

## **KURZANALYSE ZUR STROMERZEUGUNG BEI NETZBEDINGTER ABREGELUNG ERNEUERBARER ENERGIEN**

im Auftrag von Greenpeace e. V.

Berlin, 30. Mai 2016

Autoren: Fabian Huneke, Thorsten Lenck

Trotz des eigentlich im Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) zugesicherten Vorrangs dürfen immer mehr Strommengen aus erneuerbaren Energien nicht in das Stromnetz eingespeist werden. Die Erzeugung von Strom aus Wind, Sonne oder Biomasse wird den EEG-Anlagen zeitweise von den Netzbetreibern untersagt, weil die Stromnetze derzeit nicht ausreichen, um den Strom aufzunehmen, der zumeist im Norden Deutschlands produziert wird, und zu den Verbrauchern zumeist in Süddeutschland zu transportieren. 2014 betrug in Schleswig-Holstein der Anteil abgeregelter erneuerbarer Erzeugung 8,1 Prozent (Ministerium für Energiewende Schleswig-Holstein 2015: S. 3) der gesamten erneuerbaren Erzeugung. Schleswig-Holstein ist das Bundesland, das bisher am meisten Ausfallarbeit aufweist. Die Gesamtkosten der Netzeingriffe bei konventionellen und erneuerbaren Erzeugungsanlagen und Verbrauchern (Redispatch und Einspeisemanagement) belaufen sich auf 927 Millionen Euro (ENTSO-E 2016).

Mit der Kurzanalyse soll die Abregelung von EEG-Anlagen im Zuge des Einspeisemanagements beleuchtet werden. Darüber hinaus soll untersucht werden, ob in den Zeiten, in denen Netzbetreiber EEG-Anlagen zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität abregeln, konventionelle Anlagen systemdienlich betrieben werden. Aufgrund uneinheitlicher Datenlage erfolgt diese Analyse für das Schleswig-Holstein Netz. Auf dieses Netzgebiet entfallen jeweils über zwei Drittel der abgeregelten Strommengen in Deutschland in den ersten beiden Quartalen 2015 (Bundesnetzagentur 2016a: S. 21 und S. 36). Der Untersuchungszeitraum umfasst das Jahr 2015.

### **FRAGE 1: ZUR VERMEIDUNG VON NETZENGPÄSSEN DÜRFEN STROMERZEUGUNGSANLAGEN VOM NETZBETREIBER ABGEREGELT WERDEN. BETRIFFT DIES AUCH ERNEUERBARE-ENERGIEN-ANLAGEN?**

Nach § 14 EEG dürfen Netzbetreiber Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und KWK-Anlagen ausnahmsweise regeln, soweit *„der Vorrang für Strom aus erneuerbaren Energien, Grubengas und Kraft-Wärme-Kopplung gewahrt wird, soweit nicht sonstige Stromerzeuger am Netz bleiben müssen, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten.“* Diese Abregelung wird als sogenanntes Einspeisemanagement, abgekürzt EinsMan oder auch EisMan bezeichnet und betrifft EEG- und KWK-Anlagen.

Der Eingriff der Netzbetreiber in den ansonsten über den Strommarkt bestimmten Einsatz der Kraftwerke und Verbraucher (Dispatch) wird als Redispatch bezeichnet und bezieht sich häufig nur auf den

Eingriff in die Stromerzeugung konventioneller Kraftwerke. Im Folgenden wird der Begriff Redispatch jedoch umfassend verwendet und beinhaltet demnach auch das Einspeisemanagement.

Netzbetreiber dürfen also EEG- und KWK-Anlagen abregeln. Nach § 13 Energiewirtschaftsgesetz müssen sie jedoch zuvor

- netzbezogene Maßnahmen wie Netzschaltungen und
- marktbezogene Maßnahmen wie den Einsatz von Regelenergie oder vertragliche Vereinbarungen zur Abschaltung von Verbrauchern

voll ausgeschöpft haben. Und bevor Netzbetreiber EEG- oder KWK-Anlagen abregeln, müssen sie dann als nächsten Schritt zunächst andere Anlagen abregeln, soweit diese nicht netztechnisch erforderlich sind.

Trotz dieser Kaskade von vorangehenden Maßnahmen summieren sich die Abregelungen von Wind-, Photovoltaik-(PV-) und Biomasse-Anlagen nach Zahlen der Bundesnetzagentur (2016a: Tabelle 7 und 18) in den ersten beiden Quartalen des Jahres 2015 bereits auf rund 1,9 Milliarden Kilowattstunden auf. Diese Strommenge hätte demnach erneuerbar produziert, jedoch mit den vorhandenen Stromnetzen nicht zu den Verbrauchern transportiert werden können. Diese „verlorene“ Strommenge entspricht 1 Prozent der Erneuerbaren-Stromerzeugung des gesamten Jahres 2015 oder dem Stromverbrauch von über 500.000 Haushalten mit einem durchschnittlichen Jahresstromverbrauch von 3.500 Kilowattstunden.

