

Ökologische Bereitstellung von Flexibilität im Stromsystem

Freiburg, 15.11.2016

Autorinnen und Autoren

Christoph Heinemann

Dr. Matthias Koch

David Ritter

Moritz Vogel

Dr. Ralph Harthan

Dr. Dierk Bauknecht

Öko-Institut e.V.

Geschäftsstelle Freiburg

Postfach 17 71

79017 Freiburg

Hausadresse

Merzhauser Straße 173

79100 Freiburg

Telefon +49 761 45295-0

Büro Berlin

Schicklerstraße 5-7

10179 Berlin

Telefon +49 30 405085-0

Büro Darmstadt

Rheinstraße 95

64295 Darmstadt

Telefon +49 6151 8191-0

info@oeko.de

www.oeko.de

Ergebnisse auf einen Blick

Der bestehende fossile Kraftwerkspark dient in erster Linie zur Lastdeckung, stellt jedoch auch Flexibilität bereit. Eine Einsatzreihenfolge gemäß spezifischer CO₂-Emissionen dieser Kraftwerke könnte die CO₂-Emissionen des Stromsystems deutlich reduzieren. Um dieses Potenzial zumindest teilweise zu heben, sollten insbesondere fossile Kraftwerke mit hohen spezifischen CO₂-Emissionen möglichst schnell aus dem System ausscheiden. Sie stehen dann auch nicht mehr als Flexibilitätsoptionen zur Verfügung und sollten durch erneuerbare Energien und andere Flexibilitätsoptionen (z.B. Speicher oder Lastmanagement) ersetzt werden.

Eine Detailanalyse mit den Daten des historischen Jahres 2015 zeigt, dass ein Einsatz der Kraftwerke gemäß spezifischer CO₂-Emissionen die jährlichen CO₂-Emissionen um ca. 25% (79 Mio. t) senken könnte. Dabei steigen die variablen Stromgestehungskosten aufgrund des Einsatzes von teureren Brennstoffen um ca. 10% an. Die gesellschaftlichen CO₂-Vermeidungskosten liegen bei ca. 14 €/t CO₂ und sind somit als vergleichsweise gering einzustufen. Diese Analyse zeigt das große Potenzial alternativer Einsatzreihenfolgen der bestehenden Kraftwerke bzw. dem Abbau von Überkapazitäten auf.

Der bestehende fossile Kraftwerkspark beeinflusst die CO₂-seitigen Effekte dieser anderen Flexibilitätsoptionen stark. Aus diesem Grund führen insbesondere in Deutschland, wo sich der fossile Kraftwerkspark aus Braunkohle, Steinkohle und Erdgaskraftwerken zusammensetzt, zusätzliche Flexibilitätsoptionen mittelfristig zu einer Erhöhung der CO₂-Emissionen. Um diesen Effekt abzuschwächen, könnten ergänzend zum Thema „Kohleausstieg“ Anreize für eine auf die EE-Integration abgestimmte Betriebsweise von Flexibilitätsoptionen gesetzt werden.

Bei einer Verkleinerung des fossilen Kraftwerksparks entstehen auch bei steigender EE-Erzeugung Kapazitätsdefizite. Werden diese Defizite durch neue Flexibilitätsoptionen statt durch neue flexible Kraftwerke (z.B. Erdgas) gedeckt, so können die CO₂-Emissionen des Stromsystems reduziert werden. Dies ist darauf zurückzuführen, dass nur die neuen Flexibilitätsoptionen Erneuerbare Energien integrieren können.

Die Deckung dieses Defizits mit möglichst ökologischen Flexibilitätsoptionen führt im Vergleich zur Nutzung von Optionen, die eine höhere Wirtschaftlichkeit aufweisen, nur zu einer geringen CO₂-Reduktion. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Zubaurangfolgen nach ökologischen bzw. ökonomischen Kriterien teilweise die gleichen Optionen beinhalten. Trotzdem weisen einzelne Flexibilitätsoptionen erhebliche Unterschiede in Bezug auf ihre spezifischen CO₂-Effekte auf. Darüber hinaus unterscheiden sich die einzelnen Flexibilitätsoptionen hinsichtlich der Effizienz und des Ressourcenverbrauchs. Dies ist bei einem Zubau von Flexibilität zu berücksichtigen.

Inhaltsverzeichnis

Ergebnisse auf einen Blick	3
Abbildungsverzeichnis	7
Tabellenverzeichnis	8
Abkürzungen	9
Zusammenfassung	11
1. Einführung	16
2. Methodischer Ansatz und Annahmen	18
2.1. Methodik	18
2.2. Modellbeschreibung „PowerFlex“	18
2.3. Annahmen in den modellierten Szenarien	18
2.3.1. Annahmen für Flexibilitätsoptionen	21
2.3.2. Inputdaten für das Jahr 2015	23
2.3.3. Modell-Kalibrierung für das Jahr 2015	25
2.4. Methodik Modellierung: Szenarienanalyse	28
2.4.1. Methodik zur Abbildung einer ökologischen Merit-Order im bestehenden Kraftwerkspark	28
2.4.2. Methodik zur Ermittlung einer wirtschaftlichen und ökologischen Rangfolge für den Zubau von Flexibilitätsoptionen	29
3. Kernaussagen	31
I. Welche CO ₂ -Reduktionseffekte können erreicht werden, wenn die bestehenden Kraftwerke nach ihren spezifischen CO ₂ -Emissionen eingesetzt werden?	31
II. Wie ist die Flexibilitätsbereitstellung aus fossilen Kraftwerken aus ökologischer Sicht zu bewerten?	35
III. Welche Funktionen üben zusätzliche Flexibilitätsoptionen im Stromsystem aus und welche CO ₂ -Effekte ergeben sich daraus?	39
IV. Welche spezifischen CO ₂ -Effekte sind im Stromsystem durch zusätzliche Flexibilitätsoptionen zu erwarten?	42
V. Welchen Nutzen haben zusätzliche Flexibilitätsoptionen im Stromsystem in den unterschiedlichen Entwicklungsstufen der Energiewende?	46
VI. Welche sonstigen ökologischen Effekte sind bei der aus CO ₂ -Sicht vorteilhaften Option Lastmanagement zu berücksichtigen?	49
VII. Wie unterscheidet sich ein Zubau von Flexibilitätsoptionen nach ökologischen Kriterien von einem Zubau nach ökonomischen Kriterien?	51
VIII. Wie unterscheiden sich die CO ₂ -Effekte eines ökologischen vs. eines ökonomischen Zubaus von Flexibilitätsoptionen?	54

IX.	Welche sonstigen ökologischen Auswirkungen von Flexibilitätsoptionen mit Fokus auf Flächenverbrauch und Ressourceneinsatz sind zu berücksichtigen?	57
X.	Welche Aspekte sind aus ökologischer Sicht bei dezentralen Kleinspeichern zu berücksichtigen?	59
XI.	Kann Flexibilität durch EE-Anlagen bereitgestellt werden, und welche Effekte sind aus ökologischer Sicht zu erwarten?	61
XII.	Kann der europäische Stromaustausch als ökologische Flexibilitätsoption bewertet werden?	65
	Literaturverzeichnis	67

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	Installierte Leistung [GW] im Kraftwerkspark je Brennstoff (ohne fluktuierende EE)	20
Abbildung 2-2:	EE-Dargebot in TWh nach Technologie	20
Abbildung 2-3:	Mit dem Strommarktmodell PowerFlex abgeleiteter Strompreis (Grenzkostenpreis) in Deutschland 2015	27
Abbildung 2-4:	Ökologische Merit Order versus ökonomische Merit Order des Kraftwerksparks im Szenariojahr 2030	29
Abbildung 2-5:	Ökonomische Merit Order versus ökologische Merit Order des konventionellen Kraftwerksparks im Jahr 2015	29
Abbildung 3-1:	CO ₂ -Effekt einer ökologischen Einsatzreihenfolge der Kraftwerke	32
Abbildung 3-2:	Veränderung der Stromerzeugung und CO ₂ -Emissionen nach Hauptbrennstoffen durch Einsatz der ökologischen Merit-Order im Vergleich zur ökonomischen Merit-Order im Jahr 2015	33
Abbildung 3-3:	Schematische ökologische Merit Order im Jahr 2015	33
Abbildung 3-4:	Gegenüberstellung der Stromproduktion des Kraftwerks Neurath A (keine KWK) und der Day Ahead Strompreise	37
Abbildung 3-5:	Wirkungsgradverluste konventioneller Kraftwerke im Teillastbetrieb	38
Abbildung 3-6:	SDL bedingte Sockellast und die Auswirkung auf die Menge der nicht integrierbaren Erzeugung aus fluktuierenden EE	38
Abbildung 3-7:	Merit Order des Kraftwerksparks und Funktionen von zusätzlicher Flexibilität	40
Abbildung 3-8:	Durchschnittliche CO ₂ -Emissionen pro ausgespeicherter bzw. erzeugter MWh* Strom	44
Abbildung 3-9:	Die vier Phasen der Energiewende und Implikationen für ökologische Flexibilitätsbereitstellung	46
Abbildung 3-10:	CO ₂ -seitige Effekte eines ökonomischen versus ökologischen Flexibilitätszubaues zur Bedarfsdeckung im Szenario 80 % EE (2050) – bei ökonomischer Merit Order	55
Abbildung 3-11:	CO ₂ -seitige Effekte im Szenario 80 % EE (2050) – Vergleich zwischen ökonomischer und ökologischer Merit Order	56
Abbildung 3-12:	Kumulierte nutzbare Kapazität der PV-Speicher in Deutschland	59
Abbildung 3-13:	Leistungskurve einer Schwachwindturbine (blau) und einer Starkwindturbine (rot)	62
Abbildung 3-14:	Vergleich der Peak-Erzeugung und der Stromproduktion aus PV-Anlagen mit unterschiedlicher Ausrichtung im Vergleich mit einer nach Süden ausgerichteten Anlage (35°)	62
Abbildung 3-15:	Vergleich der Anlagenverteilung zur Erzeugung einer einheitlichen Strommenge [TWh] bei starker räumlicher Konzentration und bei Gleichverteilung	64

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Betrachtete Prozesse, Branchen und Technologien im Bereich der Flexibilitätsoptionen	22
Tabelle 2-2:	Angenommene technische Parameter für die berücksichtigten Flexibilitätsoptionen	23
Tabelle 2-3:	Konventionelle Stromerzeugung 2015 in Deutschland – Modellergebnis versus Statistik	25
Tabelle 2-4:	CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung 2015 in Deutschland – Modellergebnis versus Nationales Emissionsinventar	26
Tabelle 2-5:	Variable Ausprägungen in der Szenarienanalyse	28
Tabelle 3-1:	Typische Lastgradienten, Mindestleistungen und Anfahrtszeiten von Kraftwerken nach Brennstoff und Technologie	36
Tabelle 3-2:	Ökologische Rangfolge für den Zubau zusätzlicher Flexibilitätsoptionen	52
Tabelle 3-3:	Ökonomische Rangfolge für den Zubau zusätzlicher Flexibilitätsoptionen	53

Abkürzungen

BHKW	Blockheizkraftwerk
DSM	Demandside Management
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GW	Gigawatt
kWp	Kilowatt Peak
MWh	Megawattstunde
NSH	Nachtspeicherheizung
PtG Anlagen	Power-to-Gas Anlagen
PSW	Pumpspeicherwerk
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan
TWh	Terrawattstunde
WEA	Windenergieanlage

Zusammenfassung

Aufgrund des anthropogen verursachten Klimawandels ist eine weitreichende Umstellung der Stromerzeugung auf erneuerbare Energien (EE) notwendig. Um dieses Ziel zu erreichen, werden in Deutschland Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Ressourcen durch das EEG gefördert. Der EE-Anteil am Stromverbrauch betrug im Jahr 2015 32,5% (Agora Energiewende, 2016).

Trotz dieses relevanten EE-Anteils stagniert die Dekarbonisierung des Stromsektors. Dies ist neben dem relevanten Stromexport von Deutschland auch darauf zurückzuführen, dass verstärkt Braun- und Steinkohlekraftwerke zum Einsatz kommen, emissionsärmere Erdgas-Kraftwerke hingegen aus dem System gedrängt werden.

Mit dem Anstieg der fluktuierenden EE steigt auch der Bedarf an Flexibilität¹ an. Dieser Anstieg wird bislang weitgehend durch konventionelle Kraftwerken gedeckt.

Mit dem Ziel, konventionelle Kraftwerke durch erneuerbare Energien zu ersetzen, rückt auch die Frage, wie Flexibilität weitgehend ökologisch bereitgestellt werden kann, in den Fokus. Dabei können Flexibilitätsoptionen in bestehende Flexibilitätsoptionen (vor allem fossile Kraftwerke) und neue Flexibilitätsoptionen (Speicher, Lastmanagement, Erzeugungsmanagement, neue Kraftwerke) unterschieden werden. Aus dieser Unterscheidung resultieren jeweils zwei Einsatz- bzw. Zubaurangfolgen, die in der vorliegenden Studie modelliert und bewertet werden. Dabei werden auch Wechselwirkungen zwischen diesen beiden Rangfolgen betrachtet:

- Einsatz des bestehenden Kraftwerksparks nach ökologischen oder ökonomischen Kriterien (ökologische oder ökonomische Merit Order)
- Zubau neuer Flexibilitätsoptionen nach ökologischen oder ökonomischen Kriterien (ökologische oder ökonomische Zubaurangfolge)

Die vorliegende Studie untersucht vor diesem Hintergrund die folgenden Kernfragestellungen:

- I. Welche CO₂-Reduktionseffekte können erreicht werden, wenn die bestehenden Kraftwerke nach ihren spezifischen CO₂-Emissionen eingesetzt werden?
- II. Wie ist die Flexibilitätsbereitstellung aus fossilen Kraftwerken aus ökologischer Sicht zu bewerten?
- III. Welche Funktionen üben zusätzliche Flexibilitätsoptionen im Stromsystem aus und welche CO₂-Effekte ergeben sich daraus?
- IV. Welche spezifischen CO₂-Effekte sind im Stromsystem durch zusätzliche Flexibilitätsoptionen zu erwarten?
- V. Welchen Nutzen haben zusätzliche Flexibilitätsoptionen im Stromsystem in den unterschiedlichen Entwicklungsstufen der Energiewende?
- VI. Welche sonstigen ökologischen Effekte sind bei der aus CO₂-Sicht vorteilhaften Option Lastmanagement zu berücksichtigen?

¹ Flexibilität beschreibt in diesem Kontext die Fähigkeit, Erzeugung und Verbrauch, die zeitlich auseinanderfallen, in Einklang zu bringen.

- VII. Wie unterscheidet sich ein Zubau von Flexibilitätsoptionen nach ökologischen Kriterien von einem Zubau nach ökonomischen Kriterien?
- VIII. Wie unterscheiden sich die CO₂-Effekte eines ökologischen vs. eines ökonomischen Zubaus von Flexibilitätsoptionen?
- IX. Welche sonstigen ökologischen Auswirkungen von Flexibilitätsoptionen mit Fokus auf Flächenverbrauch und Ressourceneinsatz sind zu berücksichtigen?
- X. Welche Aspekte sind aus ökologischer Sicht bei dezentralen Kleinspeichern zu berücksichtigen?
- XI. Kann Flexibilität durch EE-Anlagen bereitgestellt werden, und welche Effekte sind aus ökologischer Sicht zu erwarten?
- XII. Kann der europäische Stromaustausch als ökologische Flexibilitätsoption bewertet werden?

Zur Analyse der oben genannten Kernfragen wurde ein Mix aus quantitativen und qualitativen Methoden gewählt. Als quantitative Methode wurde für die Szenarienanalyse das Strommarktmodell PowerFlex des Öko-Instituts genutzt. Effekte im Bereich der CO₂-Emissionen, die durch zusätzliche Flexibilität im Stromsystem auftreten, wurden anhand einer Vergleichsanalyse herausgearbeitet. Dazu wurde jeweils ein Referenzszenario mit einem Szenario mit zusätzlicher Flexibilität verglichen. Weiterführende Analysen wurden auf Basis einer Literaturrecherche (qualitative Methode) sowie Vorarbeiten zu diesem Projekt durchgeführt.

Die Studie kommt zu den folgenden Kernaussagen.

- I. Fossile Kraftwerke stellen heute einen Großteil der Flexibilität bereit, aber auch zukünftig und bis zu einem EE-Anteil von über 80% liefern sie einen relevanten Beitrag. Dieser Beitrag ist mit signifikanten CO₂-Emissionen verbunden. Würde die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke (Merit Order) nicht auf ihren spezifischen Grenzkosten basieren, sondern auf deren spezifischen CO₂-Emissionen, so könnten die Gesamtemissionen aus dem Kraftwerkspark zur Stromerzeugung im Szenariojahr 2030 bei 60% EE um ca. 28% (48 Mio. Tonnen CO₂) und im Szenariojahr 2050 bei ca. 80% EE um ca. 19% (13 Mio. Tonnen CO₂) reduziert werden. Eine Detailanalyse mit den Daten des historischen Jahres 2015 zeigt, dass ein Einsatz der Kraftwerke gemäß spezifischer CO₂-Emissionen die jährlichen CO₂-Emissionen um ca. 25% (79 Mio. Tonnen CO₂) senken könnte. Dabei steigen die variablen Stromgestehungskosten aufgrund des Einsatzes von teureren Brennstoffen um ca. 10% an. Die gesellschaftlichen CO₂-Vermeidungskosten liegen bei ca. 14 €/t CO₂ und sind als vergleichsweise gering einzustufen. Diese Analyse zeigt das große Potenzial alternativer Einsatzreihenfolgen der bestehenden Kraftwerke bzw. dem Abbau von Überkapazitäten auf. Aus diesem Grund sollten insbesondere fossile Kraftwerke mit hohen spezifischen CO₂-Emissionen, sobald sie für die Lastdeckung nicht mehr benötigt werden, durch alternative Flexibilitätsoptionen ersetzt werden. Es sind Maßnahmen anzustreben, die eine Substitution der Kraftwerke mit besonders hohen CO₂-Emissionen sicherstellen.
- II. Die Flexibilität im bestehenden Kraftwerkspark sollte nur genutzt werden, solange die Kraftwerke noch für die Lastdeckung benötigt werden und nicht durch alternative Flexibilitätsoptionen ersetzt werden können. Zusätzlich benötigte Flexibilität sollte jedoch nicht durch neue, auf fossilen Brennstoffen basierenden Kraftwerken bereitgestellt werden, um Lock-in-Effekte zu vermeiden. Unflexible Kraftwerke mit Mindestlast, langen Anfahrzeiten

und geringen Lastgradienten passen nicht mehr zum zukünftigen Stromsystem. Aus diesem Grund werden im Rahmen dieser Studie neue Kohlekraftwerke nicht als zusätzliche Flexibilitätsoption für die Zukunftsszenarien angenommen. Der ökologische Einsatz von fossilen Kraftwerken wird anhand der ökologischen Merit Order abgebildet (vergleiche Kernaussage I). Es ist zu beachten, dass ein Teillastbetrieb von Kohlekraftwerken aufgrund der dann schlechteren Wirkungsgrade die CO₂-Emissionen nochmals erhöht. Aus diesen Gründen ist anzustreben, die Sockellast im Kraftwerkspark durch einen sukzessiven Kohleausstieg, eine Flexibilisierung von KWK-Anlagen und eine Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch alternative Technologien zu reduzieren.

- III. Die Integration zusätzlicher Flexibilitätsoptionen in ein System mit bestehenden fossilen Kraftwerken führt aus CO₂-Sicht zu unterschiedlichen Effekten. Erstens kann ansonsten überschüssige EE-Stromerzeugung in das System integriert werden. Dies führt bei der Verdrängung von Braunkohlestrom zu einer spezifischen CO₂-Reduktion von bis zu einer Tonne pro MWh Strom. Die Integration von EE kann aufgrund der großen Unterschiede bei den Grenzkosten fluktuierender EE (etwa 0 €/MWh) und den Grenzkosten fossiler Kraftwerke (ca. 20 – 100 €/MWh) auch durch Flexibilitätsoptionen mit geringen Wirkungsgraden wahrgenommen werden. Dies führt dann jedoch zu entsprechenden Wirkungsgradverlusten. Zweitens kann die Stromerzeugung von Kraftwerken mit hohen spezifischen Grenzkosten zu Kraftwerken mit geringeren spezifischen Grenzkosten verschoben werden. Dies führt bei einem Brennstoffwechsel von Erdgas zu Steinkohle zu Braunkohle zu einem Anstieg der CO₂-Emissionen. Wenn beispielsweise Braunkohlekraftwerke die Stromerzeugung aus erdgasbasierten GuD-Kraftwerken ersetzen, steigen die CO₂-Emissionen um bis zu 0,62 Tonnen pro MWh Strom an. Drittens kann durch Flexibilität eine Verlagerung hin zu effizienteren Kraftwerken innerhalb einer Technologie- und Brennstoffgruppe stattfinden, was zu einer Reduktion der CO₂-Emissionen von bis zu 0,17 Tonnen pro MWh Strom führt. Diese Funktion ist Flexibilitätsoptionen mit hohen Wirkungsgraden vorbehalten, da die Kostenunterschiede innerhalb einer Technologie- und Brennstoffgruppe gering sind.
- IV. Die resultierenden CO₂-Emissionen beim Betrieb von Flexibilitätsoptionen ergeben sich aus den spezifischen CO₂-Emissionen zum Zeitpunkt der Einspeicherung (d.h. dem Brennstoffmix der eingespeicherten Stromerzeugung) sowie den spezifischen CO₂-Emissionen zum Zeitpunkt der Ausspeicherung (d.h. der verdrängten Stromerzeugung) und sind somit maßgeblich vom zugrunde liegenden Kraftwerkspark abhängig. Solange noch überwiegend Kraftwerke entlang der Merit Order Braunkohle, Steinkohle und Erdgas (also mit unterschiedlichen spezifischen CO₂-Emissionen) im System sind (z.B. bei 60 % EE in Deutschland), führt der Einsatz von Flexibilitätsoptionen zu steigenden CO₂-Emissionen, weil die günstige Kohleverstromung zu Lasten von Erdgas erhöht wird (es dominiert Funktion 2 „Brennstoffwechsel“). Bei einer ökologischen Merit Order im Kraftwerkspark im Sinne von steigenden Grenzkosten bei steigenden CO₂-Emissionen würde auch Funktion 2 „Brennstoffwechsel“ zu sinkenden CO₂-Emissionen führen. Erst bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien (z.B. 80 % EE) wird die Integration von EE, die durch Flexibilität erreicht werden kann, relevanter und der Einsatz von Flexibilitätsoptionen reduziert die CO₂-Emissionen (es dominiert Funktion 1 „EE-Integration“). Dabei zeigen Flexibilitätsoptionen mit hohen Wirkungsgraden (z.B. Lastmanagementoptionen oder Lithium-Ionen Batterien) die größten Effekte. Zusätzlich könnten Flexibilitätsoptionen auch so betrieben werden, dass lediglich eine Einspeicherung von EE zugelassen wird, z.B. im Rahmen konkreter vertraglicher Beziehungen zwischen EE-Anlagenbetreiber und Betreiber der Flexibilitätsoption.

- V. Die unterschiedlichen Phasen der Energiewende im Stromsystem definieren sich über steigende Anteile erneuerbarer Energien und einen Rückgang des fossilen Kraftwerksparks. Bis ca. 60 % EE-Anteil sind nur geringe Überschüsse und kaum Defizite zu erwarten. Flexibilitätsoptionen mit hohen Wirkungsgraden tragen zu einer Optimierung im bestehenden Kraftwerkspark bei. Mit steigenden Anteilen erneuerbarer Energien und einem parallelen Rückgang des konventionellen Kraftwerksparks kommt es dann vermehrt zu Leistungsdefiziten. Ab 80 % EE-Anteil dehnen sich Defizitzeiträume auf über mehrere Wochen aus. Aus diesem Grund werden Optionen zur Deckung dieser „dunklen Flauten“ zentral. Dabei werden Speicheroptionen mit sehr hohen Speicherkapazitäten wie Power-to-Gas notwendig.
- VI. Lastmanagement ist aus ökologischer Sicht eine vorteilhafte Flexibilitätsoption mit hohen Wirkungsgraden. Der Einsatz dieser Option kann aus diesem Grund auch schon im Arbitrage-Geschäft bei Anteilen von 60 % EE zu einer Verminderung der CO₂-Emissionen führen. Es ist jedoch sicherzustellen, dass nicht solche Prozesse für Lastmanagement ertüchtigt werden, die einen hohen spezifischen Stromverbrauch aufgrund ihrer Ineffizienz haben. Hinweise für effiziente Prozesse (bzw. im Umkehrschluss für ineffiziente Prozesse) können entsprechende Zertifikate oder die Teilnahme an KfW-Förderprogrammen mit entsprechenden Effizienzanforderungen geben.
- VII. Flexibilitätsoptionen mit hohen Wirkungsgraden zwischen 90 % und 100 % weisen die geringsten spezifischen CO₂-Emissionen auf. Aus diesem Grund schneiden diese Optionen in der ökologischen Zubau-Rangfolge gut ab. Auch in der ökonomischen Rangfolge platzieren sich diese Optionen im oberen Drittel, da zusätzlich auch die spezifischen Investitionen (z.B. bei Lastmanagementoptionen) gering sind. Die Zubau-Rangfolgen nach einerseits ökologischen und andererseits ökonomischen Kriterien unterscheiden sich aus diesem Grund im oberen Drittel nur geringfügig. In einer dynamischen Betrachtung ist für steigende EE-Anteile davon auszugehen, dass sich die Rangfolgen weiter angleichen, da die Integration von erneuerbaren Energien relevanter wird und zukünftig auch die größte Arbitrage erzielen lässt. Szenarienanalysen zeigen, dass in Systemen mit sehr hohen EE-Anteilen ein Großteil des Potenzials der alternativen Flexibilitätsoptionen ausgeschöpft werden muss und somit ein Zubau von Flexibilitätsoptionen nach ökologischen Kriterien insbesondere in der Übergangphase wichtig ist.
- VIII. Ein Zubau von Flexibilitätsoptionen nach ökologischen Kriterien führt in einer Welt mit 80 % EE im Vergleich zu einem Zubau nach wirtschaftlichen Kriterien nicht zu signifikanten Unterschieden bezüglich der CO₂-Emissionen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Zubau-Rangfolgen nach ökologischen bzw. ökonomischen Kriterien teilweise die gleichen Optionen beinhalten. Zudem ist der Einfluss der zugrundeliegenden Einsatzreihenfolge (Merit Order) des Kraftwerksparks entscheidender. Während der Zubau von Flexibilität unter einer ökonomischen Merit Order zu 4 % CO₂-Reduktionen pro Jahr führen kann, erreicht dieser Zubau unter einer ökologischen Merit Order CO₂-Reduktionen von bis zu 8 %.
- IX. Neue Flexibilitätsoptionen müssen neben ihrem CO₂-Effekt im Stromsystem auch anhand der sonstigen ökologischen Auswirkungen bewertet werden. Hier spielen Landschaftseingriffe bei Großspeichern (z.B. Pumpspeicherwerke) eine besondere Rolle. Bei elektrochemischen Speichern sind die Rohstoffgewinnung sowie die Recyclingkette zu berücksichtigen und deren Nachhaltigkeit ggf. mit entsprechenden Zertifikaten und Nachweisen zu belegen. Bei der Flexibilität Lastmanagement ist aus Ressourcensicht eine Aktivierung von Großverbrauchern der Aktivierung von Kleinverbrauchern vorzuziehen.

