gas) (Flexibilität 18)

Derzeit genutztes Potenzial			
Positiv in GW	Negativ in GW	Reichweite in Stunden	Studie & Kommentar
23,8	Erste Pilotanlagen (z.B. Enertrag/Prenzlau)	0 - 9200 h (220 TWh)	BMW Energie Daten 2012. Das positive genutzte Potenzial entspricht der Menge der Gaskraftwerke und Gasspeicher in Deutschland. [Beitrag: HS Regensburg]
Gesamtes technisches Potenzial			
Positiv in GW	Negativ in GW	Reichweite in Stunden	Studie & Kommentar
sehr hoch	sehr hoch	Saisonal. Bis zu 514 TWh Gasspeicher (Methangas) und 110 TWh (Wasserstoff)	UBA 2010 – Energieziel 100% EE. Leistungen beliebig skalierbar. Allein abhängig von Wirtschaftlichkeit und freien Netzkapazitäten (Strom und Gas) [Beitrag: HS Regensburg]

Hemmnisse

- Erlaubter Beimischungsgrad von Wasserstoff im Erdgasnetz gering (ca. 5%).
- Elektrolyseure für einen Intervallbetrieb erst kurz vor der Markteinführung
- Rollenverteilung unklar (Betrieb durch Netzbetreiber, Stromhändler, etc.), Kosten-Nutzen Aufteilung energiesektorenüberschreitend – entsprechend ist die Zuordnung / Wälzung von Kosten schwierig (Gaskunde vs. Stromkunde; Mobilität; Gasnetz- vs. Stromnetznutzungsgebühren).

Maßnahmen

- Technische Prüfung, ob höhere Beimischungsgrade möglich sind.
- Prüfung regulatorischer Rahmenbedingungen
- Förderung von F&E zur Technologieentwicklung und Kostenreduktion
- Rechtliche Klärung der Betreiberrolle von Power-to-Gas Anlagen
- Forschung, Demonstration, Markteinführung
- Klärung steuerliche Behandlung und korrekte Anreizstruktur durch Strom-/Gas/Treibstoffpreiskomponenten

Nutzung/Speicherung von Strom in Wärme (Power-to-Heat) (Flexibilität 19)

Derzeit genutztes Potenzial			
Positiv in GW	Negativ in GW	Reichweite in Stunden	Studie & Kommentar
Theoretisch gesamter bestehender Kraftwerkspark-	Erste bestehende Projekte	-	Mindestens ein Projekt ist umgesetzt (Stadtwerke Flensburg), viele weitere befinden sich in der konkreten Planung. Eingesparte Brennstoffe können im gesamtdeutschen Kraftwerkspark genützt werden.
Gesamtes technisches Potenzial			
Positiv in GW	Negativ in GW	Reichweite in Stunden	Studie & Kommentar
	Sehr hoch		Entspricht maximal dem gesamten Deutschen Wärmebedarf zum betreffenden Zeitpunkt.
-	11,7	4-24	Nur Fernwärmesysteme größer 10 MWth. [Quelle: Prognos 2011: Beitrag von Wärmespeichern zur Integration erneuerbarer Energien]
0,45	2,2	2	Nur Wärmepumpen im Gebäudebereich [Quelle: Ecofys/Prognos 2011: Potenziale der Wärmepumpe zum Lastmanagement im Strommarkt und zur Netzintegration erneuerbarer Energien]

Hemmnisse

- Netznutzungsentgelte, Abgaben, Steuern und Umlagen für Stromnutzung bei Nutzung von Überschussstrom für Verbraucher. Daher Nutzen erst bei hohen negativen Strompreisen.

Maßnahmen

- Aufnahme von Stromheizern in die förderfähigen Investitionen unter dem KWK-G
- evtl. Befreiung von Netzentgelten für Einspeisung in Wärmenetze
- VO-Ermächtigung EnWG §14.2 um Alternativen zu Netzausbau anzureizen?
- Fernwärmepotenziale und Power-to-heat Potential sollte ausgeschöpft werden bevor Elektrolyse für Power-to-Gas einsetzt. Power-to-Gas-Technologie dennoch frühzeitig weiterentwickeln.
- Prüfen ob Anreizstrukturen angepasst werden müssen im Zusammenspiel Gas-/Strompreisbestandteile und KWK-Förderung für unterschiedliche Verbrauchergruppen.

Andere Speicher (Flexibilität 20)

Derzeit genutztes Potenzial			
Positiv in GW	Negativ in GW	Reichweite in Stunden	Studie & Kommentar
0,21	0,21	Ca. 1	Batterien → realisierte Blei-Großspeicherprojekte [Quelle: Riegel, 2011 ¹¹]
-	-	-	Druckluftspeicher adiabatisch
0,32	0,06	2 h	Druckluftspeicher diabatisch (Huntorf) [Quelle: Öko Institut]
-	-	-	Elektromobilität → bisher nicht genutzt mit intelligentem Lademanagement oder als vehicle to grid
Gesamtes technisches Potenzial			
Positiv in GW	Negativ in GW	Reichweite in Stunden	Studie & Kommentar
Keine Daten verfügbar	Keine Daten verfügba.	Keine Daten verfügbar	Batterien → hohe Kosten im Vergleich zu anderen Flexibilitätsoptionen, Einführung zum Ausgleich von EE daher fraglich, eher Einsatz für netzseitige Systemdienstleistungen.
0,6	0,6	1-5	Gesamtes Potenzial 2030 - Druckluftspeicher adiabatisch. Aufgrund des notwendigen Wärmespeichers nur als Kurzzeitspeicher nutzbar. [Quelle: Höflich et al., 2010] ¹²
Keine Daten verfügbar	Keine Daten verfügbar	Keine Daten verfügbar.	Gesamtes Potenzial - Druckluftspeicher diabatisch (benötigt eine Zufeuerung → geringerer Wirkungsgrad als adiabatisch)
150	150	5-10	Gesamtes Potenzial - Elektromobilität 2030 . Erhöht zugleich Last und daher ggf. den Flexibilitätsbedarf der über längere Zeiträume erforderlich ist und nicht durch Elektromobilität selbst dargestellt werden kann. [Quelle: Sterner, Jentsch, & Holzhammer, 2011] ¹³ .

¹¹ Riegel, D. (2011). Die Bedeutung elektrochemischer Speicher in der elektrischen Energieversorgung Inhalt.

¹² Höflich, B., Kreutzkamp, P., Peinl, H., Völker, J., Kühne, M., Kuhn, P., Tzscheuschler, P., et al. (2010). Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien. Integration The Vlsi Journal. Berlin.

¹³ Sterner, M., Jentsch, M., & Holzhammer, U. (2011). *Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebotes*. Kassel.