- X. Eine Betriebsweise der Flexibilitätsoptionen, die auf maximale Arbitrage am Spotmarkt abzielt, kann zu steigenden CO₂-Emissionen führen (vergleiche hierzu: Kernergebnis IV). Auch bei dezentralen Speichern hat die Betriebsweise Einfluss auf den ökologischen Gesamteffekt. Eine reine Eigenverbrauchsoptimierung ist gesamtsystemisch nicht optimal, wenn z.B. PV-Strom zu Zeiten lokal eingespeichert wird, zu denen an anderer Stelle Strom auf fossiler Basis erzeugt wird. Hier sind entsprechende Anreize für ein systemdienliches Verhalten zu setzen.
- XI. Alternative Auslegungen und Betriebsweisen von EE-Anlagen zur Verstetigung der Erzeugung können die Residuallast glätten und somit den resultierenden Flexibilitätsbedarf reduzieren. Dabei existiert jedoch ein Trade-off zwischen reduziertem Flexibilitätsbedarf und einer geringeren Erzeugung bei gleichbleibender installierter Leistung. Durch diesen Effekt erhöht sich der Flächenverbrauch durch EE-Anlagen. Im Endeffekt muss abgewogen werden zwischen „systemdienlichen“ EE-Anlagen mit erhöhtem Flächenbedarf und dem Zubau von alternativen Flexibilitätsoptionen (Speicher etc.), die auch wiederum weitere ökologische Auswirkungen haben.
- XII. Der Stromaustausch im europäischen Netzverbund ist eine Flexibilitätsoption mit großem Potenzial. Während einerseits EE-Überschüsse großräumig ausgeglichen werden können, kann andererseits auch fossile Erzeugung aus dem Ausland importiert werden. Dann ist diese Option aus ökologischer Sicht mit der Flexibilität aus fossilen Kraftwerken im Inland zu vergleichen und entsprechend kritisch zu bewerten. Die bestehenden Netzkapazitäten für den Austausch können ohne ökologische Auswirkungen eines Netzausbaus vollständig genutzt werden. Die Bewertung der Flexibilitätsoption Netz muss aber auch vor dem Hintergrund des gesamteuropäischen EE-Ausbaus bewertet werden.

1. Einführung

Aufgrund des anthropogen verursachten Klimawandels ist eine weitreichende Umstellung der Stromerzeugung auf erneuerbare Energien (EE) notwendig. Um dieses Ziel zu erreichen, werden in Deutschland Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Ressourcen durch das EEG gefördert. Der EE-Anteil am Stromverbrauch betrug im Jahr 2015 32,5 % (Agora Energiewende, 2016).

Trotz dieses relevanten EE-Anteils stagniert die Dekarbonisierung des Stromsektors. Dies ist neben dem relevanten Stromexport von Deutschland auch darauf zurückzuführen, dass verstärkt Braun- und Steinkohlekraftwerke zum Einsatz kommen, emissionsärmere Erdgas-Kraftwerke hingegen aus dem System gedrängt werden. Mit dem Anstieg der fluktuierenden EE steigt auch der Bedarf an Flexibilität² an. Dieser Anstieg wird bislang weitgehend durch konventionelle Kraftwerken gedeckt.

Mit dem Ziel, konventionelle Kraftwerke durch erneuerbare Energien zu ersetzen, rückt auch die Frage, wie Flexibilität weitgehend ökologisch bereitgestellt werden kann, in den Fokus. Dabei können Flexibilitätsoptionen in bestehende Flexibilitätsoptionen (vor allem fossile Kraftwerke) und neue Flexibilitätsoptionen (Speicher, Lastmanagement, Erzeugungsmanagement, neue Kraftwerke) unterschieden werden. Aus dieser Unterscheidung resultieren jeweils zwei Einsatz- bzw. Zubau-Rangfolgen, die in der vorliegenden Studie modelliert und bewertet werden. Dabei werden auch Wechselwirkungen zwischen diesen beiden Rangfolgen betrachtet:

- Einsatz des bestehenden Kraftwerksparks nach ökologischen oder ökonomischen Kriterien (ökologische oder ökonomische Merit Order)
- Zubau neuer Flexibilitätsoptionen nach ökologischen oder ökonomischen Kriterien (ökologische oder ökonomische Zubaurangfolge)

Die vorliegende Studie untersucht vor diesem Hintergrund die folgenden Kernfragestellungen:

- Welche CO₂-Reduktionseffekte können erreicht werden, wenn die bestehenden Kraftwerke nach ihren spezifischen CO₂-Emissionen eingesetzt werden?
- Wie ist die Flexibilitätsbereitstellung aus fossilen Kraftwerken aus ökologischer Sicht zu bewerten?
- Welche Funktionen üben zusätzliche Flexibilitätsoptionen im Stromsystem aus und welche CO₂-Effekte ergeben sich daraus?
- Welche spezifischen CO₂-Effekte sind im Stromsystem durch zusätzliche Flexibilitätsoptionen zu erwarten?
- Welchen Nutzen haben zusätzliche Flexibilitätsoptionen im Stromsystem in den unterschiedlichen Entwicklungsstufen der Energiewende?
- Welche sonstigen ökologischen Effekte sind bei der aus CO₂-Sicht vorteilhaften Option Lastmanagement zu berücksichtigen?

² Flexibilität beschreibt in diesem Kontext die Fähigkeit, Erzeugung und Verbrauch, die zeitlich auseinanderfallen, in Einklang zu bringen.

- Wie unterscheidet sich ein Zubau von Flexibilitätsoptionen nach ökologischen Kriterien von einem Zubau nach ökonomischen Kriterien?
- Wie unterscheiden sich die CO₂-Effekte eines ökologischen vs. eines ökonomischen Zubaus von Flexibilitätsoptionen?
- Welche sonstigen ökologischen Auswirkungen von Flexibilitätsoptionen mit Fokus auf Flächenverbrauch und Ressourceneinsatz sind zu berücksichtigen?
- Welche Aspekte sind aus ökologischer Sicht bei dezentralen Kleinspeichern zu berücksichtigen?
- Kann Flexibilität durch EE-Anlagen bereitgestellt werden, und welche Effekte sind aus ökologischer Sicht zu erwarten?
- Kann der europäische Stromaustausch als ökologische Flexibilitätsoption bewertet werden?

2. Methodischer Ansatz und Annahmen

2.1. Methodik

Zur Analyse der in Kapitel 1 genannten Kernfragen wurde ein Mix aus quantitativen und qualitativen Methoden gewählt. Für die Szenarienanalyse wurde das Strommarktmodell PowerFlex des Öko-Instituts genutzt. Effekte im Bereich der CO₂-Emissionen durch zusätzliche Flexibilität im System wurden anhand einer Vergleichsanalyse herausgearbeitet. Dazu wird jeweils ein Referenzszenario mit einem Szenario mit zusätzlicher Flexibilität verglichen.

Weiterführende Analysen wurden auf Basis einer Literaturrecherche sowie Vorarbeiten zu diesem Projekt durchgeführt.

2.2. Modellbeschreibung „PowerFlex“

Das vom Öko-Institut entwickelte Strommarktmodell PowerFlex ist ein klassisches Kraftwerkseinsatzmodell, welches die einzelnen Elemente im Stromsystem wie Kraftwerke, Speicher und andere Flexibilitätsoptionen kostenminimal einsetzt, um den Stromverbrauch, den Verbrauch an Nah- und Fernwärme in KWK-Systemen sowie den Bedarf an Regelleistung zu decken.

Das Kraftwerkseinsatzmodell ist als gemischt-ganzzahliges, lineares Optimierungsmodell formuliert. Die zu minimierende Zielfunktion beinhaltet alle variablen Kosten (Grenzkosten) der einzelnen Elemente. Energiewirtschaftliche Zusammenhänge, wie z. B. das An- und Abfahren von Kraftwerken oder die Bereitstellung von Regelleistung, werden über Nebenbedingungen im Modell berücksichtigt.

Die Stromnachfrage, die Stromeinspeisung aus Must-run-Kraftwerken (z. B. Gichtgas, Müllverbrennung) sowie die mögliche Stromeinspeisung aus Wasser-, Wind- und Photovoltaikanlagen und das anfallende Biogas und Klärgas werden exogen in einer stündlichen Auflösung vorgegeben (perfect foresight). Die tatsächlich in das Stromsystem integrierbare Strommenge aus Wasser-, Wind-, Biogas- und Photovoltaikanlagen wird hingegen modellendogen bestimmt und hängt direkt von der Nachfrage, der verfügbaren Flexibilität im System und der installierten Speicherkapazität ab.

Die Modellierung findet dabei für Deutschland statt. Der Stromaustausch mit den direkten Nachbarländern wird über Import-Export Zeitreihen fest vorgegeben. Diese Zeitreihen basieren auf einer externen Modellierung des Imports und des Exports für die gewählten Szenarien mit einem europäischen Netzmodell³.

2.3. Annahmen in den modellierten Szenarien

In der vorliegenden Studie wurden zwei grundsätzliche Szenarien betrachtet. Sie unterscheiden sich insbesondere im Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung und sind entsprechend benannt:

- 60% EE (Bezugsjahr 2030)
- 80% EE (Bezugsjahr 2050)

³ Projektpartner Energynautics GmbH im BMWi Projekt „Systematischer Vergleich von Flexibilitäts- und Speicheroptionen im deutschen Stromsystem zur Integration von Erneuerbaren Energien und Analyse entsprechender Rahmenbedingungen“ (2012 - 2014)

Der Verlauf der Einspeiseprofile für erneuerbarer Energien, sowie der Lastprofile und die installierte Leistung der Pumpspeicherwerke werden für beide Szenarien als identisch angenommen:

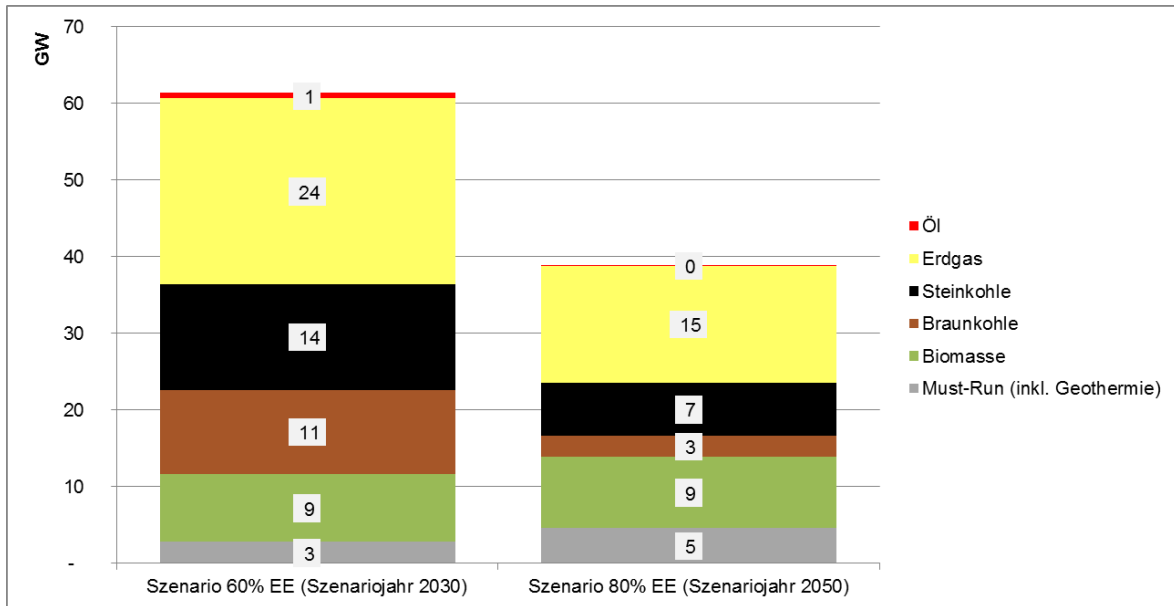
- Die Einspeiseprofile für onshore Wind⁴, offshore Wind, PV und Laufwasser werden aus historischen Profilen der Übertragungsnetzbetreiber ermittelt und basieren für beide Szenarien auf dem Wetterjahr 2011.
- Das Lastprofil basiert auf Daten der Entso-E für das Jahr 2011 (passend zum Wetterjahr). Das Lastprofil wurde zusätzlich um die spezielle Charakteristik und den wachsenden Anteil neuer Stromverbraucher, wie Wärmepumpen und Elektroautos, angepasst.
- Die in Deutschland verfügbaren Pumpspeicherwerke (PSW) inklusive dem ans deutsche Netz angeschlossene PSW Vianden in Luxemburg wurden in der Modellierung mit ca. 7 GW Pumpleistung berücksichtigt. Neue PSW werden in der Szenarienanalyse als zusätzliche Flexibilitätsoption beachtet.

Die Szenarien unterscheiden sich maßgeblich bezüglich des Kraftwerksparks und der Erzeugung aus erneuerbaren Energien.

- Der für Deutschland angenommene Kraftwerkspark basiert im Wesentlichen auf der Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur (Bundesnetzagentur, 2014). Im Modell werden die einzelnen Kraftwerke blockscharf ausgewiesen. Ausgehend von diesem Kraftwerkspark wurde für die Szenarien ein Kraftwerkspark für die Jahre 2030 und 2050 erstellt, der sich durch die Stilllegung alter Kraftwerke im Vergleich zum Basiskraftwerkspark von 2012 unterscheidet. Dabei wurden Kraftwerke stillgelegt, die im entsprechenden Szenariojahr älter als 45 Jahre (Stein- und Braunkohle) bzw. älter als 40 Jahre (Gas- und Ölkraftwerke) sind. Kernkraftwerke wurden entsprechend der aktuellen Planung der Bundesregierung stillgelegt. Somit schrumpft der konventionelle Kraftwerkspark erheblich (Abbildung 2-1).

⁴ Für das Szenario 80 % EE wurde ein erhöhter Anteil von Schwachwindturbinen berücksichtigt.

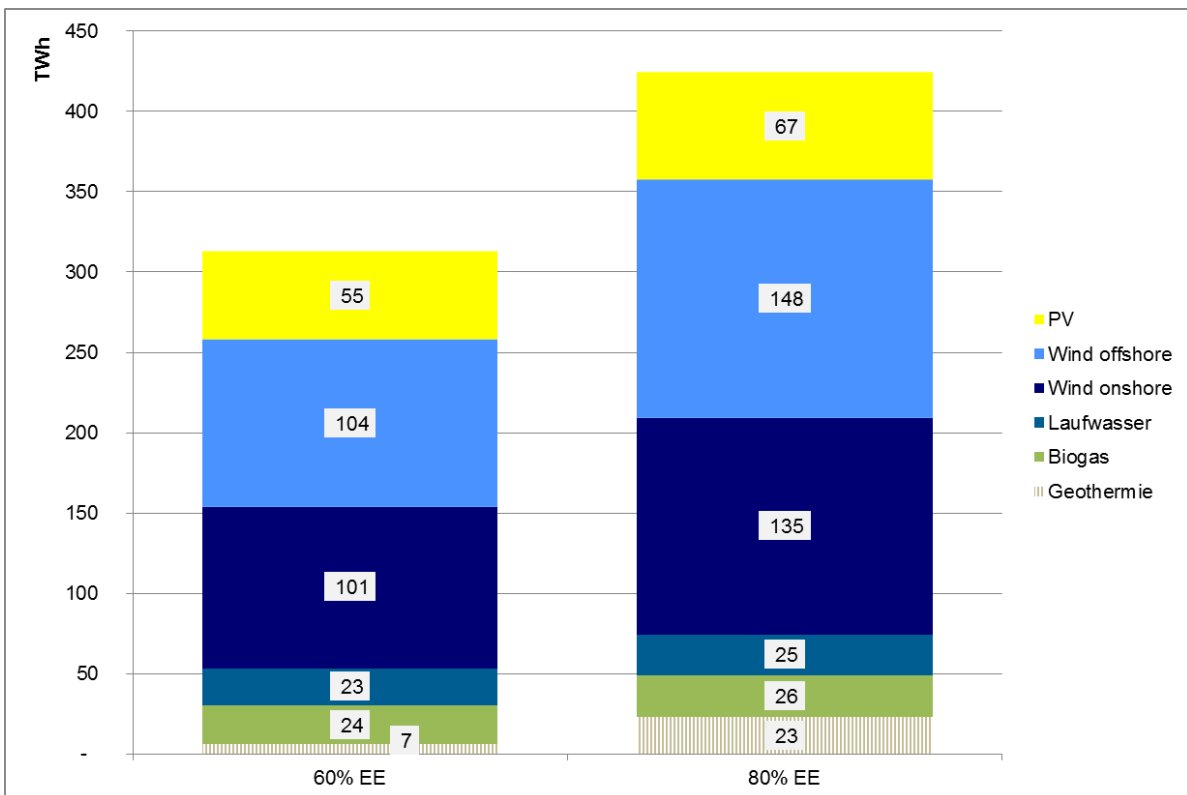
Abbildung 2-1: Installierte Leistung [GW] im Kraftwerkspark je Brennstoff (ohne fluktuierende EE)



Quelle: Öko-Institut e.V.

- Das EE-Dargebot unterscheidet sich zwischen den beiden Szenarien und wurde auf Basis der Leitstudie 2011 (DLR et al., 2012) ermittelt (Abbildung 2-2).

Abbildung 2-2: EE-Dargebot in TWh nach Technologie



Quelle: Öko-Institut e.V.

- Für die in den unterschiedlichen Szenarien zu deckende Nachfrage in Deutschland wurden die Daten der BMU-Leitstudie herangezogen (DLR et al., 2012). Dabei wurden die Annahmen zum Nettostromverbrauch inkl. Netzverluste abzüglich der in der Leitstudie angenommenen Wasserstoffproduktion und Speicherverluste (diese werden in der Modellierung gesondert abgebildet) aus dem Szenario A' übernommen⁵. Dabei wurde der verstärkte Einsatz von Wärmepumpen gemäß der Leitstudie (DLR et al., 2012) sowie von Elektromobilen auf Basis von (Hacker et al., 2011) bereits berücksichtigt.
 - Im Szenario „60 % EE“ wird eine Nachfrage von ca. 492 TWh angenommen
 - Im Szenario „80 % EE“ wird eine Nachfrage von ca. 473 TWh angenommen.
- Als Sockellast wird in der Modellierung die Mindesterzeugung durch konventionelle Kraftwerke zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen definiert. Die Sockellast beträgt im Jahr 2030 (60 % EE) 10 GW, sowie 5 GW im Szenariojahr 2050 (80 % EE) und wird als konstante Banderzeugung abgebildet.
- Für must-run-Kraftwerke, wie z. B. Gichtgas- oder Müllverbrennungsanlagen, wird eine gleichverteilte Stromeinspeisung unterstellt, die nicht abgeregelt werden kann. Die Leistung beträgt 2,8 GW im Szenariojahr 2030 (60 % EE) und 4,6 GW im Szenariojahr 2050 (80 % EE). Die Steigerung im Jahr 2050 basiert auf einem Zubau von Geothermie-Kraftwerken, die in der Modellierung auch als Kraftwerk mit Banderzeugung abgebildet sind.
- Importe und Exporte wurden gemäß der vorhandenen Grenzkuppelstellen sowie der geplanten Ausbaumaßnahmen nach TYNDP (Ten-Year Network Development Plan) modellexogen berücksichtigt.
- Das Stromnetz und ggf. resultierende Netzengpässe wurden in der Modellierung nicht berücksichtigt (Annahme einer dienlichen Rolle des Netzes damit kein Redispatch notwendig ist).

2.3.1. Annahmen für Flexibilitätsoptionen

In der Modellierung werden unterschiedliche Flexibilitätsoptionen berücksichtigt. Die Optionen werden zu besserer Übersicht in Clustern zusammengefasst.

⁵ Das Szenario A' reflektiert das ehrgeizige Ziel einer deutlichen Reduktion des Stromverbrauchs im Energiekonzept. (DLR et al., 2012)

Tabelle 2-1: Betrachtete Prozesse, Branchen und Technologien im Bereich der Flexibilitätsoptionen

Flexibilitätsoption	Prozesse/Branchen/Technologien
Batterie Lithium-Ionen	
Sonstige Batterie-Technologien	Blei-Säure; Redox-Flow
PSW	
Druckluftspeicher	Adiabate Speicher mit Wärmezwischenspeicherung
DSM Haushalte	Wärmepumpen, manuelle Lastverlagerung (z.B. auf Basis dynamischer Tarife)
DSM Industrie	Zement; Chlor; Papier; Klimatisierung
DSM GHD	Kühlhäuser; Kläranlagen; Wasserwerke; Gewächshäuser; Klimatisierung; Nahrungsmittelherstellung
Power-to-Gas-to-Power (Elektrolyse-Pfad)	
Biogasanlagen (Nachrüstung Gasspeicher, keine zusätzliche BHKW-Leistung)	

Quelle: Öko-Institut e.V.

Neben klassischen Speicheroptionen (Batterien, PSW, Druckluft) werden auch Lastmanagement-Optionen abgebildet. Dabei wird zwischen Haushalten (z.B. Wärmepumpen), GHD (Kühlung, Pumpen, Wärme, etc.) und Industrieprozessen (Chlor, Zement, etc.) unterschieden. Die folgende Tabelle 2-2 stellt die angenommenen technischen Parameter der berücksichtigten Flexibilitätsoptionen dar.

Tabelle 2-2: Angenommene technische Parameter für die berücksichtigten Flexibilitätsoptionen

Flexibilitätsoption	Wirkungsgrad [%] (Ein- & Ausspeicherung)	Speicherkapazität [h _{Ausspeicherung}] (Durchschnitt bei Profilabhängigkeit)	Potenzielle Ausspeicherleistung [GW] (Durchschnitt bei Profilabhängigkeit)	Bemerkungen zur Ausspeicherleistung
Batterie Lithium-Ionen	90	6	10 GW	Annahme bei fehlender technischer Begrenzung
Sonstige Batterie-Technologien	75	6	10 GW	Annahme bei fehlender technischer Begrenzung
PSW	75	8	10 GW	Annahme auf Basis der geplanten Projekte und Potenzialanalysen ⁶
Druckluftspeicher	70	2	0,8 GW	Annahmen auf Basis des Projekts „ADELE“
DSM Haushalte	100	0,4 bis 3	mittlere Leistung: 2,3 GW (profilabhängig)	Annahmen auf Basis von ⁷
DSM Industrie	100	0,3 bis 11	mittlere Leistung: 5,3 GW (profilabhängig)	Annahmen auf Basis von ⁸
DSM GHD	100	0,2 bis 2		
Power-to-Gas-to-Power (Elektrolyse-Pfad)	31	Gasnetz	Neue Gaskraftwerke nach Bedarf	Annahmen auf Basis von ⁹
Biogasanlagen (Nachrüstung Gasspeicher)	100	6 – 10	1,7 GW	Die Bestandsanlagen haben 5500 Volllaststunden.
Kraftwerk Braunkohle	45	-	-	-
Kraftwerk Steinkohle	48	-	-	-
Kraftwerk Gasturbine	40	-	-	-

Quelle: Öko-Institut e.V.

2.3.2. Inputdaten für das Jahr 2015

Ergänzend zu den beiden zukünftigen Szenarien mit einem EE-Anteil von 60% bzw. 80% wird auch das historische Jahr 2015 mit einem EE-Anteil von ca. 30 % betrachtet. Hierzu werden folgende Inputparameter in Form von tatsächlichen Daten verwendet:

⁶ Vergleiche zum Beispiel (Schmid et al., 2012) und (EnBW Energie für Baden-Württemberg AG, 2012)

⁷ (B.A.U.M. Consult GmbH, 2013)

⁸ (Hartkopf et al., 2012) & (Klobasa und Focken, 2011)

⁹ (Lenck et al., 2016)

Die **Stromnachfrage** als stündlich aufgelöstes Profil setzt sich aus der Jahresnettostromnachfrage und einem Verbrauchsprofil zusammen. Die Jahresnettostromnachfrage beträgt 557 TWh und wird mit Hilfe des Bruttostromverbrauchs (600 TWh) abzüglich des Eigenverbrauchs der konventionellen Kraftwerke (36 TWh) und des Pumpstromverbrauchs (7 TWh) bestimmt. Der Eigenverbrauch der konventionellen Kraftwerke wird in der Strommarktmodellierung nicht berücksichtigt, da die verwendeten Kraftwerksparameter zur installierten Leistung und zum elektrischen Wirkungsgrad auf die Nettostromerzeugung bezogen sind. Der Pumpstromverbrauch ist ein Modellergebnis und wird als Teil der Optimierung berechnet.

Das Verbrauchsprofil bildet jeweils stündlich die Summe aus den Profilen der vertikalen Netzlast der vier Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland (476 TWh) zuzüglich einer unterstellten Bandlast von 81 TWh für den Stromverbrauch, der nicht über das Übertragungsnetz gedeckt wird (meist Industriestromerzeugung).

Das **Angebotsprofil für EE-Strom** als stündlich aufgelöstes Profil setzt sich aus der Jahresstromerzeugung und einem Erzeugungsprofil zusammen. Die Jahresstromerzeugung beträgt 2015 für PV 38,4 TWh, für Wind 88,0 TWh, für Laufwasser 19,3 TWh und für Biomasse 44, TWh. In Summe ergibt sich ein EE-Angebot in Höhe von 190 TWh.

Die Erzeugungsprofile basieren auf den EE-Profilen 2015 der ENTSOE-Datenbank¹⁰.

Die **Stromerzeugung aus Must-run** Kraftwerken beläuft sich im Jahr 2015 auf 23 TWh und setzt sich aus Gichtgas-, Raffineriegas-, Kokereigas-, Grubengas- und Deponiegaskraftwerken sowie Müllverbrennungsanlagen zusammen. Als Erzeugungsprofil wird eine kontinuierliche Stromerzeugung unterstellt (Gleichverteilung).

Der **konventionelle Kraftwerkspark** basiert auf der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur vom 10.06.2016 (Daten aus Monitoring 2012/2013/2014/2015, Anlagen \geq 10 MW) und setzt sich aus insgesamt knapp 450 Kraftwerken zusammen. Die installierte Gesamtleistung konventioneller Kraftwerke beträgt rund 84 GW, davon 11 GW Kernkraftwerke, 27 GW Steinkohlekraftwerke, 21 GW Braunkohlekraftwerke, 22 GW Erdgaskraftwerke und 3 GW Ölkraftwerke.

Die **Brennstoffpreise** basieren auf (Öko-Institut & Fraunhofer ISI, 2016, S. 98, Tabelle 4-12), als CO₂-Preis werden 7,5 €/t CO₂ angesetzt. Die Statistik gibt für 2015 einen Durchschnittspreis von 7,68 €/t CO₂ an¹¹. Als Kraftwerksverfügbarkeit werden für Kohlekraftwerke 85 % und für Erdgas-, Öl- und Kernkraftwerke 90 % unterstellt. Die elektrischen Wirkungsgrade werden brennstoff- und technologiespezifisch sowie in Abhängigkeit des Inbetriebnahmejahres bestimmt.

Der Nettostromexport Deutschlands betrug im Jahr 2015 rund 51,8 TWh. Das stündlich aufgelöste **Import-Export Profil** basiert auf der Import- und Exportflüssen der ENTSOE-Datenbank (Commercial flows)¹².

¹⁰ <https://www.entsoe.eu/data/statistics/Pages/default.aspx>

¹¹ Energiedaten: Gesamtausgabe <http://bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/Energiedaten/gesamtausgabe.did=476134.html> letzte Aktualisierung vom 31.10.2016

¹² <https://www.entsoe.eu/data/statistics/Pages/default.aspx>

2.3.3. Modell-Kalibrierung für das Jahr 2015

Mit den in Abschnitt 2.3.2 verwendeten Inputdaten wurde für das Jahr 2015 der kostenminimale Einsatz von konventionellen Kraftwerken berechnet. Für die Modell-Kalibrierung werden die Modellergebnisse für die brennstoffspezifische Stromerzeugung konventioneller Kraftwerke, deren CO₂-Emissionen sowie die resultierenden Grenzkostenpreise (Börsenstrompreis) mit den tatsächlichen Werten verglichen.

In Tabelle 2-3 sind die Modellergebnisse zur konventionellen Stromerzeugung den Werten aus der Statistik gegenüber gestellt. Da in der Statistik die Bruttostromerzeugung angegeben ist, müssen die Modellergebnisse noch mit einem Aufschlag für die in der Modellierung nicht berücksichtigten Komponenten wie den Eigenbedarf, das An- und Abfahrverhalten sowie den Teillastbetrieb der Kraftwerke umgerechnet werden. Als Aufschlag wird je nach Kraftwerkstyp ein Wert zwischen 5% und 10% unterstellt. Insgesamt zeigt sich eine gute Übereinstimmung zwischen der mit dem PowerFlex Modell berechneten und der in der Statistik ausgewiesenen brennstoffspezifischen Stromerzeugung.

Tabelle 2-3: Konventionelle Stromerzeugung 2015 in Deutschland – Modellergebnis versus Statistik

Brennstoffmix	Modellergebnis			Statistik 2015	Delta
	Nettostrom- erzeugung	Aufschlag für Bruttostrom- erzeugung	Bruttostrom- erzeugung		
Kernenergie	85,4 TWh	7,5%	91,7 TWh	91,8 TWh	-0,1 TWh
Braunkohle	145,1 TWh	10%	159,6 TWh	155,0 TWh	+4,6 TWh
Steinkohle	105,3 TWh	10%	115,9 TWh	118,0 TWh	-2,1 TWh
Erdgas	57,4 TWh	5%	60,3 TWh	59,6 TWh	+0,7 TWh
Öl	3,9 TWh	5%	5,1 TWh	5,4 TWh	-0,3 TWh

Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Berechnung) und (BMWi, 2016)

Die Gegenüberstellung der mit dem Strommarktmodell berechneten und der im Nationalen Emissionsinventar ausgewiesenen CO₂-Emissionen der Stromerzeugung zeigt Tabelle 2-4. In Summe ergibt sich eine sehr gute Übereinstimmung der mit dem PowerFlex Modell berechneten und der in der Statistik ausgewiesenen CO₂-Emissionen. Hauptemittent für CO₂ im Stromsektor ist mit einem Anteil von 85% an den Gesamtemissionen die Kohleverstromung. Innerhalb der Kohleverstromung entfallen rund zwei Drittel der CO₂-Emissionen auf die Braunkohle.

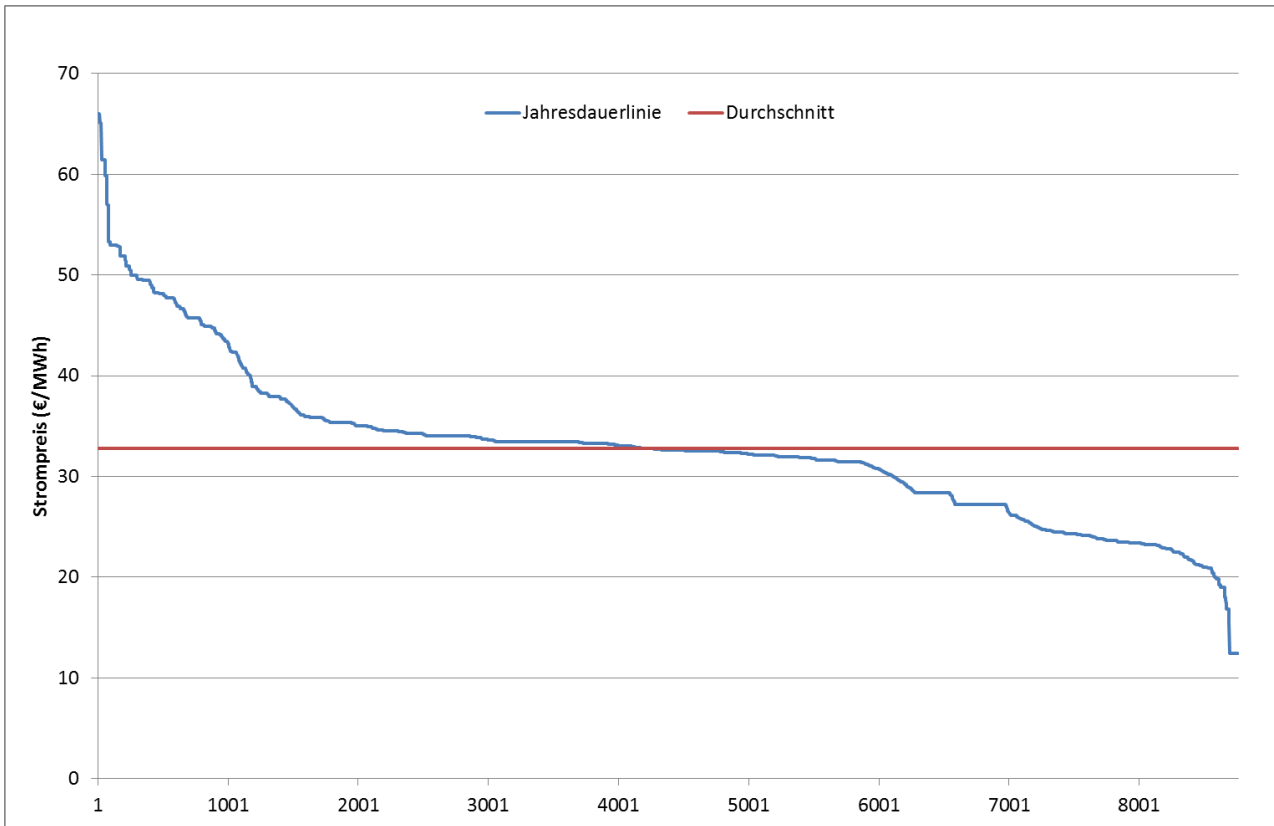
Tabelle 2-4: CO₂-Emissionen der Stromerzeugung 2015 in Deutschland – Modellergebnis versus Nationales Emissionsinventar

Brennstoffmix	Modellergebnis			Statistik 2015
	CO ₂ -Emissionen der Nettostromerzeugung	Aufschlag für Bruttostromerzeugung	CO ₂ -Emissionen der Bruttostromerzeugung	CO ₂ -Emissionen der Bruttostromerzeugung
Braunkohle	155,7 Mio. t	10%	171 Mio. t	
Steinkohle	86,2 Mio. t	10%	95 Mio. t	
Erdgas	25,6 Mio. t	5%	27 Mio. t	
Öl	3,4 Mio. t	5%	4 Mio. t	
Must-run	14,2 Mio. t	12,5%	16 Mio. t	
gesamt			313 Mio. t	312 Mio. t

Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Berechnung) und (UBA, 2016)

Die Jahresdauerlinie des mit dem Powerflex Modell abgeleiteten Strompreises (Grenzkostenpreis) zeigt Abbildung 2-3. Im Jahresdurchschnitt ergibt sich ein Strompreis von 32,75 €/MWh Strom. Die Jahresdauerlinie verdeutlicht, dass in knapp 1000 Stunden des Jahres Erdgaskraftwerke preissetzend sind (Strompreis größer 44 €/MWh). In etwa 6000 Stunden sind Steinkohlekraftwerke preissetzend (Strompreis zwischen 27 €/MWh und 44 €/MWh). Braunkohlekraftwerke sind in etwa 1500 Stunden des Jahres preissetzend (Strompreis zwischen 19 €/MWh und 27 €/MWh). Kernkraftwerke setzen in etwa 150 Stunden des Jahres den Strompreis (Strompreis 12 €/MWh).

Abbildung 2-3: Mit dem Strommarktmodell PowerFlex abgeleiteter Strompreis (Grenzkostenpreis) in Deutschland 2015



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Berechnung)

Das aus Tageswerten berechnete Jahresmittel der EEX-Spotmarktpreise liegt für das Jahr 2015 bei 31,66 €/MWh¹³ und zeigt damit eine sehr gute Korrelation zu dem mit dem Modell berechneten Jahresdurchschnitt in Höhe von 32,75 €/MWh.

¹³

Energiedaten: Gesamtausgabe <http://bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/Energiedaten/gesamtausgabe.did=476134.html> letzte Aktualisierung vom 31.10.2016

2.4. Methodik Modellierung: Szenarienanalyse

In den folgenden Kapiteln wird das methodische Vorgehen im Rahmen der Szenarioanalyse mit Blick auf die unterschiedlichen Fragestellungen erläutert. In der Szenarienanalyse wurden insbesondere drei Ausprägungen variiert, wie in der folgenden Tabelle 2-5 dargestellt. Alle Kombinationen wurden modelliert und ausgewertet.

Tabelle 2-5: Variable Ausprägungen in der Szenarienanalyse

Ausprägung 1: Einsatzreihenfolge der Kraftwerke	Ausprägung 2: EE-Anteil	Ausprägung 3: Zubau-Rangfolge für Flexibilitätsoptionen
Ökonomische Merit Order (nach Grenzkosten)	60 % EE-Anteil	Nach ökonomischen Kriterien
Ökologische Merit Order (nach spezifischen CO ₂ -Emissionen)	80 % EE-Anteil	Nach ökologischen Kriterien

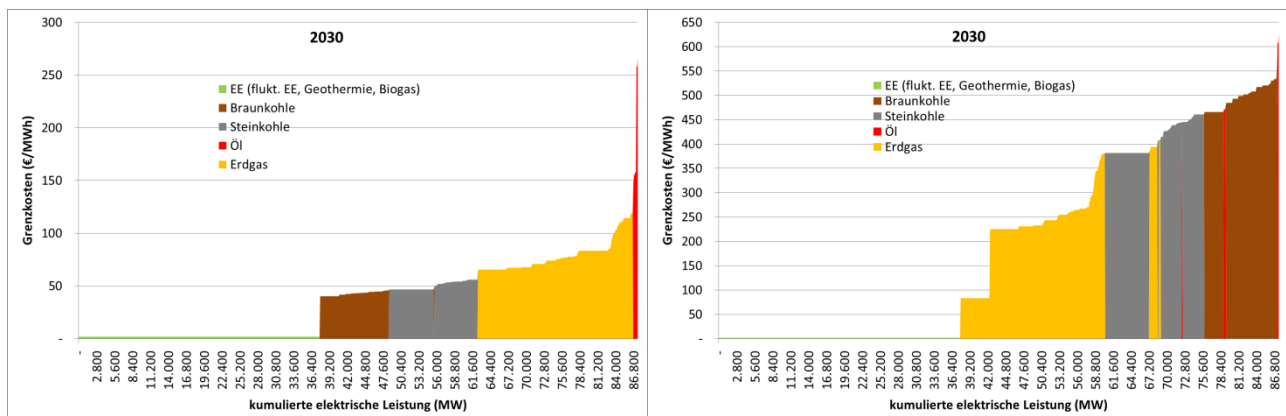
Quelle: Öko-Institut e.V.

2.4.1. Methodik zur Abbildung einer ökologischen Merit-Order im bestehenden Kraftwerkspark

Für die Fragestellung „Welche CO₂-Effekte können erreicht werden, wenn die bestehenden Kraftwerke nicht nach ihrer wirtschaftlichen Rangfolge, sondern nach ihrer ökologischen Rangfolge eingesetzt werden?“ musste eine Methodik gefunden werden, die einen Einsatz der Kraftwerke gemäß deren spezifischer CO₂-Emissionen ermöglicht (ökologische Merit Order). Dazu wurde der CO₂-Preis sukzessive erhöht, bis der CO₂-Preis die spezifischen Grenzkosten im Kraftwerkspark dominiert. Dies führt dann zu einer Merit Order, die analog zu den spezifischen CO₂-Emissionen der Kraftwerke aufgebaut ist.

Während in einer grenzkostenbasierten Merit Order bei geringen CO₂-Preisen zuerst Braunkohlekraftwerke vor Steinkohlekraftwerken und diese vor Gaskraftwerken eingesetzt werden (vergleiche dazu linkes Bild in Abbildung 2-4), dreht sich diese Reihenfolge bei einem hohen CO₂-Preis um (vergleiche dazu rechtes Bild in Abbildung 2-4). Mit der vorgestellten Methodik muss ausgehend von einem CO₂-Preis von 25 €/t CO₂ im Szenariojahr 2030 der CO₂-Preis bis 500 €/t CO₂ erhöht werden, um den gewünschten Effekte zu erreichen.

Abbildung 2-4: Ökologische Merit Order versus ökonomische Merit Order des Kraftwerksparks im Szenariojahr 2030

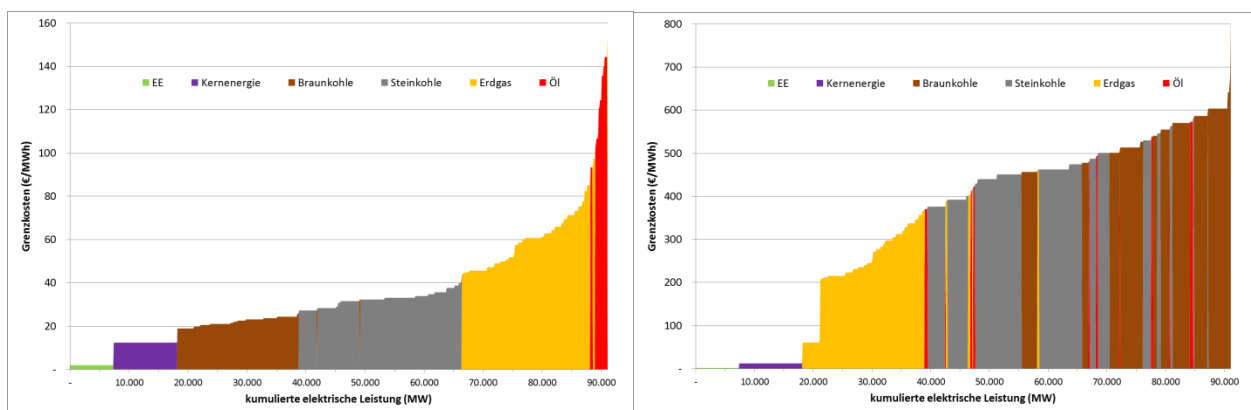


Quelle: Öko-Institut e.V.

Es ist zu beachten, dass die Erhöhung des CO₂-Preises an dieser Stelle lediglich die Methodik zur Darstellung der ökologischen Merit Order ist.

Ein ähnliches Bild ergibt sich für die ökonomische und ökologische Merit Order des konventionellen Kraftwerksparks im Jahr 2015 (Abbildung 2-5). Auch hier ist ein CO₂-Preis von 500 €/t CO₂ nötig, um den konventionellen Kraftwerkspark gemäß der spezifischen CO₂-Emissionen zu ordnen (ökologische Merit Order).

Abbildung 2-5: Ökonomische Merit Order versus ökologische Merit Order des konventionellen Kraftwerksparks im Jahr 2015



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung, ökonomische Merit Order linkes Bild, ökologische Merit Order rechtes Bild)

2.4.2. Methodik zur Ermittlung einer wirtschaftlichen und ökologischen Rangfolge für den Zubau von Flexibilitätsoptionen

Für den Zubau von zusätzlichen Flexibilitätsoptionen zur Deckung möglicher Defizite stellt sich die Frage: „Gibt es Flexibilitätsoptionen, die in Zukunftsszenarien aus CO₂-Sicht einen größeren Beitrag leisten können als andere?“. Zur Ermittlung einer wirtschaftlichen sowie ökologischen Zubau-Rangfolge wurde die Wirkung einer marginalen Einheit einer zusätzlichen Flexibilitätsoption untersucht. Dazu wurde jeweils 1MW Ausspeicher-Leistung pro Flexibilitätsoption zugebaut. Durch

die geringe Leistung der Flexibilitätsoptionen stehen die Optionen untereinander nicht in Konkurrenz und können entsprechend ihrer technischen Möglichkeiten im System agieren.

- Eine wirtschaftliche Zubau-Rangfolge wurde im Projekt „Systematischer Vergleich von Flexibilitätsoptionen“ ermittelt und an dieser Stelle weiterverwendet. Zur Ermittlung der wirtschaftlichsten Flexibilitätsoptionen wurde pro Flexibilitätsoption jeweils 1 MW in das Szenario 60 % EE zugebaut. Die eingesetzten Flexibilitätsoptionen speichern zu Zeiten niedriger Preise ein und speichern zu Zeiten mit hohen Preisen aus. Die Differenz zwischen diesen Preisen stellt die Erlöse für die Flexibilitätsoption dar. Entsprechend werden für reine Erzeugungstechnologien (Kraftwerke als Flexibilitätsoption) die Erlöse durch die Differenz zwischen spezifischen Grenzkosten und den Spotmarktpreisen berechnet. Darauf aufbauend werden die Barwerte anhand der angenommenen technischen Lebensdauern und der spezifischen Investitionen ermittelt. Vergleiche hierzu auch (Bauknecht, 2016).
- Zur Ermittlung der ökologischsten Flexibilitätsoptionen wurde pro Flexibilitätsoption jeweils 1 MW sowohl in das Szenario 60 % EE als auch in das Szenario 80 % EE zugebaut. Der Fokus lag dabei auf den CO₂-Emissionen, die den Flexibilitätsoptionen zugeordnet werden können. Die eingesetzten Flexibilitätsoptionen speichern zu Zeiten niedriger Preise ein und speichern zu Zeiten mit hohen Preisen aus (dies auch in Abhängigkeit ihrer Verfügbarkeit z.B. bei Lastmanagementoptionen). Zur Ermittlung, welchen CO₂-Effekt die Flexibilitätsoptionen haben, wurden die spezifischen CO₂-Emissionen des Grenzkostenkraftwerks zum Zeitpunkt der Einspeicherung mit den CO₂-Emissionen des Grenzkostenkraftwerks zum Zeitpunkt der Ausspeicherung verrechnet¹⁴. Diese CO₂-Analyse wird für das gesamte Szenariojahr durchgeführt und die spezifischen CO₂-Emissionen der Flexibilitätsoptionen pro ausgespeicherter Energiemenge ausgewiesen [t/MWh]. Neben dieser CO₂-Analyse pro Flexibilitätsoption wurden für die ökologische Zubaurangfolge auch weitere ökologische Auswirkungen berücksichtigt (siehe Kapitel IX).

¹⁴ Beispiel: Eine Batterie speichert zu einem Zeitpunkt ein, in dem EE preissetzend sind. Die Ausspeicherung findet zu einem Zeitpunkt statt, an dem ein Braunkohlekraftwerk preissetzend ist. Unter der Annahme, dass EE Erzeugung keine CO₂-Emissionen verursacht, wird in diesem Fall der Aktivität der Batterie ein CO₂-Reduktionseffekt in Höhe der spezifischen CO₂-Emissionen des Braunkohlekraftwerks zugeordnet.

3. Kernaussagen

In den folgenden Abschnitten werden entlang von Kernaussagen die Ergebnisse der Studie dargestellt und erläutert. Dabei basieren einige Kernaussagen auf Modellierungsergebnissen, während andere Kernaussagen auf der Basis von Literaturrecherchen oder Vorarbeiten zu dieser Studie getätigt werden.

I. Welche CO₂-Reduktionseffekte können erreicht werden, wenn die bestehenden Kraftwerke nach ihren spezifischen CO₂-Emissionen eingesetzt werden?

Fossile Kraftwerke stellen heute einen Großteil der Flexibilität bereit, aber auch zukünftig und bis zu einem EE-Anteil von über 80% liefern sie einen relevanten Beitrag. Dieser Beitrag ist mit signifikanten CO₂-Emissionen verbunden. Würde die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke (Merit Order) nicht auf ihren spezifischen Grenzkosten basieren, sondern auf deren spezifischen CO₂-Emissionen, so könnten die Gesamtemissionen aus dem Kraftwerkspark zur Stromerzeugung im Szenariojahr 2030 bei 60% EE um ca. 28% (48 Mio. Tonnen CO₂) und im Szenariojahr 2050 bei ca. 80% EE um ca. 19% (13 Mio. Tonnen CO₂) reduziert werden. Eine Detailanalyse mit den Daten des historischen Jahres 2015 zeigt, dass ein Einsatz der Kraftwerke gemäß spezifischer CO₂-Emissionen die jährlichen CO₂-Emissionen um ca. 25% (79 Mio. Tonnen CO₂) senken könnte. Dabei steigen die variablen Stromgestehungskosten aufgrund des Einsatzes von teureren Brennstoffen um ca. 10% an. Die gesellschaftlichen CO₂-Vermeidungskosten liegen bei ca. 14 €/t CO₂ und sind als vergleichsweise gering einzustufen. Diese Analyse zeigt das große Potenzial alternativer Einsatzreihenfolgen der bestehenden Kraftwerke bzw. dem Abbau von Überkapazitäten auf. Aus diesem Grund sollten insbesondere fossile Kraftwerke mit hohen spezifischen CO₂-Emissionen, sobald sie für die Lastdeckung nicht mehr benötigt werden, durch alternative Flexibilitätsoptionen ersetzt werden. Es sind Maßnahmen anzustreben, die eine Substitution der Kraftwerke mit besonders hohen CO₂-Emissionen sicherstellen.

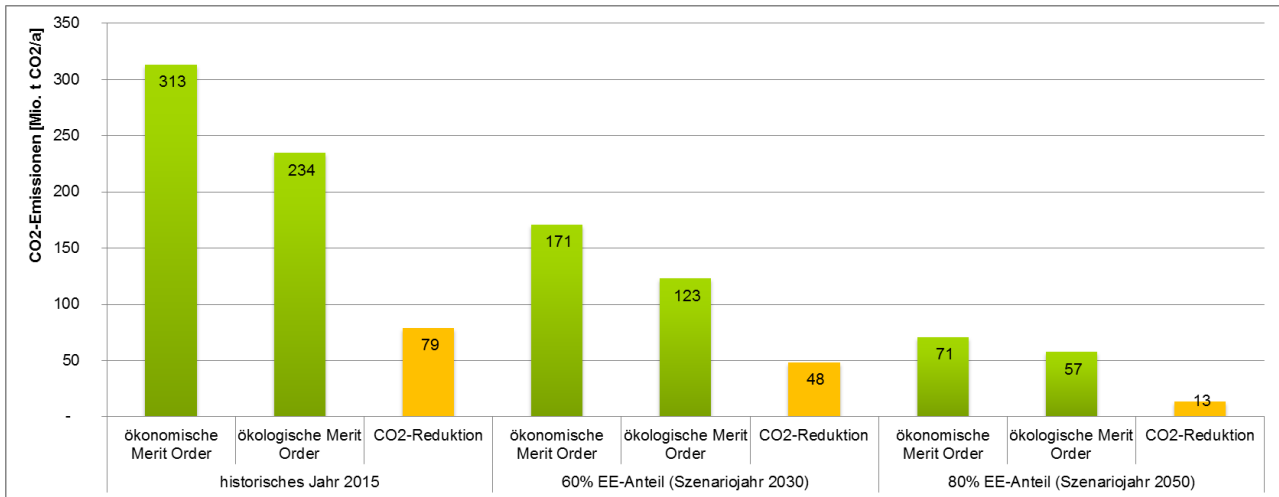
Die ökonomische Merit Order auf Basis der spezifischen Grenzkosten (vor allem Brennstoffkosten und CO₂-Kosten) des Kraftwerksparks verhält sich bei vergleichsweise geringen spezifischen CO₂-Kosten entgegengesetzt zu deren ökologischer (d.h. auf den spezifischen CO₂-Emissionen basierender) Merit Order von Braunkohle, Steinkohle und Erdgas.

Mit steigenden CO₂-Kosten werden die spezifischen CO₂-Emissionen, welche durch den elektrischen Wirkungsgrad des Kraftwerks und den Emissionsfaktor des Brennstoffs bestimmt sind, zum dominierenden Bestandteil der Grenzkosten eines Kraftwerks. Die ökonomische Merit Order gleicht sich dabei schrittweise der ökologischen Merit Order an (Brennstoffwechsel). Spätestens bei einem CO₂-Preis von 500 €/t CO₂ entspricht die ökonomische Merit Order auch der ökologischen Merit Order. Die Merit Order ist zudem ausreichend abgestuft, so dass auch Flexibilitätsoptionen einen Anreiz zur Speicherung bzw. Verlagerung haben.

Die Modellierung der drei oben genannten Szenarien (2015, 2030, 2050), jeweils mit ökonomischer Merit Order und ökologischer Merit Order der Kraftwerke, zeigt signifikante Unterschiede bezüglich der CO₂-Emissionen (siehe Abbildung 3-1). Die Gesamtemissionen aus dem Kraftwerkspark zur Stromerzeugung im Jahr 2015 sinken bei einer ökologischen Merit Order um ca. 25% (79 Mio. Tonnen CO₂). Im Szenariojahr 2030 mit einem EE-Anteil von 60% EE können die CO₂-Emissionen um ca. 28% (43 Mio. Tonnen CO₂) reduziert werden, im Szenariojahr 2050 mit einem EE-Anteil von 80% sind es rund 19% Reduktion (13 Mio. Tonnen CO₂).

Der Reduktionseffekt einer ökologischen Merit Order der Kraftwerke in Bezug auf die CO₂-Emissionen ist höher, wenn der Anteil CO₂-intensiver Brennstoffe im Kraftwerkspark hoch ist. Aus diesem Grund sind die CO₂-Reduktionseffekte in den Szenariojahren 2030 und 2050 geringer im Vergleich zum Jahr 2015.

Abbildung 3-1: CO₂-Effekt einer ökologischen Einsatzreihenfolge der Kraftwerke



Quelle: Öko-Institut e.V.

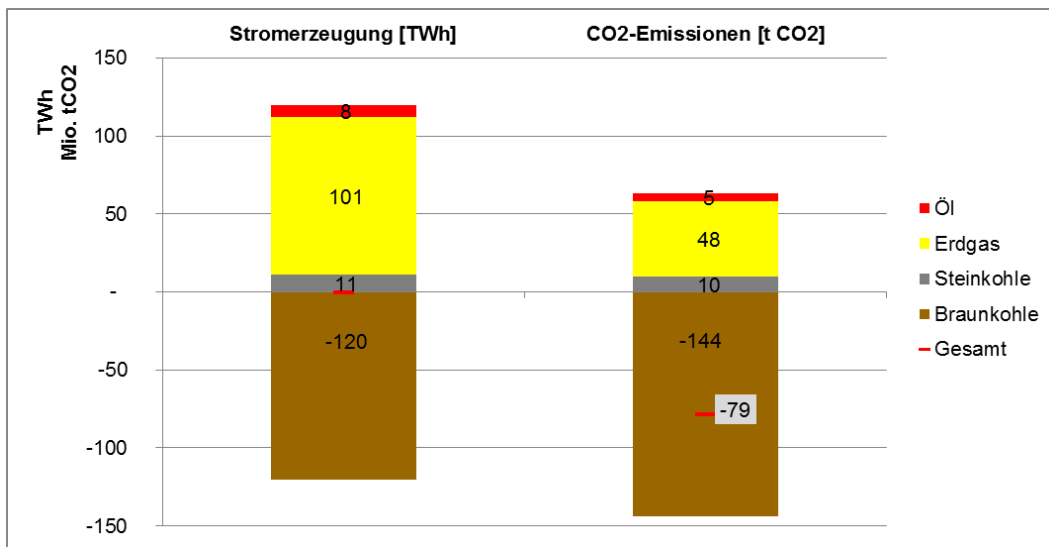
In dieser Darstellung wurden CO₂-Emissionen auf Grund des Eigenbedarfs, den An- und Abfahrverlusten sowie des Teillastbetriebs der Kraftwerke berücksichtigt.

Detailanalyse des historischen Jahres 2015

Für die Analyse werden die Ergebnisse eines Modellaufes mit ökonomischer Merit Order (d.h. mit einem CO₂-Preis von 7,50 €/t CO₂) mit einem Modelllauf auf Basis der ökologischen Merit Order (d.h. mit einem CO₂-Preis von 500 €/t CO₂) verglichen. Bei der Auswertung der Ergebnisse werden für das Szenario mit ökologischer Merit Order die CO₂-Kosten wieder auf 7,50 €/t CO₂ korrigiert, da der hohe CO₂-Preis der ökologischen Merit Order nur eine methodische Hilfskonstruktion darstellt, um eine Einsatzreihenfolge gemäß CO₂-Emissionen zu erreichen. Die Annahmen für diese Detailanalyse werden in Kapitel 2.3.2 und 2.3.3 aufgeführt.

Durch den Einsatz einer ökologischen Merit Order der Bestandskraftwerke reduzieren sich die CO₂-Emissionen um ca. 79 Mio. Tonnen CO₂ im Jahr 2015. Dies entspricht einer Reduktion von ca. 25 %. Abbildung 3-2 zeigt, dass aufgrund der ökologischen Merit Order die Stromerzeugung der Braunkohlekraftwerke hauptsächlich durch Erzeugung aus Gaskraftwerken substituiert wird. Diese Substitution führt zu der erheblichen CO₂-Verminderung.

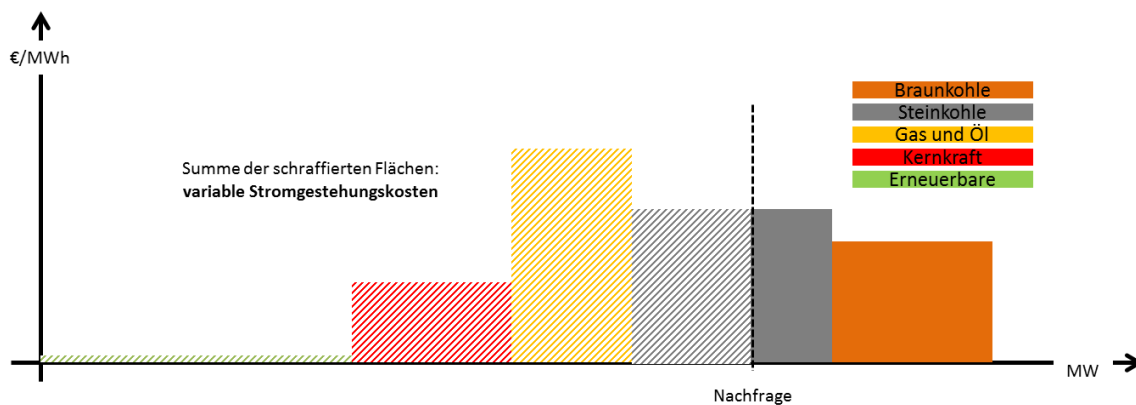
Abbildung 3-2: Veränderung der Stromerzeugung und CO₂-Emissionen nach Hauptbrennstoffen durch Einsatz der ökologischen Merit-Order im Vergleich zur ökonomischen Merit-Order im Jahr 2015



Quelle: Öko-Institut e.V.

Durch den vermehrten Einsatz von Gas- und Ölkraftwerken erhöhen sich einerseits aufgrund der hohen Brennstoffkosten die variablen Stromgestehungskosten (vergleiche Abbildung 3-3) um ca. 1,7 Mrd. €, andererseits sinken die Kosten für die CO₂-Emissionen um ca. 0,6 Mrd. €. Im Gesamteffekt erhöhen sich die variablen Stromgestehungskosten um ca. 1,1 Mrd. € (ca. 10 %).

Abbildung 3-3: Schematische ökologische Merit Order im Jahr 2015



Quelle: Öko-Institut e.V.

Die **gesellschaftlichen CO₂-Vermeidungskosten betragen somit ca. 14 €/t CO₂**. Zur Berechnung dieses Wertes werden die Kosten der CO₂-Vermeidung (also die erhöhten variablen Stromgestehungskosten) auf die Tonnen eingesparter CO₂-Emissionen bezogen. Zum Vergleich: Das Umweltbundesamt empfiehlt für das Jahr 2010 Umweltkosten für Klimafolgeschäden in der Höhe zwischen 40 und 120 €₂₀₁₀/t CO₂ anzusetzen. Mittelfristig bis zum Jahr 2030 wird von

Umweltkosten für Klimafolgeschäden in Höhe von 70 bis 215 €₂₀₁₀/t CO₂ ausgegangen (vergleiche (UBA, 2014)). Die gesellschaftlichen CO₂-Vermeidungskosten einer ökologischen Merit Order des Bestandskraftwerksparks sind demnach als sehr gering einzustufen.

Darauf aufbauend ist die Berechnung der aggregierten Klimafolgekosten der CO₂-Emissionen möglich, welche auch die externen Umweltkosten für Klimafolgeschäden berücksichtigt. Werden im Mittel Umweltkosten für Klimafolgeschäden von 80 €/tCO₂ (UBA, 2014)) unterstellt (siehe oben), belaufen sich die aggregierten Kosten für die CO₂-Emissionen im Szenario mit ökonomischer Merit Order auf ca. 25 Mrd. €. Davon sind durch den CO₂-Preis von 7,50€/t bereits ca. 2,3 Mrd. € internalisiert. Unter Verwendung einer ökologischen Merit Order reduzieren sich im Jahr 2015 die nicht internalisierten externen Kosten für CO₂-Emissionen um ca. 5,7 Mrd. €. Unter Berücksichtigung der Mehrkosten durch die gestiegenen Brennstoffkosten von ca. 1,7 Mrd. € ist von einer Reduktion der gesellschaftlichen Kosten von ca. 4 Mrd. € auszugehen.

Neben den externen Kosten für CO₂-Emissionen werden in (FÖS, 2016) weiter staatliche Förderungen für konventionelle Energieerzeuger quantifiziert. Diese belaufen sich auf etwa 4 Mrd. € für das Jahr 2017. Es ist zu untersuchen, in welchem Umfang innerhalb der staatlichen Förderungen einzelne Kostenkomponenten durch einen Wechsel von Braunkohlestromerzeugung zu Erdgasstromerzeugung reduziert werden können.

Eine Berechnung von Spotmarktpreisen ist im Rahmen dieser Studie nicht möglich, da es sehr unterschiedliche Instrumente gibt, um eine ökologische Merit Order anzureizen. Die Bandbreite geht von Einspeisevorrängen über Anpassungen im Marktdesign bis hin zu Maßnahmen die gezielt die externen Klimaeffekte stärker bepreisen.

Es ist anzunehmen, dass unabhängig vom Marktdesign die Mehrkosten für den teureren Brennstoff Erdgas auch auf einen Endkundenstrompreis durchschlagen werden. Je nachdem wie die heutigen Umlagen (beispielsweise EEG, KWK, etc.) in einem angepassten Markt ausgestaltet werden, können höhere Marktpreise jedoch auch einen dämpfenden Effekt auf diese Umlagen und damit den Endkundenpreis haben.

Die hier dargestellte Analyse zeigt den großen CO₂-Einspareffekt und die relativ geringen gesellschaftlichen Mehrkosten als Folge einer ökologischen Merit Order der Kraftwerke. Um dieses CO₂-Minderungspotenzial zu heben, gibt es unterschiedliche politische Möglichkeiten, die im Rahmen einer weiterführenden Studie diskutiert werden können.

II. Wie ist die Flexibilitätsbereitstellung aus fossilen Kraftwerken aus ökologischer Sicht zu bewerten?

Die Flexibilität im bestehenden Kraftwerkspark sollte nur genutzt werden, solange die Kraftwerke noch für die Lastdeckung benötigt werden und nicht durch alternative Flexibilitätsoptionen ersetzt werden können. Zusätzlich benötigte Flexibilität sollte jedoch nicht durch neue, auf fossilen Brennstoffen basierenden Kraftwerken bereitgestellt werden, um Lock-in-Effekte zu vermeiden. Unflexible Kraftwerke mit Mindestlast, langen Anfahrzeiten und geringen Lastgradienten passen nicht mehr zum zukünftigen Stromsystem. Aus diesem Grund werden im Rahmen dieser Studie neue Kohlekraftwerke nicht als zusätzliche Flexibilitätsoption für die Zukunftsszenarien angenommen. Der ökologische Einsatz von fossilen Kraftwerken wird anhand der ökologischen Merit Order abgebildet (vergleiche Kernaussage I). Es ist zu beachten, dass ein Teillastbetrieb von Kohlekraftwerken aufgrund der dann schlechteren Wirkungsgrade die CO₂-Emissionen nochmals erhöht. Aus diesen Gründen ist anzustreben, die Sockellast im Kraftwerkspark durch einen sukzessiven Kohleausstieg, eine Flexibilisierung von KWK-Anlagen und eine Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch alternative Technologien zu reduzieren.

Die Modellierungsergebnisse zeigen, dass in den kommenden ein bis zwei Dekaden die Hauptflexibilität durch den konventionellen Kraftwerkspark bereitgestellt wird und dass dieser (insbesondere durch den Einsatz der Kohlekraftwerke) den größten Einfluss auf die Emissionen im Stromsektor besitzt. In Szenarien mit weniger als 100 % EE-Anteil erfüllen fossile Kraftwerke jedoch gleichzeitig eine Flexibilitäts- und eine Lastdeckungsfunktion. Kraftwerke, die sowieso zur Lastdeckung benötigt werden, sollten so flexibel wie möglich betrieben werden. Dabei ist jedoch zu beachten, dass eine Reduktion der Erzeugung auch mit einem verringerten Brennstoffeinsatz und damit reduzierten CO₂-Emissionen einhergehen sollte. Durch die höheren spezifischen CO₂-Emissionen durch Anfahr- und Wirkungsgradverluste im Teillastbetrieb wird der positive CO₂-Effekt durch die stärkere Integration von EE verringert. Diese Problemstellungen werden im Folgenden näher erläutert.

Die Flexibilität von konventionellen Kraftwerken lässt sich primär durch drei Kriterien beschreiben:

- Den Lastgradienten, dieser gibt die maximale Leistungsänderung eines Kraftwerks pro Zeiteinheit an. Die Bemessungsgröße ist Prozent der Kraftwerksleistung pro Minute.
- Die technische Mindestleistung in Prozent der Kraftwerksleistung. Unterhalb dieser Leistung kann ein Kraftwerk nicht zur Stromerzeugung betrieben werden.
- Die Anfahrzeit, die ein Kraftwerk benötigt, um bei einem Kaltstart mit maximaler Leistung einzuspeisen.

Hierbei können die Kraftwerke in erster Näherung anhand des Baujahres, des eingesetzten Brennstoffs sowie der verwendeten Technologie differenziert werden. Tabelle 3-1 zeigt die Bandbreiten für diese drei Kriterien. Die teilweise großen Bereiche ergeben sich je nach Alter der Anlage sowie durch Unterschiede in den Literaturquellen. Bei Stein- und Braunkohlekraftwerken ist berücksichtigt, dass durch Stützfeuerungen die Mindestleistung reduziert werden kann. Die Übersicht zeigt, dass insbesondere Erdgaskraftwerke schnell und mit steilen Lastgradienten anfahren können.

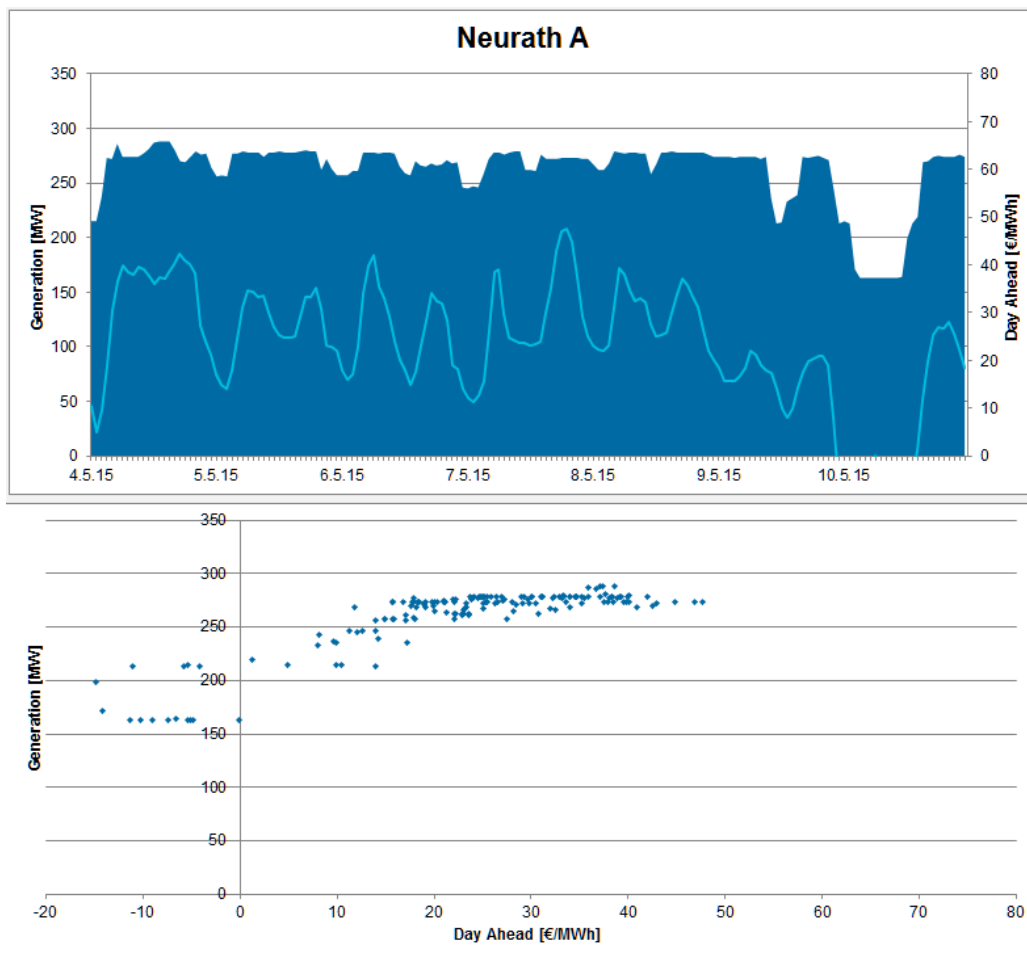
Tabelle 3-1: Typische Lastgradienten, Mindestleistungen und Anfahrtszeiten von Kraftwerken nach Brennstoff und Technologie

Brennstoff und Technologie	Lastgradient (bei Vollast)	Mindestleistung	Anfahrtszeit (Kaltstart)
Steinkohle - Dampfkraftwerk	2 bis 8 %/min	20 bis 50%	4 bis 8 h
Braunkohle – Dampfkraftwerk	2 bis 8 %/min	40 bis 70%	6 bis 15 h
Kernkraftwerk – Dampfkraftwerk	5 bis 10 %/min	50 bis 60%	12 bis 25 h
Erdgas – Dampfkraftwerk	6 bis 12 %/min	ca. 40%	2 bis 5 h
Erdgas – Gasturbine	10 bis 25 %/min	Keine Mindestleistung	ca. 20 min
Erdgas – Gas- und Dampfkraftwerk	4 bis 10 %/min	20 bis 40%	1 bis 5 h

Quelle: (DENA, 2010; Genoese, 2010; Grimm, 2007; Hundt et al, 2009; Klobasa et al., 2009)

Durch die hohe Mindestleistung sowie langen Anfahrzeiten insbesondere der Dampfkraftwerke können Erneuerbare aus dem System gedrängt werden. Diese Zusammenhang soll anhand eines Beispiels erläutert werden: Neurath A ist mit seiner Inbetriebnahme im Jahr 1972 eines der ältesten deutschen Braunkohlekraftwerke und koppelt keine Wärme aus. Abbildung 3-4 zeigt in zwei unterschiedlichen Darstellungsvarianten eine Gegenüberstellung der Stromproduktion des Kraftwerks Neurath A und der Day Ahead-Strompreise in einer Woche im Mai 2015. Es ist zu sehen, dass auch bei negativen Preisen die Einspeisung des Kraftwerks nur bis zu seiner Mindestleistung reduziert wird.

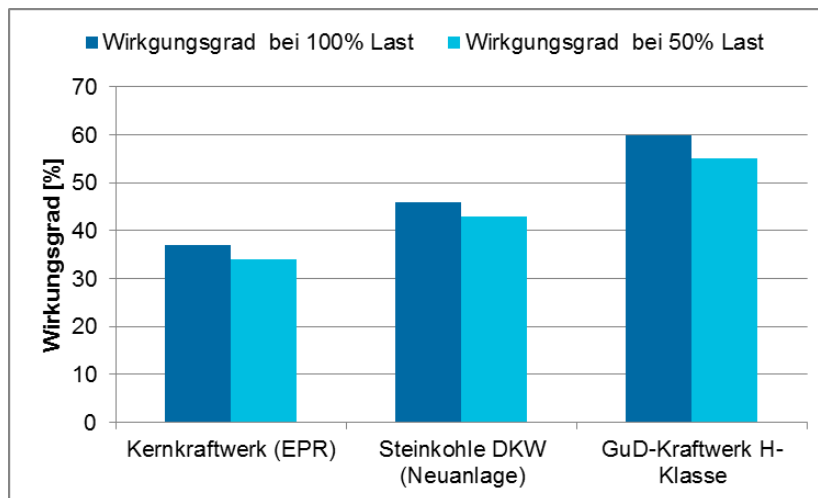
Abbildung 3-4: Gegenüberstellung der Stromproduktion des Kraftwerks Neurath A (keine KWK) und der Day Ahead Strompreise



Quelle: ENTSO-E, Eigene Darstellung Öko-Institut e.V.

Eine flexiblere Fahrweise von konventionellen Kraftwerken die noch für die Lastdeckung benötigt werden, ist demnach generell anzustreben. Eine solche Flexibilisierung führt jedoch zum Teil zu Anfahr- und Wirkungsgradverlusten. Abbildung 3-5 zeigt diesen Zusammenhang auf. Es ist zu erkennen, dass fossile Kraftwerke im flexibleren Betrieb erhöhte spezifische CO₂-Emissionen aufgrund geringerer Wirkungsgrade verursachen. Wenn EE durch den Betrieb in Teillast in das System integriert werden können, so übersteigen jedoch die resultierenden CO₂-Reduktionen die Mehremissionen aufgrund der geringeren Wirkungsgrade.

Abbildung 3-5: Wirkungsgradverluste konventioneller Kraftwerke im Teillastbetrieb



Quelle: Eigene Graphik basierend auf Daten aus (VDI, 2013)

Die tatsächlich abgerufene Flexibilität hängt primär von den Strommarktpreisen ab, jedoch gibt es auch Kraftwerke, die aufgrund von weiteren Verpflichtungen nur bedingt auf Preise reagieren. Das betrifft primär Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung und Kraftwerke, die eine Systemdienstleistung (SDL) anbieten. Durch die Reaktion auf Strompreise erfolgt eine Integration von Erneuerbaren Energien, da eine hohe EE-Einspeisung niedrige Preise bewirkt. Kraftwerke die zum Beispiel durch Wärmeauskopplung oder Systemdienstleistungsverpflichtungen ihre Produktion nur bis zu einer Mindesterzeugung reduzieren können, verursachen teilweise eine frühzeitige EE-Abregelung. Diese Mindesterzeugungen können zum Beispiel durch Wärmespeicher oder durch eine Flexibilisierung bei der Systemdienstleistungsbereitstellung reduziert werden. Ritter et al. (2014) konnte zeigen, dass eine entsprechende Reduktion der Sockellast erheblich zur EE-Integration beitragen kann. Abbildung 3-6 zeigt den Zusammenhang zwischen der SDL bedingten Sockellast und der Auswirkung auf die Menge der nicht integrierbaren Erzeugung aus fluktuierenden EE auf. Eine Reduktion der Sockellast um 50 % von 20 GW auf 10 GW führt demnach im Jahr 2050 zu einer Mehrintegration von ca. 44 TWh aus erneuerbaren Energien. Eine zusätzliche Flexibilisierung der verbleibenden KWK-Kraftwerke kann im Jahr 2050 zu einer weiteren Integration von EE führen.

Abbildung 3-6: SDL bedingte Sockellast und die Auswirkung auf die Menge der nicht integrierbaren Erzeugung aus fluktuierenden EE

SDL bedingte Sockellast	KWK	2020		2030		2050	
		TWh	Anteil	TWh	Anteil	TWh	Anteil
20 GW	unflexibel	3,97	2,18%	35,06	12,39%	68,15	18,19%
	flexibel	1,54	0,84%	25,65	9,07%	66,32	17,70%
15 GW	unflexibel	1,10	0,60%	18,87	6,67%	42,43	11,32%
	flexibel	0,27	0,15%	12,54	4,43%	39,94	10,66%
10 GW	unflexibel	0,22	0,12%	9,06	3,20%	23,96	6,39%
	flexibel	0,00	0,00%	5,16	1,83%	22,16	5,91%
5 GW	unflexibel	0,05	0,03%	3,48	1,23%	11,87	3,17%
	flexibel	0,00	0,00%	1,57	0,55%	10,78	2,88%

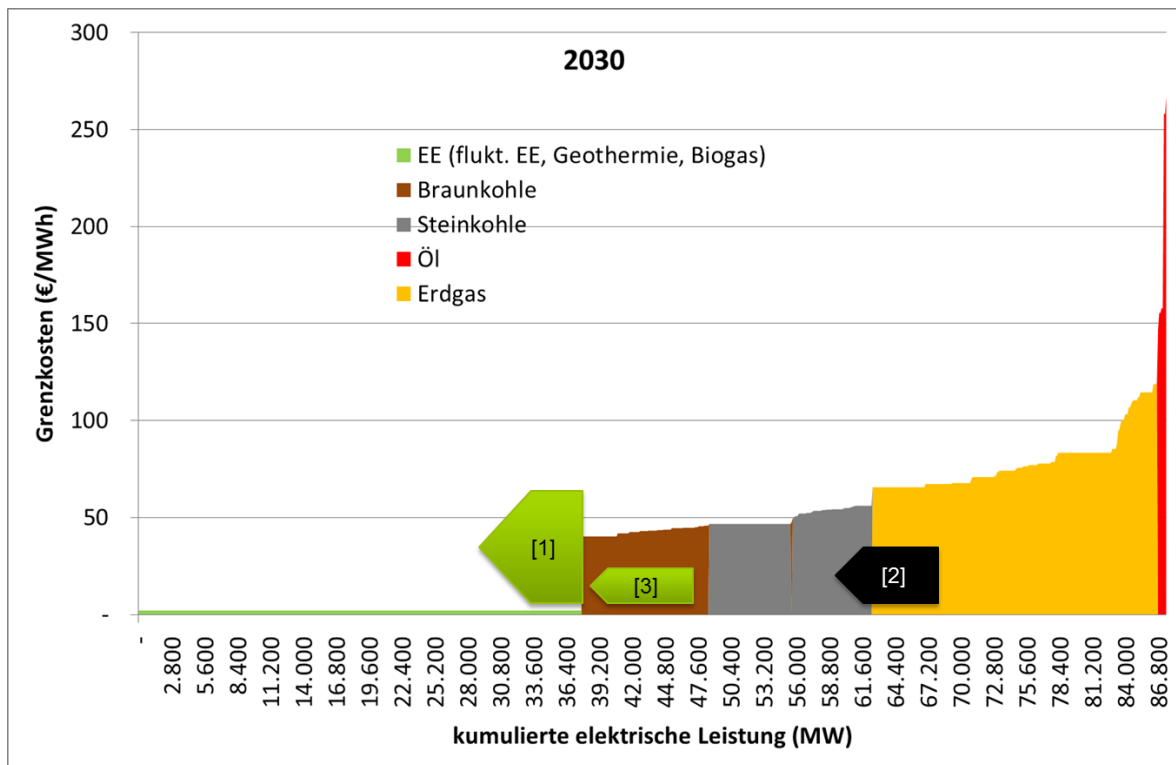
Quelle: (Ritter et al., 2014)

III. Welche Funktionen üben zusätzliche Flexibilitätsoptionen im Stromsystem aus und welche CO₂-Effekte ergeben sich daraus?

Die Integration zusätzlicher Flexibilitätsoptionen in ein System mit bestehenden fossilen Kraftwerken führt aus CO₂-Sicht zu unterschiedlichen Effekten. Erstens kann ansonsten überschüssige EE-Stromerzeugung in das System integriert werden. Dies führt bei der Verdrängung von Braunkohlestrom zu einer spezifischen CO₂-Reduktion von bis zu einer Tonne pro MWh Strom. Die Integration von EE kann aufgrund der großen Unterschiede bei den Grenzkosten fluktuierender EE (etwa 0 €/MWh) und den Grenzkosten fossiler Kraftwerke (ca. 20 – 100 €/MWh) auch durch Flexibilitätsoptionen mit geringen Wirkungsgraden wahrgenommen werden. Dies führt dann jedoch zu entsprechenden Wirkungsgradverlusten. Zweitens kann die Stromerzeugung von Kraftwerken mit hohen spezifischen Grenzkosten zu Kraftwerken mit geringeren spezifischen Grenzkosten verschoben werden. Dies führt bei einem Brennstoffwechsel von Erdgas zu Steinkohle zu Braunkohle zu einem Anstieg der CO₂-Emissionen. Wenn beispielsweise Braunkohlekraftwerke die Stromerzeugung aus erdgasbasierten GuD-Kraftwerken ersetzen, steigen die CO₂-Emissionen um bis zu 0,62 Tonnen pro MWh Strom an. Drittens kann durch Flexibilität eine Verlagerung hin zu effizienteren Kraftwerken innerhalb einer Technologie- und Brennstoffgruppe stattfinden, was zu einer Reduktion der CO₂-Emissionen von bis zu 0,17 Tonnen pro MWh Strom führt. Diese Funktion ist Flexibilitätsoptionen mit hohen Wirkungsgraden vorbehalten, da die Kostenunterschiede innerhalb einer Technologie- und Brennstoffgruppe gering sind.

Zusätzliche Flexibilität kann in einem System mit bestehenden fossilen Kraftwerken zu unterschiedlichen und zum Teil gegenläufigen Effekten führen. Diese unterschiedlichen Funktionen werden in Abbildung 3-7 dargestellt. Sie zeigt die Merit Order des deutschen Kraftwerksparks im Szenariojahr 2030 (zu den Annahmen vergleiche Kapitel 2.3). Die erneuerbaren Energien werden vereinfacht mit einer durchschnittlichen Einspeisung abgebildet.

Abbildung 3-7: Merit Order des Kraftwerkspark und Funktionen von zusätzlicher Flexibilität



Quelle: Öko-Institut e.V.

Es können drei Funktionen unterschieden werden:

- Funktion [1]: Integration von EE: Erzeugung aus erneuerbaren Energien, die ohne zusätzliche Flexibilität abgeregelt wird, kann nun integriert werden. Diese zusätzliche Integration von EE führt zu einer Verdrängung fossiler Stromerzeugung. Durch diese Flexibilitätsfunktion werden die CO₂-Emissionen des Gesamtsystems reduziert, weil fossile Stromerzeugung durch erneuerbare Energien ersetzt wird.
- Funktion [2]: Brennstoffswitch zu günstigeren Optionen: Flexibilitätsoptionen verdrängen Erzeugung aus Kraftwerken mit höheren Grenzkosten (und geringeren CO₂-Emissionen) zu Gunsten von Erzeugung aus Kraftwerken mit geringeren Grenzkosten (und höheren CO₂-Emissionen). Beispielsweise würde aus ökonomischer Sicht ein Speicher Erzeugung aus Braunkohlekraftwerken einspeichern und zu Zeiten, in denen Gaskraftwerke preissetzend sind, ausspeichern. Diese Funktion führt in den meisten Fällen zu einer Erhöhung der CO₂-Emissionen. Das liegt daran, dass die ökonomische Merit Order konträr zur ökologischen Merit Order (gemäß der spezifischen CO₂-Emissionen) verläuft. Einzige Ausnahme ist der seltene Brennstoffswitch von Gas zu Öl.
- Funktion [3]: Optimierung innerhalb eines Brennstoffs zu effizienteren Kraftwerken: Innerhalb eines Brennstoff- oder Technologiesegments nehmen die spezifischen CO₂-Emissionen der fossil betriebenen Kraftwerke mit zunehmenden Grenzkosten zu. Dieser Effekt wird von dem elektrischen Wirkungsgrad der Kraftwerke bestimmt. Flexibilitätsoptionen verdrängen Produktion mit höheren Grenzkosten (und höheren CO₂-Emissionen) zu Gunsten von Produktion mit geringeren Grenzkosten (und geringeren CO₂-Emissionen). Diese Funktion kann zu einer Reduktion der CO₂-Emissionen führen. Ein ökologischer Effekt tritt jedoch nur auf, wenn die

Kraftwerke auch flexibel betrieben werden und diese Flexibilität auch mit Veränderungen des Brennstoffeinsatzes einhergeht (z.B. Dampf nicht lediglich an der Turbine vorbeigeleitet wird).

Die Höhe der Kostenunterschiede entlang der Merit Order im Kraftwerkspark begrenzen die Einsatzmöglichkeiten für Flexibilitätsoptionen zur Ausübung der beschriebenen Funktionen.

- Die Integration von EE (Funktion [1]) kann aufgrund der großen Kostenunterschiede von allen Flexibilitätsoptionen ausgeführt werden.
- Für den Brennstoffswitch (Funktion [2]), der mit größeren Kostenunterschieden einhergeht, kommen auch Flexibilitätsoptionen mit geringeren Wirkungsgraden zum Einsatz. Diese stehen jedoch in Konkurrenz zu den Optionen mit höheren Wirkungsgraden und kommen aus diesem Grund im Vergleich weniger oft zum Einsatz.
- Bei der Optimierung innerhalb eines Brennstoffs zu effizienteren Kraftwerken (Funktion [3]) kommen aufgrund der geringen Kostenunterschiede lediglich Flexibilitätsoptionen mit hohem Wirkungsgrad in Betracht. Hier bieten sich insbesondere Lastmanagementoptionen und Lithium-Ionen Batterien an.

Die CO₂-Effekte der Funktionen unterscheiden sich stark. Die Optimierung innerhalb eines Brennstoffs zu effizienteren Brennstoffen führt insbesondere bei Braunkohlekraftwerken zu signifikanten Reduktionen. Im Falle des Brennstoffswitches sind die CO₂-Effekte jedoch sehr viel größer. Diese Effekte werden im Folgenden anhand von Beispielen für die drei definierten Funktionen veranschaulicht:

- Funktion [1]: Die Integration von erneuerbaren Energien führt im Falle einer Verdrängung von einem Braunkohlekraftwerk mit durchschnittlichem Wirkungsgrad zu Minderemissionen von ca. 1,0 t / MWh.
- Funktion [2]: Wird durch einen Brennstoffswitch Erzeugung von einem Erdgas GuD-Kraftwerk mit durchschnittlichem Wirkungsgrad zu einem Steinkohlekraftwerk mit durchschnittlichem Wirkungsgrad verlagert, so entstehen Mehremissionen von ca. 0,41 t / MWh. Wird das Erdgas-kraftwerk sogar mit einem Braunkohlekraftwerk ersetzt, so verstärkt sich dieser negative Effekt weiter.
- Funktion [3]: Der CO₂-Effekt der Optimierung innerhalb einer Brennstoffgruppe ist von der Bandbreite der Wirkungsgrade der Kraftwerke abhängig und in der Gruppe der Braunkohle-kraftwerke am stärksten. Hier können bei einer Verlagerung von dem Braunkohlekraftwerk mit dem geringsten Wirkungsgrad zu dem mit dem höchsten Wirkungsgrad ca. 0,17 t / MWh eingespart werden. Dieser Effekt ist jedoch nur zu erzielen, wenn diese Kraftwerke die dafür benötigte Flexibilität aufweisen und die Flexibilität zu entsprechender verminderter Brennstoff-nutzung führt.

IV. Welche spezifischen CO₂-Effekte sind im Stromsystem durch zusätzliche Flexibilitätsoptionen zu erwarten?

Die resultierenden CO₂-Emissionen beim Betrieb von Flexibilitätsoptionen ergeben sich aus den spezifischen CO₂-Emissionen zum Zeitpunkt der Einspeicherung (d.h. dem Brennstoffmix der eingespeicherten Stromerzeugung) sowie den spezifischen CO₂-Emissionen zum Zeitpunkt der Ausspeicherung (d.h. der verdrängten Stromerzeugung) und sind somit maßgeblich vom zugrunde liegenden Kraftwerkspark abhängig. Solange noch überwiegend Kraftwerke entlang der Merit Order Braunkohle, Steinkohle und Erdgas (also mit unterschiedlichen spezifischen CO₂-Emissionen) im System sind (z.B. bei 60 % EE in Deutschland), führt der Einsatz von Flexibilitätsoptionen zu steigenden CO₂-Emissionen, weil die günstige Kohleverstromung zu Lasten von Erdgas erhöht wird (es dominiert Funktion 2 „Brennstoffwechsel“). Bei einer ökologischen Merit Order im Kraftwerkspark im Sinne von steigenden Grenzkosten bei steigenden CO₂-Emissionen würde auch Funktion 2 „Brennstoffwechsel“ zu sinkenden CO₂-Emissionen führen. Erst bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien (z.B. 80 % EE) wird die Integration von EE, die durch Flexibilität erreicht werden kann, relevanter und der Einsatz von Flexibilitätsoptionen reduziert die CO₂-Emissionen (es dominiert Funktion 1 „EE-Integration“). Dabei zeigen Flexibilitätsoptionen mit hohen Wirkungsgraden (z.B. Lastmanagementoptionen oder Lithium-Ionen Batterien) die größten Effekte. Zusätzlich könnten Flexibilitätsoptionen auch so betrieben werden, dass lediglich eine Einspeicherung von EE zugelassen wird, z.B. im Rahmen konkreter vertraglicher Beziehungen zwischen EE-Anlagenbetreiber und Betreiber der Flexibilitätsoption.

Im heutigen grenzkostenbasierten Strommarkt haben Flexibilitätsoptionen dann den Anreiz einzuspeichern, wenn der Strompreis niedrig ist, und auszuspeichern, wenn der Strompreis hoch ist. Niedrige Strompreise existieren, wenn erneuerbare Energien das Grenzkraftwerk bilden, aber auch wenn Braunkohlekraftwerke preisbildend sind. Aus diesem Grund führt in einem Stromsystem mit noch hohen Anteilen der Braunkohleverstromung zusätzliche Flexibilität zu einer Verstärkung der Braunkohleerzeugung. Der negative CO₂-Effekt dieses Zusammenhangs kann je nach EE-Anteilen den positiven Effekt der EE-Integration überkompensieren. Wie diese Effekte zu bewerten sind, wurde in der vorliegenden Studie im Rahmen einer Modellierung untersucht.

Die in Kapitel 2.4.2 beschriebene Methodik zur Ermittlung einer ökologischen Rangfolge der Flexibilitätsoptionen zeigt die in Abbildung 3-8 dargestellten Ergebnisse. Die erste Graphik zeigt die durchschnittlichen Emissionen in Tonnen pro ausgespeicherter bzw. erzeugter MWh Strom für beide EE-Szenarien, wenn 1 MW flexible Leistung pro Flexibilitätsoption eingesetzt wird. Ein positiver Wert zeigt zusätzliche Emissionen, während negative Werte auf eine Reduktion der Emissionen aufgrund des Betriebs der jeweiligen Flexibilitätsoption hinweisen. Diese erste Graphik ist in Verbindung mit der zweiten Graphik zu interpretieren, in der die ausgespeicherte Menge EE-Erzeugung bei Einsatz von 1 MW flexibler Leistung zu sehen ist.

Beide Graphiken zusammen lassen die folgenden Erkenntnisse zu:

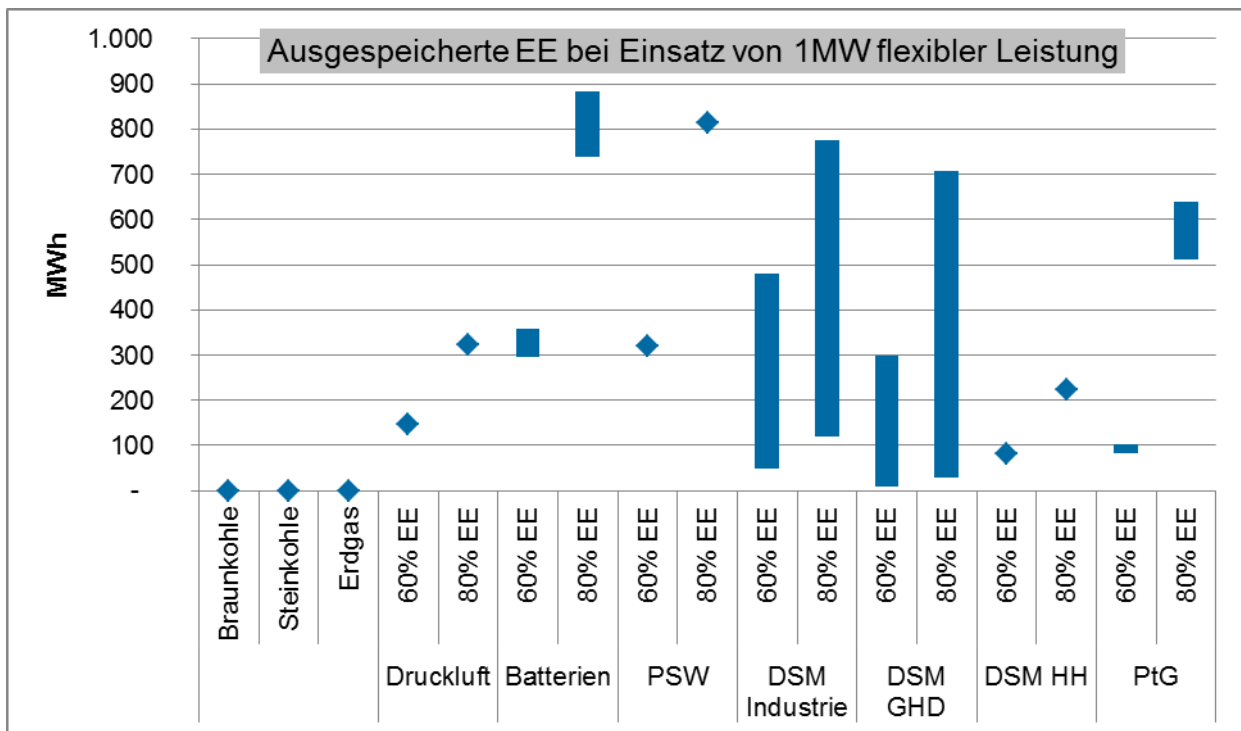
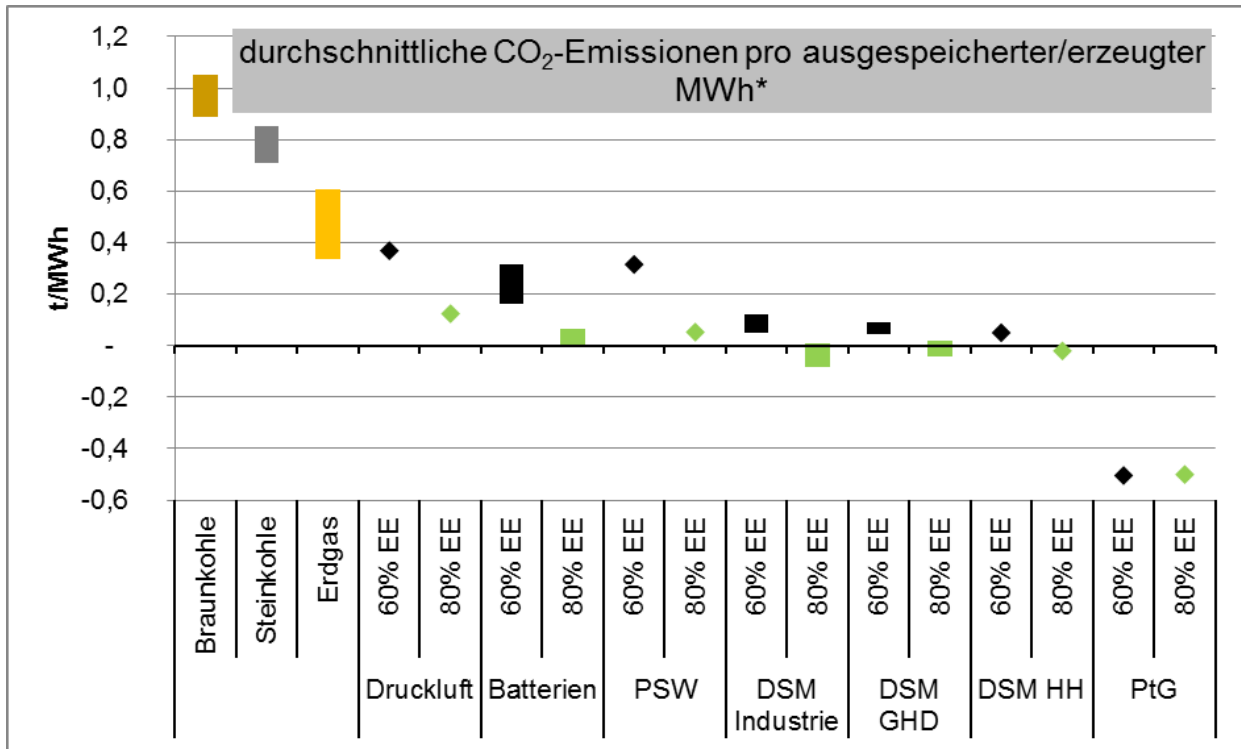
- Im Betrieb verursachen fossile Kraftwerke hohe CO₂-Emissionen. Spitzenreiter sind Braunkohlekraftwerke vor Steinkohlekraftwerken und Erdgaskraftwerken. Die spezifischen Emissionen pro erzeugten MWh sind im Vergleich mit den alternativen Flexibilitätsoptionen durchweg höher. Dies ist insbesondere relevant, wenn die fossilen Kraftwerke nicht nur ein Erzeugungsdefizit decken, sondern in Konkurrenz zu alternativen Flexibilitätsoptionen treten. Die im Vergleich zu den alternativen Flexibilitätsoptionen sehr hohen CO₂-Emissionen spiegeln

auch wider, dass fossile Kraftwerke im Gegensatz zu Speichern keine erneuerbaren Energien integrieren können, sondern lediglich auf Basis der fossilen Brennstoffe zur Erzeugung beitragen können.

- Die Graphik zeigt zudem deutlich, wie der konventionelle Kraftwerkspark die spezifischen CO₂-Emissionen der alternativen Flexibilitätsoptionen bestimmt. Im Szenario mit ca. 60 % EE-Anteil führt der Betrieb der meisten zusätzlichen Optionen zu steigenden CO₂-Emissionen (die Sonderstellung von PTG-Anlagen wird unten erläutert). Erst bei ca. 80 % können die Flexibilitätsoptionen relevante Mengen nicht genutzter EE-Erzeugung einspeichern, um die negativen CO₂-Effekte des Brennstoffwechsels zu günstigeren Kraftwerken mit höheren spezifischen CO₂-Emissionen zu kompensieren. Zum Teil führt diese Funktion bei Optionen mit hohen Wirkungsgraden (insbesondere Lastmanagementoptionen) zu einer positiven Gesamtbilanz der durchschnittlichen Emissionen.
- Generell zeigen die Ergebnisse, dass die Unterschiede bezüglich der spezifischen CO₂-Emissionen bei steigenden EE-Anteilen zurückgehen. Mit steigender Relevanz der Integration von EE in das Stromsystem verursachen neben den Optionen mit hohen Wirkungsgraden nun auch bei 80 % EE-Anteil Optionen mit geringeren Wirkungsgraden weniger CO₂-Mehremissionen. Es bleibt jedoch anzumerken, dass sich selbst bei einem EE-Anteil von 80 % Effekte, die zu Mehremissionen führen, und Effekte, die zu Minderemissionen führen, gegenseitig aufwiegen können.
- PTG (Power-to-Gas) Anlagen weisen eine positive Gesamtbilanz der spezifischen CO₂-Emissionen auf, da sie aufgrund der gesetzten Modellparameter nur EE-Strom und damit CO₂-freien Strom einspeichern können. Die positive Gesamtbilanz der spezifischen CO₂-Emissionen muss daher in Kombination mit der ausgespeicherten EE-Strommenge interpretiert werden. Es zeigt sich, dass PtG Anlagen im Szenario mit 60 % EE-Anteil nur geringe Mengen EE (ein- und) ausspeichern, gleichzeitig aber auch auf Grund der vergleichsweise geringen Wirkungsgrade von PtG keinen Strom aus fossilen Brennstoffen¹⁵ speichern. Das liegt zum einen an den geringen Mengen EE-Überschüsse, die zur Einspeicherung zur Verfügung stehen, zum anderen aber auch an den geringen Wirkungsgraden der PtG-Technologie. Im Szenario mit 80 % EE-Anteil ist die Menge ausgespeicherter EE höher, jedoch können auch hier andere Optionen mit höheren Wirkungsgraden mehr EE in das System integrieren. Dieser Zusammenhang zeigt, dass einerseits Optionen mit hohen Wirkungsgraden bevorzugt zuzubauen sind. Andererseits besteht jedoch ein Langzeitspeicherbedarf, der durch die Optionen mit höheren Wirkungsgraden nicht gedeckt werden kann und durch Optionen wie beispielsweise PtG übernommen werden muss. Trotz der geringen Wirkungsgrade kommen also auch die PtG-Technologie zum Einsatz, um längere Zeiträume zu überbrücken.

¹⁵ Der Brennstoffpreis für Braunkohle beinhaltet auch weitere variable Kosten für den Betrieb des Tagebaus.

Abbildung 3-8: Durchschnittliche CO₂-Emissionen pro ausgespeicherter bzw. erzeugter MWh* Strom



* Ein positiver Wert weist auf zusätzliche Emissionen hin, während negative Werte auf eine Reduktion der Emissionen aufgrund des Betriebs der jeweiligen Flexibilitätswahl hinweisen.

Bandbreiten ergeben sich wenn unter einer Kategorie mehrere Einzeltechnologien oder Kraftwerke zusammengefasst sind.

Grüne Balken bzw. Rauten beziehen sich auf das Szenario 80% EE.

Quelle: Öko-Institut e.V.

Diese Erkenntnisse lassen die generellen Schlussfolgerungen zu, dass erstens ein reiner Einsatz der Flexibilitätsoptionen im Arbitrage-Geschäft auch noch bei 80 % EE-Anteil bei den meisten Optionen zu erhöhten CO₂-Emissionen führt, und zweitens ein ökologischer Betrieb der Flexibilitätsoptionen eine angepasste Betriebsweise voraussetzt, bei der die Integration von EE im Vordergrund stehen muss. Im Falle einer ökologischen Merit Order, in der die Kraftwerke entlang ihrer spezifischen CO₂-Emissionen zum Einsatz kommen, würde auch mit der Funktion „Brennstoffwechsel“ eine CO₂-Reduktion erzielt.

V. Welchen Nutzen haben zusätzliche Flexibilitätsoptionen im Stromsystem in den unterschiedlichen Entwicklungsstufen der Energiewende?

Die unterschiedlichen Phasen der Energiewende im Stromsystem definieren sich über steigende Anteile erneuerbarer Energien und einen Rückgang des fossilen Kraftwerksparks. Bis ca. 60 % EE-Anteil sind nur geringe Überschüsse und kaum Defizite zu erwarten. Flexibilitätsoptionen mit hohen Wirkungsgraden tragen zu einer Optimierung im bestehenden Kraftwerkspark bei. Mit steigenden Anteilen erneuerbarer Energien und einem parallelen Rückgang des konventionellen Kraftwerksparks kommt es dann vermehrt zu Leistungsdefiziten. Ab 80 % EE-Anteil dehnen sich Defizitzeiträume auf über mehrere Wochen aus. Aus diesem Grund werden Optionen zur Deckung dieser „dunklen Flauten“ zentral. Dabei werden Speicheroptionen mit sehr hohen Speicherkapazitäten wie Power-to-Gas notwendig.

Der EE-Anteil an der Deckung der Stromnachfrage kann genutzt werden, um vier Phasen der Energiewende zu definieren. Auf Basis unterschiedlicher Modellierungsläufe und einer Literaturrecherche können für jede Phase der Flexibilitätsbedarf, die Funktionen der Flexibilitätsoptionen sowie vorteilhafte Eigenschaften im Sinne einer ökologischen Flexibilitätsbereitstellung dargestellt werden (vergleiche Abbildung 3-9). Im Folgenden werden die unterschiedlichen Phasen beschrieben und insbesondere der Nutzen von zusätzlichen Flexibilitätsoptionen in den jeweiligen Phasen erläutert. Es ist grundsätzlich zu beachten, dass aufgrund von Netzengpässen die beschriebenen Phasen oder Situationen schon frühzeitig in bestimmten Netzgebieten auftreten können. Diese Betrachtung steht jedoch nicht im Fokus der vorliegenden Studie.

Abbildung 3-9: Die vier Phasen der Energiewende und Implikationen für ökologische Flexibilitätsbereitstellung

	Phase I	Phase II	Phase III	Phase IV
Phasen Definition	<p>40% EE</p> <ul style="list-style-type: none"> Keine Defizite keine nennenswerten EE-Überschüsse <p>→ Kein Flexibilitätsbedarf (Erzeugung/Nachfrage)</p>	<p>60% EE</p> <ul style="list-style-type: none"> geringe Defizite (insbes. Leistungsdefizite) nennenswerte EE-Überschüsse 	<p>80% EE</p> <ul style="list-style-type: none"> Defizite bis zu Wochen Hohe EE-Überschüsse 	<p>100% EE</p> <ul style="list-style-type: none"> Defizite über mehrere Wochen Hohe EE-Überschüsse
Funktionen von Flexibilität	<ul style="list-style-type: none"> Mehr Flexibilität führt zu vermehrten CO₂-Emissionen, weil die Kohleverstromung erhöht wird. Flexibilität wird ggf. effizienter zur Verfügung gestellt (höhere Wirkungsgrade, geringere Speicherverluste) 	<ul style="list-style-type: none"> Mehr Flexibilität führt zu Integration von EE, aber auch teilweise noch zu vermehrten CO₂-Emissionen, weil die Kohleverstromung erhöht wird (abhängig vom Kraftwerkspark) Neue Flexibilität wird benötigt zur Lastdeckung 	<ul style="list-style-type: none"> Abhängig vom KW-Park wird jedoch immer noch die Kohleverstromung verstetigt. Die effiziente Nutzung der EE-Überschüsse, die Deckung der Kapazitätslücke und Überbrückung von Flauten wird relevanter. 	<ul style="list-style-type: none"> Die effiziente Speicherung/Verschiebung (Wirkungsgrad, Speicherverluste) der EE-Überschüsse, die Deckung der Kapazitätstücke und Überbrückung von Flauten ist zentral.
	<p>[1]: Integration von EE</p> <p>[2]: Brennstoffswitch zu günstigeren Optionen</p> <p>[3]: Optimierung innerhalb eines Brennstoffs</p>	<p>[1]: Integration von EE</p> <p>[2]: Brennstoffswitch zu günstigeren Optionen</p> <p>[3]: Optimierung innerhalb eines Brennstoffs</p>	<p>[1]: Integration von EE</p> <p>[2]: Brennstoffswitch zu günstigeren Optionen</p>	<p>[1]: Integration von EE</p>
Vorteilhafte Eigenschaften & Mögliche ökologische Optionen	<p>1. Hohe Wirkungsgrade</p> <p>Ökologische Betriebsweise notwendig</p> <ul style="list-style-type: none"> → DSM Industrie → DSM GHD 	<p>1. Hohe Wirkungsgrade</p> <p>Ökologische Betriebsweise relevant</p> <ul style="list-style-type: none"> → DSM Industrie → DSM GHD → Batterie Li-Io 	<p>1. Hohe Wirkungsgrade</p> <p>2. Speicherkapazität</p> <p>Ökologische Betriebsweise z.T. noch relevant</p> <ul style="list-style-type: none"> → DSM Industrie → DSM GHD → Batterie Li-Io → PTG 	<p>1. Speicherkapazität</p> <p>2. Hohe Wirkungsgrade</p> <ul style="list-style-type: none"> → Fast alle Kurzzeitoptionen relevant → PTG

Quelle: Öko-Institut e.V. auf Basis von (Bauknecht, 2016)

- Die Phase I wird über einen EE-Anteil von 40 % definiert. In dieser Phase können die vorhandenen Erzeugungs- und Speichertechnologien die Nachfrage und Erzeugung zu jedem Zeitpunkt zur Deckung bringen. Die EE-Überschüsse sind nicht relevant. Aus diesem Grund ergibt sich kein zusätzlicher Bedarf an Flexibilität im System. Diese Betrachtung berücksichtigt jedoch nicht die netzbedingten Überschüsse und Defizite. Aus Netzsicht sind insbesondere die Überschüsse in dieser Phase relevant, da aufgrund von Netzengpässen z.T. die Erzeugung aus EE nicht aus einzelnen Regionen abgeführt werden kann. Werden in dieser Phase zusätzliche Flexibilitätsoptionen zugebaut, so treten diese in Konkurrenz zu bestehenden Optionen (z.B. Pumpspeicherwerke). Bei hohen Wirkungsgraden der zusätzlichen Flexibilitätsoptionen kann somit Flexibilität zum Teil effizienter zur Verfügung gestellt werden. Aufgrund der geringen EE-Anteile in dieser Phase führen die zusätzlichen Flexibilitätsoptionen jedoch hauptsächlich zu einem Brennstoffwechsel hin zu günstigeren Optionen. Aufgrund dieses dominanten Effekts wird die günstige Braun- und Steinkohleverstromung erhöht. Das führt wiederum zu steigenden CO₂-Emissionen. Um diesen ökologisch negativen Effekt zu minimieren existieren drei Optionen:
 - Es könnte generell auf den Zubau von Flexibilitätsoptionen in dieser Phase verzichtet werden. Dagegen spricht jedoch, dass der Aufbau von Flexibilitätsoptionen in einer dynamischen Betrachtung notwendig ist und im Sinne einer Technologie- und Systemweiterentwicklung nicht ausgebremst werden sollte. Der beschriebene negative CO₂-Effekt sollte demnach nicht gegen zusätzliche Flexibilität, sondern vielmehr für eine aktive Kohlepolitik sprechen.
 - Der Zubau von Optionen mit hohen Wirkungsgraden führt in dieser Phase aus ökologischer Sicht zu den geringsten zusätzlichen CO₂-Emissionen. Die Untersuchungen haben gezeigt, dass Lastmanagementoptionen im Gewerbe- oder Industriebereich mit hohen Wirkungsgraden hier prädestiniert sind.
 - Um den negativen CO₂-Effekt gänzlich zu vermeiden, können neue Flexibilitätsoptionen auf Basis der Verfügbarkeit von Stromerzeugung aus EE betrieben werden. Mit einer solchen Betriebsweise wird die Erhöhung der Kohleverstromung vermieden (vergleiche hierzu auch Ergebnis IV).
- In Phase II mit ca. 60 % EE-Anteil treten erste Defizite auf. Diese Defizite zeichnen sich dadurch aus, dass lediglich einzelne Stunden betroffen sind. Die fehlende Leistung ist sehr viel relevanter als die Energiemenge (Leistungsdefizit). Gleichzeitig steigen die bilanziellen EE-Überschüsse. Aus diesem Grund können zusätzliche Flexibilitätsoptionen in dieser Phase vermehrt das überdies nicht genutzte EE-Angebot in das System integrieren. Aus diesem Grund können auch Optionen mit geringfügig geringeren Wirkungsgraden (Lithium-Ionen Batterien) in dieser Phase einen ökologischen Beitrag zur Flexibilitätsbereitstellung leisten. Diese zusätzliche Flexibilität wird auch benötigt, um die Last zu jedem Zeitpunkt zu decken, ohne, dass neue fossile Kraftwerke gebaut werden müssen. Aufgrund der immer noch hohen Kohleverstromung ist die oben beschriebene ökologische Betriebsweise weiter relevant.
- Die Phase III beschreibt eine Welt mit ca. 80 % EE-Anteil an der Stromnachfrage. Es treten signifikante Leistungsdefizite über mehrere Wochen auf. Die EE-Überschüsse steigen im Vergleich zur Phase II stark an. Weil kaum mehr günstige CO₂-intensive Kraftwerke im System sind besteht die Hauptaktivität der Flexibilitätsoptionen in der Integration von EE und Spitzenlastdeckung. Um den Flexibilitätsbedarf möglichst effizient und ökologisch zu decken, müssen Flexibilitätsoptionen die EE-Überschüsse möglichst effizient nutzen, die Kapazitätslücke decken sowie längere Flauten überbrücken. Aus diesem Grund wird neben einem hohen Wirkungsgrad auch die Speicherkapazität relevanter. Neben den bereits in den vorherigen Phasen ökologisch sinnvollen Optionen müssen nun Speicher mit hohen Speicherkapazitäten in das System zugebaut werden (z.B. Power-to-Gas). Insbesondere bei den Optionen mit gering-

eren Wirkungsgraden ist jedoch im Betrieb darauf zu achten, dass kein Kohlestrom der verbleibenden Kraftwerke eingespeichert wird.

- In der Phase IV decken erneuerbare Energien 100 % der Stromnachfrage. Wenn keine fossilen Kraftwerke mehr vorhanden sind, treten Defizite über mehrere Wochen auf. Auch die EE-Überschüsse sind enorm. Es besteht Bedarf an zusätzlichen Flexibilitätsoptionen die einerseits die EE-Überschüsse effizient verschieben, sowie die Kapazitätslücke decken können. Zur Deckung der Kapazitätslücke und zur Überbrückung von Flauten müssen Optionen in das System zugebaut werden, die mit Hilfe einer großen Speicherkapazität diese Zeiträume überbrücken können. In dieser Phase sind fast alle perspektivischen Flexibilitätsoptionen relevant, um die notwendige Kapazität zu Verfügung zu stellen. Um die notwendige Speicherkapazität bereitstellen zu können, sind Langzeitspeicher unabdingbar.

VI. Welche sonstigen ökologischen Effekte sind bei der aus CO₂-Sicht vorteilhaften Option Lastmanagement zu berücksichtigen?

Lastmanagement ist aus ökologischer Sicht eine vorteilhafte Flexibilitätsoption mit hohen Wirkungsgraden. Der Einsatz dieser Option kann aus diesem Grund auch schon im Arbitrage-Geschäft bei Anteilen von 60 % EE zu einer Verminderungen der CO₂-Emissionen führen. Es ist jedoch sicherzustellen, dass nicht solche Prozesse für Lastmanagement ertüchtigt werden, die einen hohen spezifischen Stromverbrauch aufgrund ihrer Ineffizienz haben. Hinweise für effiziente Prozesse (bzw. im Umkehrschluss für ineffiziente Prozesse) können entsprechende Zertifikate oder die Teilnahme an KfW-Förderprogrammen mit entsprechenden Effizienzanforderungen geben.

Die in Kapitel IV erläuterten Modellierungsergebnisse zeigen die Vorteile der Lastmanagementoptionen deutlich auf. Aufgrund der hohen Wirkungsgrade dieser Optionen führen diese zum Teil schon bei 60 % EE-Anteil zu einer Reduktion der CO₂-Emissionen (vergleiche Abbildung 3-8).

Hohe Wirkungsgrade sind insbesondere bei Lastmanagementoptionen zu erwarten, die auf der Basis von Produktend- oder -zwischenlagern die Lasten des Produktionsprozesses hoch- oder runterfahren können. Optionen mit einer starken Profilabhängigkeit der Flexibilität (z.B. ein flexibler Prozess läuft lediglich an vier Stunden pro Tag) oder Optionen, die auf Wärme- oder Kältespeichern basieren, haben geringfügige Nachteile in Bezug auf den Gesamtwirkungsgrad.

Im Bereich Lastmanagement ist die Versuchung groß, möglichst energieintensive Prozesse zu flexibilisieren, um möglichst viel „Verschiebemasse“ zu erzeugen. Es ist jedoch sicherzustellen, dass nicht solche Prozesse für Lastmanagement ertüchtigt werden, die einen hohen spezifischen Stromverbrauch aufgrund ihrer Ineffizienz haben.

In Heinemann et al. (2014) konnte anhand des Beispiels der Nachtspeicherheizung (NSH) dargelegt werden, dass die CO₂-Einsparungen durch die vermehrte Integration von EE durch die Flexibilisierung eines Prozesses nicht per se größer sind als der erzielte Nutzen, wenn der Prozess durch einen effizienteren substituiert wird. Der Haupteffekt, der aus dem Austausch der NSH zu Gunsten elektrischer Wärmepumpen resultiert, ist der reduzierte Strombedarf zur Deckung der Wärmenachfrage. Dadurch kann insbesondere fossile Stromproduktion eingespart werden und CO₂-Emissionen können somit erheblich reduziert werden. Eine Flexibilisierung der Nachtspeicherheizungen führt hingegen zu geringeren CO₂-Einsparungen.

Generell ist bei Flexibilisierung von Produktionsprozessen aus ökologischer Sicht auch zu beachten, dass das Endprodukt (oder gar der Endnutzen) und nicht der Prozess entscheidend ist. Das kann insbesondere bei Industrieprozessen relevant sein. Zum Beispiel kann ein Verfahren zur Chlorherstellung durch ein effizienteres Verfahren ersetzt werden. Hartkopf et al. (2012) stellen zur Chlorproduktion fest: *„Es ist deutlich ein Trend erkennbar, bei dem das Amalgamverfahren und zu einem kleinen Anteil ebenfalls das Diaphragmaverfahren durch das Membranverfahren substituiert werden. In Deutschland hat sich die Chlorindustrie bis zum Jahre 2020 selbst verpflichtet größtenteils aus dem Amalgamverfahren auszusteigen, weil die Verwendung von Quecksilber umwelttechnisch bedenklich ist und außerdem einen hohen spezifischen Strombedarf hat. Daher wird der Substitutionsprozess bis zum Jahre 2020 abgeschlossen sein.“* Eine Flexibilisierung des Diaphragma- bzw. das Amalgamverfahrens wäre also aus ökologischer Sicht bedenklich.

Diese Beispiele zeigen, dass eine vorsichtige Auswahl der zu flexibilisierenden Prozesse aus ökologischer Sicht notwendig ist. Als Indikatoren für effiziente Prozesse können KfW-

Effizienzprogramme dienen, die die Steigerung der Energieeffizienz und Modernisierung von Prozessen (KfW-Effizienzprogramm: Produktionsanlagen und -Prozesse (292/293)) und Energieeinspareffekte u.a. in den Bereichen Heizung & Kühlung oder Prozesswärme und -kälte fördern (z.B. KfW-Effizienzprogramm (242/243/244)).

VII. Wie unterscheidet sich ein Zubau von Flexibilitätsoptionen nach ökologischen Kriterien von einem Zubau nach ökonomischen Kriterien?

Flexibilitätsoptionen mit hohen Wirkungsgraden zwischen 90 % und 100 % weisen die geringsten spezifischen CO₂-Emissionen auf. Aus diesem Grund schneiden diese Optionen in der ökologischen Zubau-Rangfolge gut ab. Auch in der ökonomischen Rangfolge platzieren sich diese Optionen im oberen Drittel, da zusätzlich auch die spezifischen Investitionen (z.B. bei Lastmanagementoptionen) gering sind. Die Zubau-Rangfolgen nach einerseits ökologischen und andererseits ökonomischen Kriterien unterscheiden sich aus diesem Grund im oberen Drittel nur geringfügig. In einer dynamischen Betrachtung ist für steigende EE-Anteile davon auszugehen, dass sich die Rangfolgen weiter angleichen, da die Integration von erneuerbaren Energien relevanter wird und zukünftig auch die größte Arbitrage erzielen lässt. Szenarienanalysen zeigen, dass in Systemen mit sehr hohen EE-Anteilen ein Großteil des Potenzials der alternativen Flexibilitätsoptionen ausgeschöpft werden muss und somit ein Zubau von Flexibilitätsoptionen nach ökologischen Kriterien insbesondere in der Übergangphase wichtig ist.

Um den Effekt eines Zubaus von Flexibilitätsoptionen anhand von ökologischen Kriterien mit einem Zubau nach ökonomischen Kriterien vergleichen zu können, müssen zunächst die entsprechenden Rangfolgen gebildet werden. Diese Rangfolgen wurden entsprechend der in Kapitel 2.4.2 beschriebenen Methodik ermittelt. Dabei sind folgende Annahmen zu beachten:

- Für beide Rangfolgen wurde angenommen, dass PTG als Langzeitspeicheroption mit relativ geringem Wirkungsgrad dann zugebaut wird, wenn die alternativen, effizienteren Optionen den Langzeitspeicherbedarf nicht mehr decken können. Sie stehen somit in der Rangfolge nicht in direkter Konkurrenz.
- Der Zubau (in GW flexible Leistung) orientiert sich an der im Projekt „Systematischer Vergleich von Flexibilitätsoptionen“ durchgeführten Potenzialanalyse (Bauknecht, 2016; Koch et al., 2015). Für Optionen, die nicht durch ein technisches Potenzial beschränkt sind, wurde eine Obergrenze von 10 GW angenommen. Redox-Flow und Blei-Säure Batterien wurden jeweils nur mit 5 GW eingesetzt, da angenommen wird, dass sich der zukünftige Zubau verstärkt auf die Lithium-Ionen Technologie konzentrieren wird.
- Für den gestuften Zubau neuer Flexibilitätsoptionen in der Modellierung wurden Cluster gebildet, die 10 GW flexible Leistung nicht überschreiten.

Die **ökologische Rangfolge** orientiert sich in erster Linie an den für das 60 % EE-Szenario ermittelten spezifischen CO₂-Emissionen pro ausgespeicherter bzw. erzeugter MWh (vergleiche Kapitel 2.4.2). Optionen mit hohen Wirkungsgraden weisen dabei vergleichsweise geringe spezifische CO₂-Emissionen pro MWh auf (vergleiche Abbildung 3-8).

Zudem wurden für die ökologische Rangfolge auch weitere ökologische Auswirkungen von Flexibilitätsoptionen berücksichtigt. Dabei sind insbesondere Optionen mit großem Flächenverbrauch (PSW) sowie Optionen mit problematischem Ressourcenbedarf (Batterien) zu beachten. Diese Optionen wurden in der Rangfolge im Falle ähnlicher spezifischer CO₂-Emissionen wie bei einer Konkurrenzoption zurückgestuft. Diese Optionen sind in der Tabelle 3-2 mit einem Stern gekennzeichnet. Flexible Biomasseanlagen (erweiterter Gasspeicher und höhere BHKW-Leistung) konnten nicht in der beschriebenen Methodik berücksichtigt werden. Da aber für den Gasspeicher keine signifikanten Verluste anzunehmen sind und die Speicherkapazität mit 12 Stunden im Vergleich zu anderen Flexibilitätsoptionen hoch ist, wird davon ausgegangen, dass sich diese Option in der ökologischen Rangfolge hinter den Lastmanagementoptionen einordnet.

Aufgrund ihrer hohen spezifischen CO₂-Emissionen finden sich fossil befeuerte Kraftwerke am Ende der ökologischen Rangfolge.

Tabelle 3-2: Ökologische Rangfolge für den Zubau zusätzlicher Flexibilitätsoptionen

	Ökologische Rangfolge	Zubau [GW]	Potenzial [GWh]
Power to Gas als Langzeitspeicher	DSM Industrie & GHD & HH	7,6	30,4
	flexible Biogasanlagen	4,7	17,5
	Batterie Lithium-Ionen*	10,0	40,0
	Pumpspeicherwerke & Batterie Redox-Flow	10,0	67,5
	Pumpspeicherwerke & Batterie Blei-Säure	10,0	57,5
	Druckluftspeicher	0,8	1,6
	neues Gaskraftwerk	-	-
	neues Steinkohlekraftwerk	-	-
	neues Braunkohlekraftwerk	-	-

* Aufgrund sonstiger ökologischer Auswirkungen erfolgte eine Abwertung bei Lithium-Ionen Batterien im Vergleich zu Lastmanagementoptionen, die auf Wärmespeichern basieren.

Quelle: Öko-Institut e.V.

Die ökonomische Rangfolge der Flexibilitätsoptionen basiert auf den Ergebnissen des Projektes „Systematischer Vergleich von Flexibilitätsoptionen“ (vergleiche Kapitel 2.4.2 und (Bauknecht, 2016)). Optionen mit hohen Wirkungsgraden, geringen spezifischen Investitionen oder langen Lebensdauern setzen sich in der ökonomischen Rangfolge an die Spitze. Fossile Kraftwerke wurden in der angewendeten Barwert-Methode nicht berücksichtigt. In der statischen Analyse für das Jahr 2030 mit ca. 60 % EE-Anteil ist davon auszugehen, dass ein Zubau von Kohlekraftwerken in der ökonomischen Rangfolge einen hohen Rang besetzen kann. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass diese Kraftwerke sich in der Merit-Order an die Spitze setzen und durch Grundlasterzeugung CO₂-ärmere Kraftwerke verdrängen. Solche neuen Kohlekraftwerke würden also nur zum Teil zusätzliche Flexibilität bereitstellen. In der dynamischen Betrachtung wird der Wert einer solchen Erzeugungsstruktur stark sinken. In Abhängigkeit von der Betriebsweise und den in Kapitel 0 angesprochenen Parameter wie Mindesterzeugung, Verluste im Teillastbetrieb und Anfahrzeiten kann sich die Flexibilität im System durch neue Kohlekraftwerke sogar reduzieren. Aus diesen Gründen wird von einer Berücksichtigung von Kohlekraftwerken in der wirtschaftlichen Rangfolge, mit dem Ziel Flexibilität zuzubauen, abgesehen. Neue Gaskraftwerke hingegen können als Spitzenlastkraftwerke zusätzliche Flexibilität bereitstellen und werden entsprechend berücksichtigt.

Tabelle 3-3: Ökonomische Rangfolge für den Zubau zusätzlicher Flexibilitätsoptionen

	Wirtschaftliche Rangfolge	Potenzial [GW]	Potenzial [GWh]
Power to Gas als Langzeitspeicher	DSM Industrie & GHD	5,3	9,4
	Pumpspeicherwerke Zubau	10,0	75,0
	DSM HH	2,3	21,0
	Druckluftspeicher & Batterie Blei-Säure	5,8	21,6
	neues Gaskraftwerk	k.A.	k.A.
	flexible Biogasanlagen	4,7	17,5
	Batterie Redox-Flow	5,0	30,0
	Batterie Li-Io	10,0	40,0
	neues Steinkohlekraftwerk	-	-
	neues Braunkohlekraftwerk	-	-

Quelle: Öko-Institut e.V.

In einer **dynamischen Betrachtung** sind in diesen Rangfolgen die folgenden Veränderungen zu erwarten:

- Für die **ökonomische Rangfolge** ist insbesondere die Entwicklung der spezifischen Investitionen relevant. Die spezifischen Investitionen für Batterien werden weiter fallen. Speziell Lithium-Ionen-Batterien werden zudem im Vergleich zu anderen Batterietechnologien günstiger. Da Lithium-Ionen-Batterien auch einen höheren Wirkungsgrad aufweisen, wird sich die ökonomische Rangfolge weiter der ökologischen Rangfolge angleichen. Zudem werden steigende EE-Anteile die ökonomische Rangfolge weiter an die ökologische Rangfolge heranrücken lassen, da bei einem Rückgang der Kohlekraftwerke zwischen EE-Überschüssen und Gas-Kraftwerken die höchste Arbitrage erzielt werden kann.
- Die **ökologische Rangfolge**, die maßgeblich auf den spezifischen CO₂-Emissionen basiert, ist robust gegenüber steigenden EE-Anteilen (vergleiche Abbildung 3-8).

VIII. Wie unterscheiden sich die CO₂-Effekte eines ökologischen vs. eines ökonomischen Zubaus von Flexibilitätsoptionen?

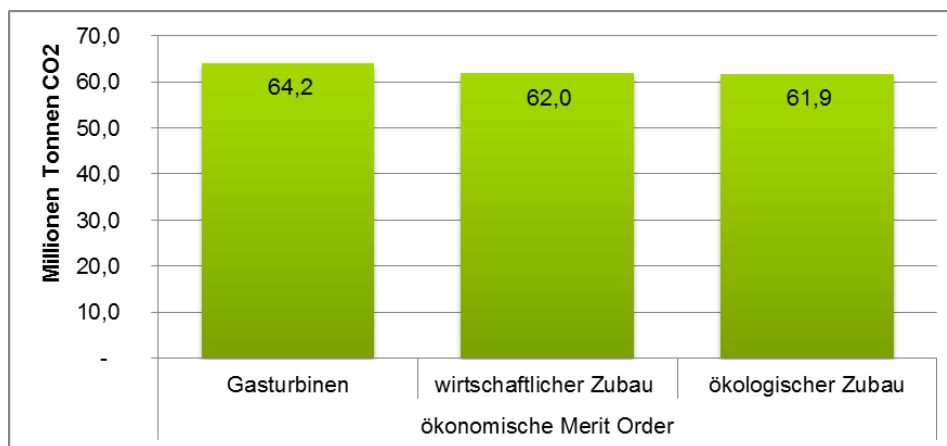
Ein Zubau von Flexibilitätsoptionen nach ökologischen Kriterien führt in einer Welt mit 80 % EE im Vergleich zu einem Zubau nach wirtschaftlichen Kriterien nicht zu signifikanten Unterschieden bezüglich der CO₂-Emissionen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Zubau-Rangfolgen nach ökologischen bzw. ökonomischen Kriterien teilweise die gleichen Optionen beinhalten. Zudem ist der Einfluss der zugrundeliegenden Einsatzreihenfolge (Merit Order) des Kraftwerkparks entscheidender. Während der Zubau von Flexibilität unter einer ökonomischen Merit Order zu 4 % CO₂-Reduktionen pro Jahr führen kann, erreicht dieser Zubau unter einer ökologischen Merit Order CO₂-Reduktionen von bis zu 8 %.

Die Modellanalyse wurde für das Szenario mit ca. 80 % EE durchgeführt. Fossile Kraftwerke sowie die bestehenden Flexibilitätsoptionen (PSW) reichen in diesem Szenario nicht aus, um die Residuallast zu jedem Zeitpunkt zu decken. Es besteht ein Leistungsdefizit von ca. 14 GW sowie ein Erzeugungsdefizit von ca. 1,5 TWh¹⁶. Zur Deckung dieses Defizits wurde solange zusätzliche Flexibilität im System zugebaut, bis eine zusätzliche Option keinen Zusatznutzen in Bezug auf das Leistungsdefizit hatte. Das verbleibende Leistungsdefizit wurde dann durch Gaskraftwerke gedeckt, die mit erneuerbarem Gas aus PTG-Anlagen gespeist werden. Dieses Vorgehen wurde jeweils mit der ökologischen als auch mit der ökonomischen Zubau-Rangfolge (vergleiche Kapitel 0) durchgeführt.

Generell besteht die Möglichkeit, den Flexibilitätsbedarf durch neue Gaskraftwerke zu decken. In dem angenommenen Szenario würden ca. 64 Mio. Tonnen CO₂-Emissionen zu erwarten sein. Ein Zubau von Flexibilitätsoptionen nach wirtschaftlicher Rangfolge kann dazu beitragen die CO₂-Emissionen pro Jahr um ca. 2,2 Mio. Tonnen zu reduzieren (ca. 4 %) (vergleiche Abbildung 3-10). Ein Zubau nach ökologischen Kriterien vermindert die CO₂-Emissionen pro Jahr um ca. 2,3 Mio. Tonnen. Der Unterschied zwischen einem ökologischen und einem ökonomischen Zubau ist demnach praktisch zu vernachlässigen. Das liegt insbesondere daran, dass beide Zubau-Strategien zuerst Lastmanagementoptionen einsetzen und sich auch im Folgenden die Strategien anhand der technischen Parameter nicht signifikant unterscheiden. Hinzu kommt, dass der Flexibilitätsbedarf im gewählten Szenario gering ist. Der Zubau von alternativen Flexibilitätsoptionen ermöglicht, im Vergleich mit einem Szenario in dem Defizite durch neue Gaskraftwerke gedeckt werden, signifikante Emissionsreduktionen aufgrund der Möglichkeit EE-Überschüsse zu speichern und fossile Kraftwerke zu ersetzen.

¹⁶ Eine solche Analyse ist stark von mehreren folgenden Faktoren abhängig. Ein Jahr mit Extrembedingungen resultiert zum Beispiel in sehr viel höheren Flexibilitätsbedarfen. Auch die angenommenen Austauschkapazitäten mit dem Ausland haben einen großen Einfluss auf den Flexibilitätsbedarf im Inland.

Abbildung 3-10: CO₂-seitige Effekte eines ökonomischen versus ökologischen Flexibilitätszubaues zur Bedarfsdeckung im Szenario 80 % EE (2050) – bei ökonomischer Merit Order

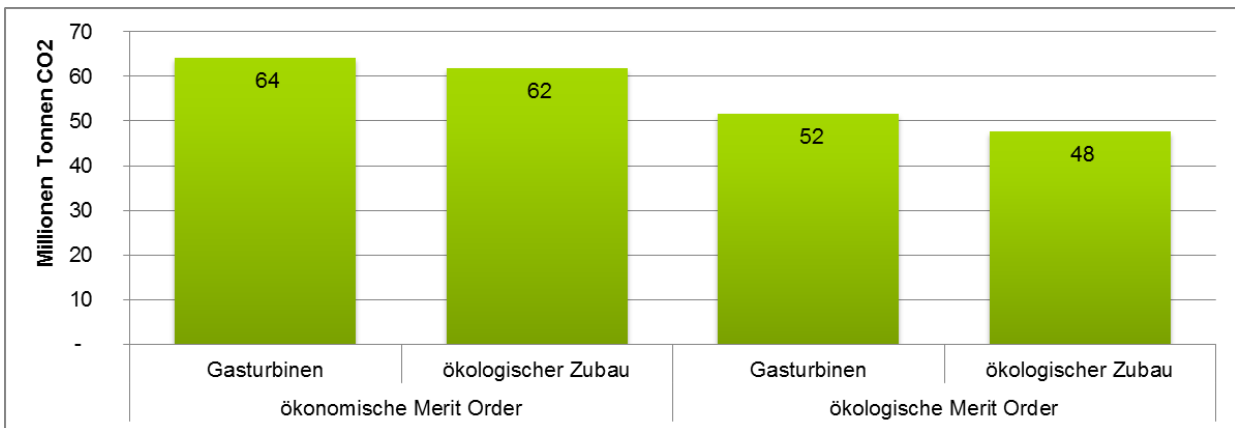


Quelle: Öko-Institut e.V.

In beiden Zubau-Szenarien kommt es zu einem Sättigungseffekt. Der Zubau zusätzlicher Flexibilität mündet nicht in einer weiteren Reduktion der fehlenden Leistung. Dieser Effekt tritt in Situationen auf, in denen über mehrere Tage hinweg ein Leistungsdefizit besteht und die eingesetzten Flexibilitätsoptionen aufgrund der geringen Speicherkapazität den Bedarf nicht mehr decken können. Aus diesem Grund werden Langzeitspeicher benötigt. Hier können PTG-Optionen eingesetzt werden, die mit Hilfe eines Elektrolyseurs (und ggf. zusätzlicher Methanisierung) Gas aus erneuerbaren Überschüssen produzieren und in Gaskraftwerken zu späteren Zeitpunkten wieder verstromen. Für diese Option müssen demnach Elektrolyseure sowie Gaskraftwerke zugebaut werden.

Unter Annahme einer ökologischen Merit Order des Kraftwerkparks präsentiert sich jedoch ein anderes Bild. Abbildung 3-11 zeigt, dass in dem Fall der Zubau von Flexibilitätsoptionen gegenüber einer Flexibilitätsbedarfsdeckung durch Gaskraftwerke die CO₂-Emissionen um ca. 4 Millionen Tonnen reduzieren können (ca. 8%). Dieses Ergebnis lässt erkennen, dass die Rangfolge der Merit Order (bzw. die Betriebsweise der Flexibilitätsoptionen) entscheidend ist. Flexibilitätsoptionen mit hohen Wirkungsgraden können unter Annahme der ökologischen Merit Order sehr viel mehr CO₂ reduzieren, da alle in Kapitel III dargestellten Funktionen zu einer CO₂-Reduktion beitragen.

Abbildung 3-11: CO₂-seitige Effekte im Szenario 80 % EE (2050) – Vergleich zwischen ökonomischer und ökologischer Merit Order



Quelle: Öko-Institut e.V.

IX. Welche sonstigen ökologischen Auswirkungen von Flexibilitätsoptionen mit Fokus auf Flächenverbrauch und Ressourceneinsatz sind zu berücksichtigen?

Neue Flexibilitätsoptionen müssen neben ihrem CO₂-Effekt im Stromsystem auch anhand der sonstigen ökologischen Auswirkungen bewertet werden. Hier spielen Landschaftseingriffe bei Großspeichern (z.B. Pumpspeicherwerke) eine besondere Rolle. Bei elektrochemischen Speichern sind die Rohstoffgewinnung sowie die Recyclingkette zu berücksichtigen und deren Nachhaltigkeit ggf. mit entsprechenden Zertifikaten und Nachweisen zu belegen. Bei der Flexibilität Lastmanagement ist aus Ressourcensicht eine Aktivierung von Großverbrauchern der Aktivierung von Kleinverbrauchern vorzuziehen. Zudem sollten energie-ineffiziente Prozesse zuerst optimiert werden, bevor sie für ein Lastmanagement ertüchtigt werden.

Den ökologischen Einfluss, den eine Flexibilitätsoption auf die Umwelt hat, kann durch verschiedene Faktoren (Flächenverbrauch, Ressourcenverbrauch und benötigte Menge, Risiken bei der Nutzung, ökologischer Einfluss, Recycling/Verwertung) beschrieben werden. Diese können in unterschiedlichen Abschnitten des Lebenszyklus einer Anlage betrachtet werden, nämlich:

- Herstellung,
- Betrieb,
- und Recycling/Verwertung.

Der Umwelteinfluss in der **Phase „Herstellung“** umfasst den Einfluss, den eine Anlage vor dem Betrieb auf die Umwelt hat. Neben dem indirekten Flächenverbrauch, der bei der Gewinnung von Ressourcen für die Fertigung auftritt, spielt hierbei auch der direkte Flächenverbrauch für das Errichten einer Flexibilität eine Rolle. Flexibilitäten können einen geringen bis sehr geringen direkten Flächenverbrauch aufweisen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass diese Technologien nur einen geringen Platzbedarf haben, wie etwa ein Batteriespeicher, oder bereits vorhandene Infrastruktur nutzen, um Flexibilität zu aktivieren, so etwa Lastmanagement. Großtechnische Flexibilitätsoptionen, wie Kraftwerke oder Pumpspeicher, sind mit einem großen Flächenverbrauch verbunden wenn technologische Grundlagen neu errichtet werden müssen. Der indirekte Flächenverbrauch von Batteriespeichern ist besonders groß durch die Förderung von seltenen Erden. Als weiterer Einflussfaktor ist zu berücksichtigen, dass unterschiedliche Rohstoffe notwendig sind, um Technologien zu fertigen. Die Gewinnung und Verarbeitung dieser kann ebenso negative Auswirkungen auf die Umwelt haben. Für die Gewinnung von seltenen Erden werden etwa Chemikalien eingesetzt, die bei einem Eintrag in die Umwelt Schäden anrichten können (Hellmüller, 2012). Eine Zertifizierung der Förderung kann hier gewährleisten, dass Sicherheits- und Umweltstandards eingehalten werden. Es sollte hierbei an etablierte Prozesse angeknüpft werden (z.B. blauer Engel).

Neben der Art der verwendeten Ressourcen und Komponenten unterscheiden sich die einzelnen Technologien in der benötigten Menge voneinander. Je geringer die benötigte Menge und der mit der Gewinnung verbundene Einfluss auf die Umwelt, desto geringer der Einfluss einer Technologie. So benötigen Batteriespeicher eine geringere absolute Menge an Rohstoffen im Vergleich zu etwa PSW, diese weisen jedoch eine größere Kritikalität bei der Gewinnung als andere Rohstoffe auf, was bei der Betrachtung dieser Technologie berücksichtigt werden sollte. Im Bereich der Nachfrageflexibilisierung wird nur eine geringe Menge an Ressourcen für die individuelle Aktivierung des Potenzials benötigt. Aus Ressourcensicht ist aus diesem Grund die Aktivierung größerer Verbraucher der Aktivierung vieler Kleinverbraucher vorzuziehen.

Ebenso wie bei der Fertigung sind in der **Phase „Betrieb“** der Flächenverbrauch sowie der ökologische Einfluss zu berücksichtigen, ebenso werden etwaige Risiken bei der Nutzung dieser Anlagen betrachtet. Im Unterschied zur Betrachtung des Flächenverbrauchs bei der Fertigung ist der Flächenverbrauch bei der Verwendung dadurch definiert, dass bei der Nutzung von Technologien eine bestimmte Fläche verbraucht wird. Dies ist dann der Fall, wenn eine Flexibilität durch einen Brennstoff betrieben wird, wie etwa im Falle von Biomassekraftwerken, oder bei fossilen Brennstoffen. Der ökologische Einfluss einer Anlage beschreibt den Einfluss auf die Umwelt. Dies ist besonders der Ausstoß von gesundheits- oder umweltschädlichen Stoffen durch die Nutzung einer Flexibilität. Im Bereich von Stein- und Braunkohlekraftwerken führt die Verbrennung von Kohle zu einer gesundheits- und umweltschädlichen Luftverschmutzung (Health and Environment Alliance, 2013). Ebenso kann die Nutzung von Gewässern als Kühlwasserquelle dazu führen, dass es zu einer Erwärmung dieser Gewässer und so einer Beeinträchtigung vorhandener Ökosysteme kommt (Fleischli & Hayat, 2014). Auch der Betrieb von PSW kann durch den Einsatz von Pumpe und Turbine Auswirkungen auf die Strömungseigenschaften eines Gewässers haben und Ökosysteme beeinträchtigen (Bruder et al., 2012; Yang, 2014). Ein weiterer technologischer Unterschied liegt in der Wahrscheinlichkeit eines Betriebsunfalls und den damit verbundenen Folgen. Während einzelne Technologien unkritisch in ihrer Nutzung sind (PSW oder Lastmanagement), kann die Folge eines Betriebsunfalls bei der Nutzung von Batteriespeichern ein Austritt von umweltschädlichen Chemikalien sein (Hsing Po Kang, Daniel et al., 2013).

Nachdem eine Flexibilität das Ende ihrer Nutzungsdauer erreicht hat (**Phase Recycling/Verwertung**), ist es notwendig zu betrachten, wie mit einer Technologie weiter verfahren wird. Einige Flexibilitäten wie PSW weisen eine sehr lange Lebensdauer auf oder zeigen nur eine geringe Kritikalität bei der Wiederverwendung oder dem Recycling. Dies ist in erster Linie auf die verwendeten Ressourcen zurückzuführen. Für PSW sind dies Stahl oder Beton, deren Wiederverwendung bereits etabliert ist oder kleintechnische Komponenten im Bereich von Lastmanagement wie etwa Prozessoren zur Kommunikation mit Verbrauchern. Im Fall von Batteriespeichern ist allerdings darauf zu achten, dass eine etablierte Recyclingstruktur entwickelt wird. Diese ist für eine sichere Aufbereitung und Wiederverwendung der kritischen Komponenten und Ressourcen notwendig und kann so den ökologischen Einfluss einer Anlage reduzieren. Bei den Batterietechnologien sind diese Recyclingverfahren jedoch bisher nur punktuell realisiert. Für die Verwertung von Lithium-Ionen-Batterien finden sich daher nur vereinzelte Recyclingstätten, die unterschiedliche Verfahren anwenden (Weyhe, 2013). Die Zertifizierung von Recyclingprozessen kann gewährleisten, dass Sicherheits- und Umweltstandards eingehalten werden. Auch hier sollte, wie in der Phase „Herstellung“, an etablierte Prozesse angeknüpft werden (z.B. Blauer Engel).

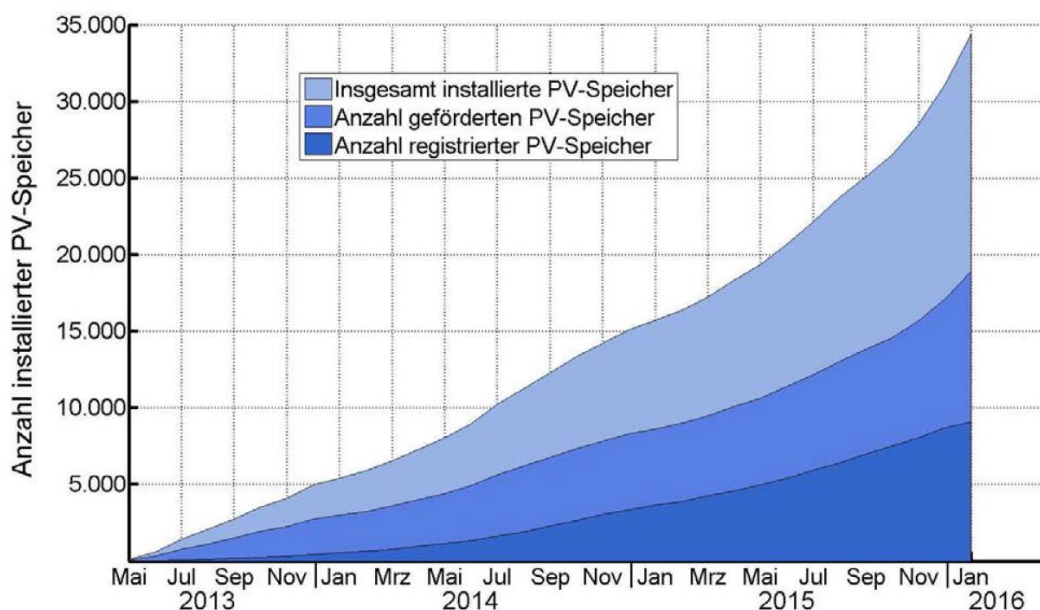
X. Welche Aspekte sind aus ökologischer Sicht bei dezentralen Kleinspeichern zu berücksichtigen?

Eine Betriebsweise der Flexibilitätsoptionen, die auf maximale Arbitrage am Spotmarkt abzielt, kann zu steigenden CO₂-Emissionen führen (vergleiche hierzu: Kernergebnis IV). Auch bei dezentralen Speichern hat die Betriebsweise Einfluss auf den ökologischen Gesamteffekt. Eine reine Eigenverbrauchsoptimierung ist gesamtsystemisch nicht optimal, wenn z.B. PV-Strom zu Zeiten lokal eingespeichert wird, zu denen an anderer Stelle Strom auf fossiler Basis erzeugt wird. Hier sind entsprechende Anreize für ein systemdienliches Verhalten zu setzen.

Dezentrale Kleinspeicher in Form von Batterien in Verbindung mit kleinen PV-Anlagen werden seit dem Jahr 2013 in Form eines zinsgünstigen Darlehen und durch Tilgungszuschüsse gefördert. Diese Förderung wird durch das BMWi finanziert.¹⁷

Insbesondere aufgrund der oben genannten Förderung von Batteriespeichern in Verbindung mit kleinen PV-Anlagen ist von einem weiteren Zubau dieser dezentralen Speicher zur Eigenverbrauchsoptimierung auszugehen. So wurde in Deutschland im Jahr 2015 fast jede zweite kleine PV-Anlage zusammen mit einem Batteriespeicher installiert (RWTH Aachen, 2016). Auch die jährliche Kostendegression von ca. 18 % bei Lithium-Ionen-Batterien lassen darauf schließen, dass sich dieser Trend fortsetzen wird. Der Zubau von Batteriekapazität in Verbindung mit kleinen PV-Anlagen ist in Abbildung 3-12 dargestellt.

Abbildung 3-12: Kumulierte nutzbare Kapazität der PV-Speicher in Deutschland



Quelle: (RWTH Aachen, 2016)

In der Diskussion über einen ökologischen Zubau von Flexibilitätsoptionen ist zu berücksichtigen, dass sich der momentane Zubau von dezentralen Kleinspeichern (Batterien) weder am

¹⁷ https://www.kfw.de/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-%28Inlandsf%C3%B6rderung%29/PDF-Dokumente/6000002700_M_275_Speicher.pdf

systemischen Nutzen noch an ökologischen Kriterien orientiert sondern verstärkt an der Eigenverbrauchsoptimierung. In diesem Zusammenhang steht in der wissenschaftlichen und politischen Debatte das Problem des sinkenden Beitrags zur Finanzierung des Netzbetriebs im Mittelpunkt. Aus ökologischer Sicht ist jedoch insbesondere der Nutzen dieser Kleinstspeicher für die Integration von Erneuerbaren Energien zu untersuchen.

Dieser Nutzen ist sehr von der Betriebsweise der Speicher abhängig. Wird eine Eigenverbrauchsmaximierung angestrebt, so korreliert dieses Kalkül nur zum Teil mit dem Ein- bzw. Ausspeicherbedarf des Gesamtsystems. Es besteht Gefahr, dass die Nutzung von Speichern zur Optimierung eines kleinen Bilanzraums (bis hin zur Hausebene) zu einer ineffizienten Nutzung der Elektrizität aus Erneuerbaren Energien führt und somit durch diese Betriebslogik systemweit die CO₂-Emissionen steigen (Öko-Institut e.V. & Offis, 2016). Generell ist der Gesamtwirkungsgrad des Batteriespeichers inkl. der Speicherverluste den Netzverlusten gegenüberzustellen. Wird beispielsweise zu einem Zeitpunkt PV-Strom eingespeichert, während an anderer Stelle aus fossilen Energieträgern Strom erzeugt wird, so kann es aus CO₂-Sicht sinnvoller sein, mit Netzverlusten den fossilen Strom mit dem erzeugten PV-Strom zu ersetzen, statt den PV-Strom mit Speicherverlusten einzuspeichern und die fossile Stromerzeugung nicht zu ersetzen. Diese von der eingesetzten Technologie abhängigen möglichen Ineffizienzen sind einem ggf. verminderten Netzausbau gegenüberzustellen. Es besteht also auch ein Trade-Off zwischen Netzkapazität und Speicherkapazität. Für eine ökologische Gesamtbewertung sind zudem die Technologieart des dezentralen Speichers sowie die Einheitsgröße und der damit einhergehende Ressourcenverbrauch zu betrachten (vergleiche hierzu Kapitel IX).

Wenn unabhängig von einem energiewirtschaftlichen Bedarf und einer gesamtwirtschaftlichen Effizienz neue Speicher (z.B. PV-Speicher) in das System integriert werden, kann dies auch die ökologische Zubaureihenfolge von neuen Flexibilitäten beeinflussen. Solche Batteriespeicher müssen dann ggf. als bereits vorhanden angenommen werden und können ökologischere Optionen aus dem System drängen. Für die Abschätzung des sukzessiven Zubaus von Flexibilitätsoptionen sollte daher in wissenschaftlichen Szenarienanalysen ein Grundsockel mit dezentralen Batteriespeichern berücksichtigt werden. Die Frage ist jedoch, ob diese Speicher zur Eigenverbrauchsoptimierung genutzt werden oder zur optimalen Einbindung erneuerbarer Energien aus Gesamtsystemsicht.

Aus Sicht des Verteilnetzes sollten Batteriespeicher so eingesetzt werden, dass die PV-Anlage nicht mit der maximalen Leistung in das Netz einspeist. Der Speicher sollte also nicht lediglich eigenverbrauchsoptimierend eingesetzt werden, sondern auch netzentlastend (Tröster & Schmidt, 2012b). Diese Problematik wurde im Marktanreizprogramm des BMWi berücksichtigt. Demnach dürfen geförderte PV-Batterie-Systeme lediglich 60 % ihrer Nennleistung einspeisen (RWTH Aachen, 2016).

Den von der Betriebsweise abhängigen systemischen Nachteilen dezentraler Speicher sind weitere Aspekte (Demokratisierung der Energiewende, private Investitionen in Flexibilitätsoptionen, Technologieförderung, etc.) gegenüberzustellen. Trotzdem sollte bei dezentralen Speichern neben der Verteilnetz-Dienlichkeit auch eine Gesamtsystem-Dienlichkeit angereizt werden. Betriebsweisen, die sich lediglich an der Eigenverbrauchsoptimierung orientieren ohne die Erzeugungssituation im Gesamtsystem im Blick zu behalten, führen zu einer volkswirtschaftlich suboptimalen Nutzung der eingesetzten Ressourcen.

XI. Kann Flexibilität durch EE-Anlagen bereitgestellt werden, und welche Effekte sind aus ökologischer Sicht zu erwarten?

Alternative Auslegungen und Betriebsweisen von EE-Anlagen zur Verstärkung der Erzeugung können die Residuallast glätten und somit den resultierenden Flexibilitätsbedarf reduzieren. Dabei existiert jedoch ein Trade-off zwischen reduziertem Flexibilitätsbedarf und einer geringeren Erzeugung bei gleichbleibender installierter Leistung. Durch diesen Effekt erhöht sich der Flächenverbrauch durch EE-Anlagen. Im Endeffekt muss abgewogen werden zwischen „systemdienlichen“ EE-Anlagen mit erhöhtem Flächenbedarf und dem Zubau von alternativen Flexibilitätsoptionen (Speicher etc.), die auch wiederum weitere ökologische Auswirkungen haben.

Ein Haupttreiber für steigenden Flexibilitätsbedarf sind die fluktuierenden Erneuerbaren Energien Windkraft und Photovoltaik. Es stellt sich die Frage, ob diese Technologien einen eigenen Beitrag zur Bereitstellung von Flexibilität leisten können bzw. diese Technologien so ausgelegt oder eingesetzt werden können, dass die Fluktuation der Erzeugung reduziert werden kann.

Der Fokus der folgenden Analysen liegt auf Photovoltaik und Windanlagen. Biogasanlagen können mit der Hilfe von Gasspeichern flexibilisiert werden. Aus ökologischer Sicht ist dabei insbesondere die Herkunft bzw. die Anbauart der Biomasse relevant. Diese Diskussion bezieht sich jedoch auf die Biomasse-Verstromung im Allgemeinen und nicht auf die Flexibilisierung dieser im Speziellen und wird an der Stelle deshalb nicht weiter vertieft.

Reduktion der Fluktuation des Gesamterzeugungsprofils durch Kappung der Erzeugungsspitzen

Generell führt eine konstante Kappung der Erzeugungsspitzen sowohl bei PV- als auch bei Windenergieanlagen zu einer Reduktion der Gesamterzeugung. Bei PV-Anlagen ist die Spitzenkappung heute vor allem aus (Verteil-) Netzsicht relevant. Somit müssen Verteilnetze nicht entsprechend der maximalen Erzeugungsleistung ausgebaut werden (vgl. Rehtanz et al., 2014). Mit Einführung des EEG 2012 wurde das Einspeisemanagement neu geregelt. Bei Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 30 kWp kann der Anlagenbetreiber alternativ zu einer ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung die maximale Wirkleistungseinspeisung von vornherein auf 70 % der installierten Leistung begrenzen.

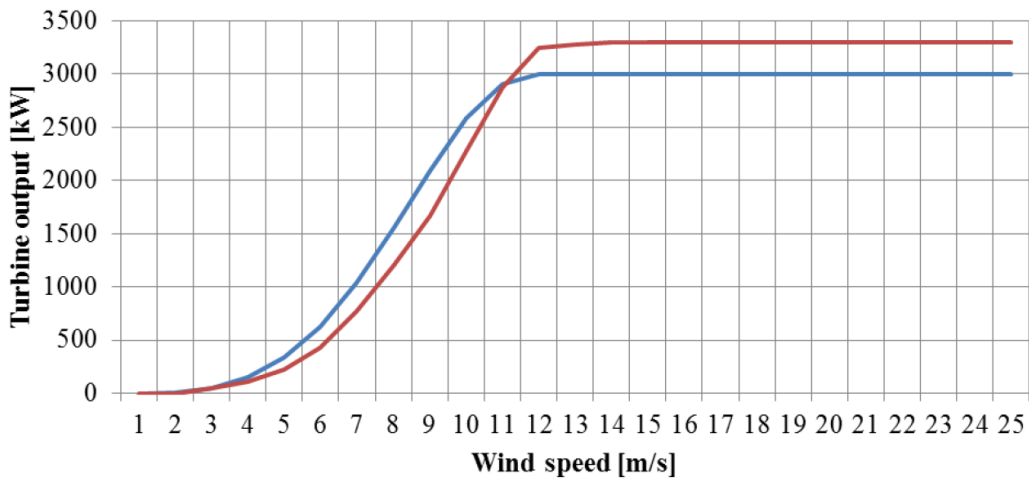
Eine solche Begrenzung der Leistung führt zu einer geringeren Fluktuation der Erzeugung aus PV-Anlagen, jedoch auch zu 1 bis 7 % Verlusten bei der Erzeugungsmenge (in Abhängigkeit von der Auslegung des Wechselrichters sowie der Ausrichtung der Anlage) (Fraunhofer IWES, 2012).

Bei Windenergieanlagen findet eine Fernsteuerung des Einspeisemanagements statt. Eine konstante Kappung der Erzeugungsspitzen findet nicht statt.

Reduktion der Fluktuation des Gesamterzeugungsprofils durch Vergleichmäßigung des Erzeugungsprofils

Bei Windenergieanlagen besteht die Möglichkeit, die Anlagen so auszulegen, dass bei geringeren Windgeschwindigkeiten mehr Strom produziert wird (Schwachwindturbinen). Diese Auslegung geht mit einer geringeren Spitzenleistung sowie höherer Erzeugung bei geringen Windgeschwindigkeiten einher. Dieser Unterschied zwischen den Leistungskurven einer Schwachwindturbine und einer Starkwindturbine ist exemplarisch in Abbildung 3-13 dargestellt.

Abbildung 3-13: Leistungskurve einer Schwachwindturbine (blau) und einer Starkwindturbine (rot)

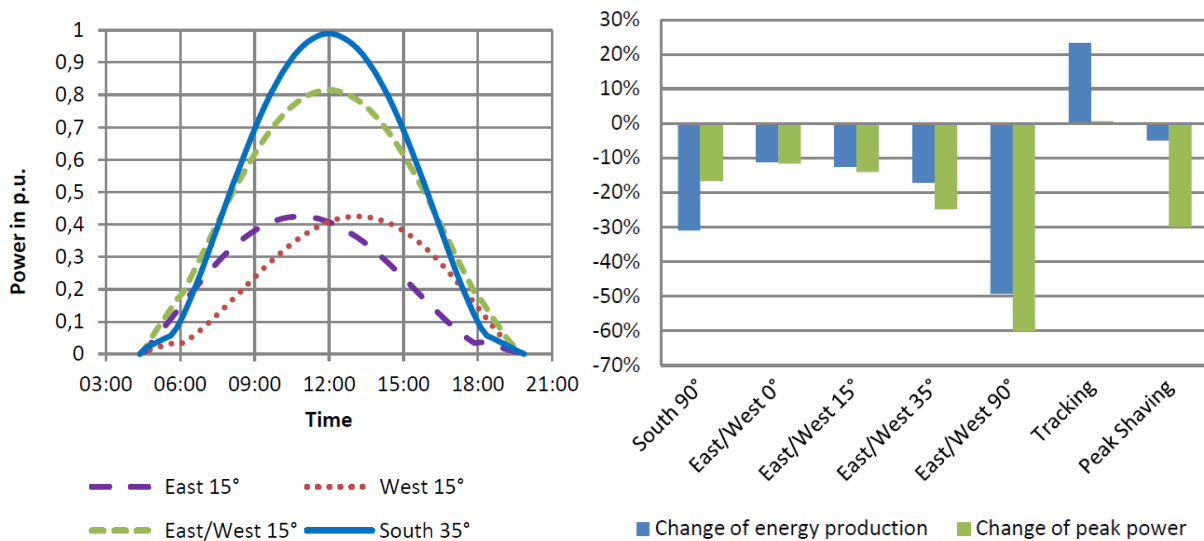


Quelle: (Wimmer, 2014)

Durch einen verstärkten Ausbau von Schwachwindturbinen können Erzeugungsspitzen und Zeiten mit geringer Erzeugung reduziert werden. Die Fluktuation im Gesamterzeugungsprofil geht somit zurück.

Bei PV-Anlagen besteht die Möglichkeit, durch eine Ost-West-Ausrichtung den Erzeugungs-Peak zum Sonnenhöchststand zu reduzieren. Daneben wird die Photovoltaikerzeugung in die Morgen- und Abendstunden gestreckt und die maximalen Gradienten werden reduziert (Agora Energiewende, 2014). Neben der Reduktion der Peak-Produktion führt eine solche Anlagenauslegung jedoch auch zu einer reduzierten Erzeugung. Diese Effekte sind in Abbildung 3-14 dargestellt.

Abbildung 3-14: Vergleich der Peak-Erzeugung und der Stromproduktion aus PV-Anlagen mit unterschiedlicher Ausrichtung im Vergleich mit einer nach Süden ausgerichteten Anlage (35°)



Quelle: (Tröster & Schmidt, 2012a)

Auch Agora Energiewende (2014) hat den Minderertrag einer Ost/West-ausgerichteten Photovoltaikanlage gegenüber einer südausgerichteten Anlage berechnen lassen und kommt bei gleicher installierter Modulleistung auf circa 19 % Minderertrag.

In beiden Fällen, PV und Windenergieanlagen, führt die veränderte Systemauslegung einerseits zu einer konstanteren Erzeugung, andererseits jedoch auch zu einer geringeren Stromerzeugung im gesamten Betrachtungsgebiet (z.B. Deutschland). Mit dem Ziel, die Gesamterzeugungsmenge nicht durch die neuen Systemauslegungen zu reduzieren, müssen mehr Anlagen installiert werden. Bei PV-Anlagen erhöht sich das Gesamtflächenpotenzial, weil weitere Dachflächen mit Ost- oder Westausrichtung genutzt werden können. Bei Windanlagen ist dieser Zusammenhang nicht so einfach darzustellen, da es zwei Möglichkeiten gibt:

- Entweder eine zusätzliche Schwachwindanlage wird an einem Standort errichtet, der nicht für Starkwindanlagen geeignet ist (im Sinne einer besseren Potenzialerschöpfung), oder
- eine Schwachwindanlage wird an einem Standort errichtet, an dem sie eine Starkwindturbine verdrängt.

Unabhängig vom Vergütungsmodell kommt es im zweiten Fall zu Verlusten in der Gesamterzeugung und in der Folge zu einer Erhöhung der Anlagenzahl bei gleicher Erzeugungsmenge. Dies wiederum kann zu Akzeptanzproblemen führen.

Reduktion der Fluktuation des Gesamterzeugungsprofils durch regionale Verteilung von EE-Erzeugungsanlagen

Hierbei ist zunächst zwischen Windenergieanlagen und PV-Anlagen zu unterscheiden.

Agora Energiewende (2014) konnte zeigen, dass eine Verteilung der PV-Anlagen nach Bevölkerung im Vergleich zu einer Verteilung nach dem heutigen Stand (Fokus auf Baden-Württemberg und Bayern) zu ähnlichen Peakleistungen und Residuallasten führt, während die Erzeugungsmenge um ca. 1 % abnimmt.

Für Windenergieanlagen (WEA) ist bei einer starken Konzentration der WEA davon auszugehen, dass diese einer hohen Gleichzeitigkeit der Windgeschwindigkeiten ausgesetzt sind und somit das Erzeugungsprofil sehr gleichförmig verläuft. Es stellt sich die Frage, ob eine stärkere Verteilung der WEA dazu führt, dass das resultierende Gesamterzeugungsprofil weniger fluktuiert, sich also Erzeugungsspitzen und -täler verstärkt ausgleichen.

Wimmer (2014) hat diesen Zusammenhang theoretisch untersucht. Dabei wurde festgestellt, dass die stärkere regionale Verteilung nicht per se vorteilhaft ist. Da auch Standorte mit geringen durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten genutzt werden, müssen verstärkt Schwachwindturbinen zum Einsatz kommen (vergleiche hierzu Abbildung 3-15). Zur Sicherstellung einer bestimmten Erzeugungsmenge in TWh müssen wiederum insgesamt mehr WEA installiert werden. Auch die installierte Kapazität aller Anlagen ist aus diesem Grund höher als bei einer Konzentration der WEA an windstarken Standorten. Das wiederum führt dazu, dass die Fluktuation des Gesamterzeugungsprofils nicht verringert werden kann und sich die Peakleistung des Gesamterzeugungsprofils in dem untersuchten Szenario sogar erhöht.

Abbildung 3-15: Vergleich der Anlagenverteilung zur Erzeugung einer einheitlichen Strommenge [TWh] bei starker räumlicher Konzentration und bei Gleichverteilung

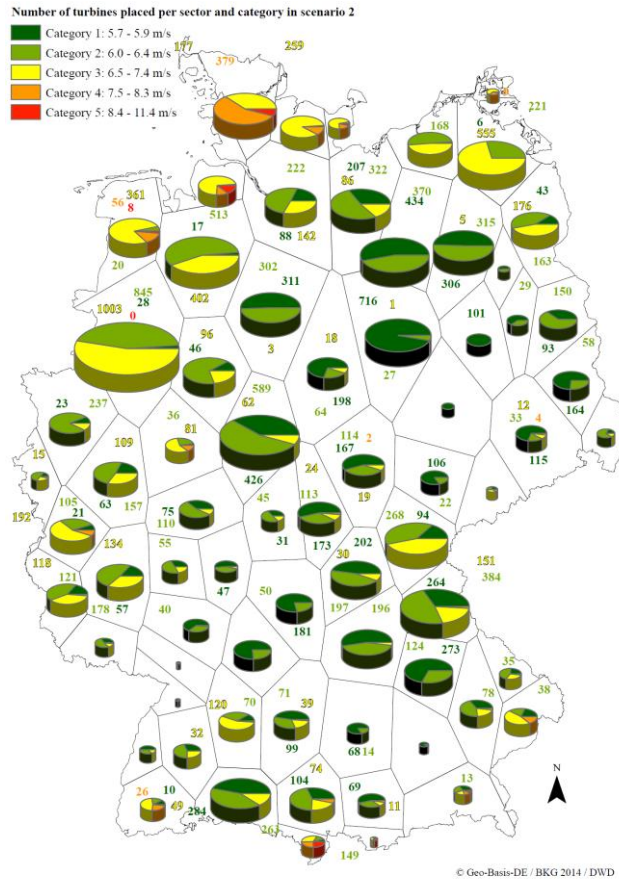
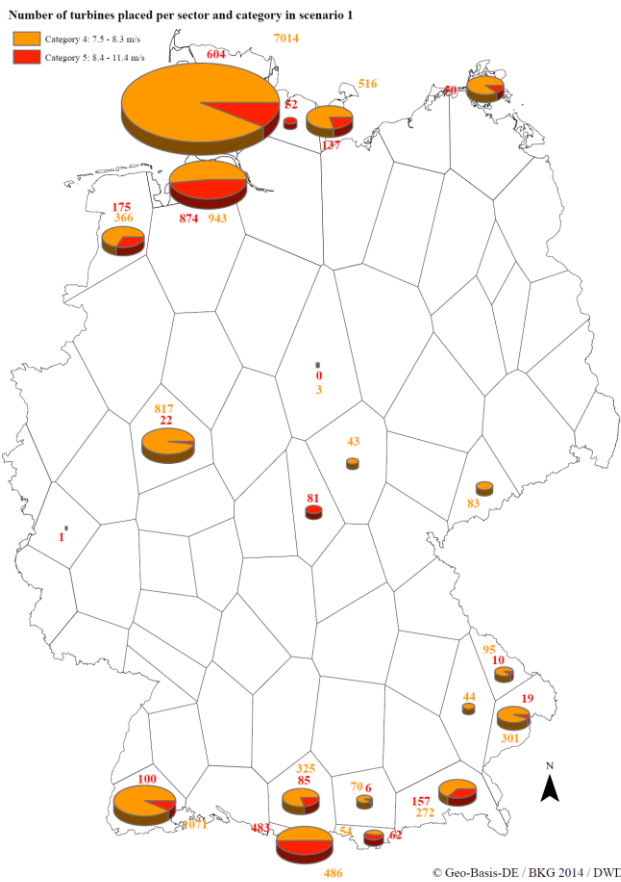


Figure 16: Number of turbines placed for each sector and wind speed category according to scenario 1.

Figure 17: Number of turbines placed for each sector and wind speed category according to scenario 2.

Quelle: Öko-Institut e.V. auf Basis von Deutscher Wetterdienst; BKG 2014; Geo-Basis-DE

Auf Basis dieser Ergebnisse kann festgestellt werden, dass der positive Effekt einer regionalen Verteilung von EE-Anlagen (PV sowie WEA) nicht signifikant ist. Giebel (2000) konnte jedoch zeigen, dass Windgeschwindigkeiten zwischen zwei Messstellen ab 1.500 km Abstand nicht mehr korrelieren. Aus diesem Grund sind die Ergebnisse von Wimmer auf Deutschland bzw. kleinere geographische Räume zu beziehen.

Bereitstellung von Flexibilität durch Androsselung von WEA

Das permanente Androsseln von WEA ermöglicht es, die Produktion bei Bedarf gesteuert zu erhöhen. WEA können so selbst Flexibilität im Stromsystem bereitstellen. Diese Vorgehensweise führt jedoch zu einer absolut geringeren Erzeugung aus WEA, also permanenten Erzeugungsverlusten (Hirth & Ziegenhagen, 2015). Aus Gesamtsystemsicht ist diese Methode nicht effizient, solange die entgangene Produktion durch fossile Kraftwerke gedeckt wird.

XII. Kann der europäische Stromaustausch als ökologische Flexibilitätsoption bewertet werden?

Der Stromaustausch im europäischen Netzverbund ist eine Flexibilitätsoption mit großem Potenzial. Während einerseits EE-Überschüsse großräumig ausgeglichen werden können, kann andererseits auch fossile Erzeugung aus dem Ausland importiert werden. Dann ist diese Option aus ökologischer Sicht mit der Flexibilität aus fossilen Kraftwerken im Inland zu vergleichen und entsprechend kritisch zu bewerten. Die bestehenden Netzkapazitäten für den Austausch können ohne ökologische Auswirkungen eines Netzausbaus vollständig genutzt werden. Die Bewertung der Flexibilitätsoption Netz muss aber auch vor dem Hintergrund des gesamteuropäischen EE-Ausbaus bewertet werden.

Die Möglichkeit Strom zu importieren oder zu exportieren stellt eine Flexibilitätsoption mit großem Potenzial dar. Diese Option ist ökonomisch über die Net Transfer Capacities (NTC)¹⁸ bzw. technisch über die Grenzkuppelkapazitäten begrenzt. Auch aus ökologischer Sicht muss die Flexibilitätsoption Import / Export differenziert betrachtet werden. Es können in diesem Rahmen drei Anwendungsfälle zur Defizitdeckung in Deutschland unterschieden werden:

- Import von EE-Überschüssen: Der europäische Stromaustausch kann regionale EE-Überschüsse großräumig verteilen und somit fossile Erzeugung ersetzen. Nicht nutzbare Erzeugung aus Windenergie in Dänemark kann beispielsweise nach Deutschland importiert werden und fossile Kraftwerke ersetzen. Diese Funktion setzt jedoch engpassfreie Netze innerhalb der Nationalstaaten voraus.
- Import von fossiler Erzeugung: Im Falle von Defiziten kann fehlende Erzeugung durch Kraftwerke im Ausland bereitgestellt werden. Diese Option ist mit einem Einsatz von fossilen Kraftwerken im Inland zu vergleichen. Es ist davon auszugehen, dass auch hier Kraftwerke mit geringen Grenzkosten aber tendenziell hohen spezifischen CO₂-Emissionen zum Einsatz kommen. Aus ökologischer Sicht kann diese Funktion von Vorteil sein, wenn aufgrund der Nutzung von ausländischen Kraftwerken keine zusätzlichen Kraftwerke errichtet werden müssen und somit Ressourcen eingespart werden können.
- Nutzung von Speichern im Ausland: Grenzkuppelstellen ermöglichen generell die Nutzung von Speichern und Flexibilitätsoptionen im Ausland. So können EE-Überschüsse exportiert werden und eingespeichert werden. In Bedarfszeiten kann Strom aus diesen Speicheroptionen wieder importiert werden.

Modellierungsergebnisse zeigen, dass die Möglichkeit des Im- und Exports den Flexibilitätsbedarf in Deutschland deutlich reduzieren kann. Ausgehend von einer Betrachtung, in der angenommen wird, dass Deutschland nicht mit dem Ausland verbunden ist, zeigen (Koch et al., 2015) eine Halbierung des Leistungsdefizits (9 GW) in einem Szenario mit 60 % EE-Anteil in dem das Netz gemäß TYNDP weiter ausgebaut wird. Gleichzeitig können die EE-Überschüsse in Deutschland, um mehr als die Hälfte (19 TWh) reduziert werden, indem sie fossile Kraftwerke im Ausland ersetzen.

Koch et al. (2015) konnten zudem zeigen, dass beide Funktionen (EE-Austausch und Nutzung des konventionellen Kraftwerksparks im Ausland) in einem Szenario mit ca. 60 % EE-Anteil ungefähr im ähnlichen Ausmaß genutzt werden. Mit steigendem Zubau von EE auch im Ausland wird jedoch die Funktion des EE-Austausches überwiegen und Nutzen zum Ausgleich zwischen Erzeugung

¹⁸ https://www.entsoe.eu/publications/market-reports/Documents/entsoe_proceduresCapacityAssessments.pdf

und Verbrauch entfalten (Koch et al., 2015). Koch et al. stellen dazu fest: „[...], dass auch bei einem europaweit hohen Anteil erneuerbarer Energien das Netz eine wichtige Rolle als räumliche Flexibilitätsoption zum Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch spielt.“

Literaturverzeichnis

- Agora Energiewende (2014). Effekte regional verteilter sowie Ost-/Westausgerichteter Solarstromanlagen. Eine Abschätzung systemischer und ökonomischer Effekte verschiedener Zubauszenarien der Photovoltaik. Berlin: Fraunhofer ISE.
- Agora Energiewende (2016). Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2015. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2016, Berlin. Verfügbar unter https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Jahresauswertung_2016/Agora_Jahresauswertung_2015_web.pdf.
- B.A.U.M. Consult GmbH (2013). E-Energy Abschlussbericht. Ergebnisse und Erkenntnisse aus der Evaluation der sechs Leuchtturmprojekte. Entwurf vom 20.12.2013 (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Hrsg.), München / Berlin. Verfügbar unter http://e-energy.de/documents/E-Energy_Ergebnisbericht_Handlungsempfehlungen_BAUM_140212.pdf, zuletzt abgerufen am 09.06.2015.
- Bauknecht, D. (2016). Stromversorgung für 2050 modellieren (BINE Informationsdienst, Hrsg.), Berlin, zuletzt abgerufen am 03.05.2016.
- Bruder, A.; Schweizer, S.; Vollenweider; Tonolla, D. & Meile, T. (2012). Schwall und Sunk. Auswirkung auf die Gewässerökologie und mögliche Sanierungsmaßnahmen. Wasser Energie Lust 104 (4).
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2016). Zahlen und Fakten - Energiedaten.
- Bundesnetzagentur (Bundesnetzagentur, Hrsg.) (2014). Kraftwerksliste. Verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html.
- DENA (2010). Dena-Netzstudie II - Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 - 2020 mit Ausblick 2025 (Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) - Energiesysteme und Energiedienstleistungen, Hrsg.) (Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse durch die Projektsteuerungsgruppe).
- DLR; IWES & IfnE (2012). Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Hrsg.), Stuttgart, Kassel, Teltow.
- EnBW Energie für Baden-Württemberg AG (2012). Potentialstudie zu Pumpspeicherstandorten in Baden-Württemberg. Zusammenfassung (EnBW Energie für Baden-Württemberg AG, Hrsg.), Karlsruhe, zuletzt abgerufen am 10.09.2014.
- Fleischli, S. & Hayat, B. (2014). Power Plant Cooling and Associated Impacts. The Need to Modernize U.S. Power Plants and Protect Our Water Resources and Aquatic Ecosystems (Natural Resource Defence Council, Hrsg.), New York, zuletzt abgerufen am 21.06.2016.
- Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft (FÖS) (2016). Abschätzung der Konventionelle-Energien-Umlage 2017, Hamburg.
- Fraunhofer IWES (2012). Leistungsbegrenzung bei PV-Anlagen - Anpassung der Modellierungsmethoden und Vergleich verschiedener Standorte, Kassel.
- Genoese, M. (2010). Energiewirtschaftliche Analysen des deutschen Strommarkts mit agentenbasierter Simulation.
- Giebel, G. (2000). On the Benefits of Distributed Generation of Wind Energy in Europe, Carl von Ossietzky Universität. Oldenburg.
- Grimm, V. (2007). Einbindung von Speichern für erneuerbare Energien in die Kraftwerkseinsatzplanung - Einfluss auf die Strompreise der Spitzenlast, Ruhr-Universität Bochum, Fakultät Maschinenbau. Bochum.

- Hacker, F.; Harthan, R.; Kasten, P.; Loreck, C. & Zimmer, W. (2011). Marktpotenziale und CO₂-Bilanz von Elektromobilität. Arbeitspakete 2 bis 5 des Forschungsvorhabens OPTUM: Optimierung der Umweltentlastungspotenziale von Elektrofahrzeugen. Anhang zum Schlussbericht im Rahmen der Förderung von Forschung und Entwicklung im Bereich der Elektromobilität des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und, Berlin.
- Hartkopf, T.; Scheven, A. von & Prella, M. (2012). Lastmanagementpotenziale der stromintensiven Industrie zur Maximierung des Anteils regenerativer Energien im bezogenen Strommix, Darmstadt.
- Health and Environment Alliance (2013). The Unpaid Health Bill. How coal power plants make us sick. Brussels: Health and Environment Alliance, zuletzt abgerufen am 21.06.2016.
- Heinemann, C.; Bürger, V.; Bauknecht, D.; Ritter, D. & Koch, M. (2014). Widerstandsheizungen: ein Beitrag zum Klimaschutz und zur Integration fluktuierender Erneuerbarer? *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 64 (5), S. 45–48.
- Hellmüller, S. (2012). Metallische Rohstoffe - ökologische Probleme und Engagement Schweizer Rohstofffirmen (ETH Zürich: Departement Umwelt- und Systemwissenschaften, Hrsg.), Zürich, zuletzt abgerufen am 21.06.2016.
- Hirth, L. & Ziegenhagen, I. (2015). Balancing power and variable renewables: Three links. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 50, S. 1035–1051.
- Hsing Po Kang, Daniel; Chen, M. & Ogunseitan, O. A. (2013). Potential Environmental and Human Health Impacts of Rechargeable Lithium Batteries in Electronic Waste. *Environmental Science & Technology* 47 (10), S. 5495–5503.
- Hundt et al (2009). Verträglichkeit von erneuerbaren Energien und Kernenergie im Erzeugungsportfolio (Universität Stuttgart, Fakultät für Energiewirtschaft, Hrsg.) (Studie).
- Klobasa, M.; Erge, T. & Wille-Hausmann, B. (2009). Integration von Windenergie in ein zukünftiges Energiesystem unterstützt durch Lastmanagement, Karlsruhe.
- Klobasa, M. & Focken, U. (2011). Kurz- bis Mittelfristig realisierbare Marktpotenziale für die Anwendung von Demand Response im gewerblichen Sektor.
- Koch, M.; Bauknecht, D.; Heinemann, C.; Ritter, D.; Vogel, M. & Tröster, E. (2015). Modellgestützte Bewertung von Netzausbau im europäischen Netzverbund und Flexibilitätsoptionen im deutschen Stromsystem im Zeitraum 2020–2050. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 39 (1), S. 1–17.
- Lenck, T.; Götz, P.; Huneke, F. & Linkenheil, C. P. (2016). Minimaler Bedarf an langfristiger Flexibilität im Stromsystem bis 2050 - Studienerweiterung (Greenpeace Energy eG, Hrsg.). Berlin: Energy Brainpool.
- Nitsch, J.; Pregger, T.; Naegler, T.; Heide, D.; Tena, Diego Luca De; Trieb, F.; Scholz, Y.; Nienhaus, K.; Gerhardt, N.; Sterner, M.; Trost, T.; Oehsen, A. v.; Schwinn, R.; Pape, C.; Hahn, H.; Wickert, M. & Wenzel, B. (2012). Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht (Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit, Hrsg.).
- Öko-Institut & Fraunhofer ISI (2016). Klimaschutzszenario 2050 – 2. Endbericht. 2. Modellierungsrunde.
- Öko-Institut e.V. & Offis (2016). Dezentral und zentral gesteuertes Energiemanagement auf Verteilnetzebene zur Systemintegration erneuerbarer Energien, Freiburg.
- Rehtanz, C.; Greve, M.; Gwisdorf, B.; El-Hadidy, A.; Kays, J.; Küch, M.; Liebenau, V. & Teuwsen, J. (2014). EnBW-Verteilnetzstudie. Vollständiger Abschlussbericht (Netze BW, Hrsg.). Stuttgart: Technische Universität Dortmund; ef.Ruhr GmbH, zuletzt abgerufen am 26.10.2015.
- Ritter, D.; Bauknecht, D.; Koch, M. & Heinemann, C. (2014, Februar). Auswirkung einer Sockellastreduktion auf den Flexibilitätsbedarf im deutschen Stromsystem. 13. Symposium Energieinnovation, Graz.
- RWTH Aachen (2016). Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarspeicher. Jahresbericht 2016, Aachen.

- Schmid, S.; Schaarschmidt, L.; Bretschneider, P.; Rüttinger, H.; Kißauer, S.; Hesse, P. & Meister, J. (2012). Pumpspeicherkataster Thüringen. Ergebnisse einer Potenzialanalyse. (Thüringer Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Technologie, Hrsg.), Erfurt. Verfügbar unter http://www.thueringen.de/imperia/md/content/tmwta/aktuelles/v3_pumpspeicherkataster.pdf, zuletzt abgerufen am 10.09.2014.
- Tröster, E. & Schmidt, J.-D. (2012a). Evaluating the Impact of PV Module Orientation on Grid Operation (energynautics GmbH, Hrsg.). Darmstadt: energynautics GmbH, zuletzt abgerufen am 09.04.2015.
- Tröster, E. & Schmidt, J.-D. (2012b). Kurzstudie zum Speichereinsatz im Niederspannungsnetz. Langen: energynautics GmbH, zuletzt abgerufen am 27.08.2015.
- Umweltbundesamt (UBA) (2014). Schätzung der Umweltkosten in den Bereichen Energie und Verkehr. Empfehlungen des Umweltbundesamtes, Dessau-Roßlau. Verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/hgp_umweltkosten_0.pdf.
- Umweltbundesamt (UBA) (Hrsg.) (2016). Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommixes, Dessau-Roßlau, zuletzt abgerufen am 09.11.2016.
- VDI (2013). Statusreport 2013 Fossil befeuerte Großkraftwerke in Deutschland. Verfügbar unter https://www.vdi.de/fileadmin/vdi_de/news_bilder/News_Energiewandlung_und_-anwendung/3544_BRO_TW_GEU_Statusreport_Fossil_befeuerte_Grosskraftwerke.pdf.
- Weyhe, R. (2013). Recycling von Lithium-Ion-Batterien (Recycling und Rohstoffe Nr. 6). Neuruppin: VIVIS.
- Wimmer, D. O. (2014). The Effect of Distributed Wind Production on the Necessary System Flexibility. in Germany in the Year 2030. Aalborg: Aalborg University. Verfügbar unter <http://projekter.aau.dk/projekter/da/studentthesis/the-effect-of-distributed-wind-production-on-the-necessary-system-flexibility%28a6666867-05b0-4c35-8498-1ecb7866cc72%29.html>, zuletzt abgerufen am 19.08.2014.
- Yang, C.-J. (2014). Pumped Hydroelectric Storage (Duke University, Hrsg.), Durham, North Carolina, zuletzt abgerufen am 21.06.2016.