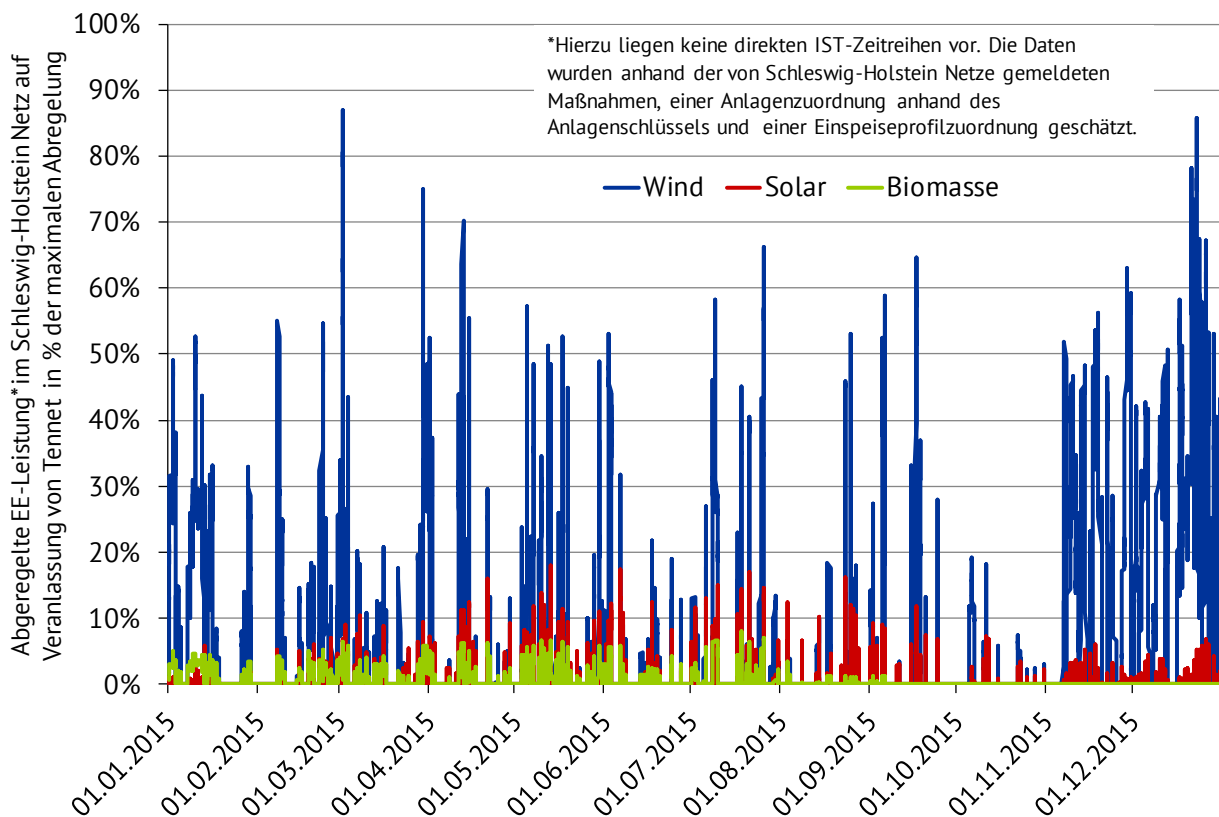


Abbildung 1: Abgeregelter EE-Leistung im Schleswig-Holstein Netz, bei dem TenneT die Abregelung angefordert hat, dargestellt in Prozent der kumuliert maximalen Abregelung

Aufgrund der uneinheitlichen Datenlage werden im Folgenden die Abregelungen beim Netzbetreiber Schleswig-Holstein Netz analysiert. Auf dieses Netzgebiet entfallen 67 Prozent der abgeregelten Strommengen in Deutschland im zweiten Quartal 2015. Das zweite Quartal 2015 ist zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Analyse das aktuellste Berichtsquartal der Bundesnetzagentur. Der Untersuchungszeitraum umfasst das Jahr 2015. Der zeitliche Verlauf kann Abbildung 1 entnommen werden.<sup>1</sup>

Wie aus Abbildung 1 ersichtlich, zeigen die EinsMan-Eingriffe einen saisonalen Verlauf: Im Sommer gehen die EinsMan-Mengen und die benötigte EinsMan-Leistung zurück. Stärkere Eingriffe hinsichtlich Häufigkeit, Leistung und Menge zeigen sich insbesondere in den Monaten Januar, November und Dezember. Die absolute Höhe der abgeregelten Leistung kann nur abgeschätzt werden, wie im Kapitel *Anhang: Methodik der Analyse* erläutert wird. Der größte Eingriff ereignete sich am 2. März 2015 und lag in einer Höhe von 1.500 bis 2.000 MW je Viertelstunde. Hinzu kommen weitere lokale Eingriffe, dies stellt also nicht die maximal abgeregelte erneuerbare Leistung dar, sondern lediglich die auf Veranlassung von TenneT aufgetretene maximale Abregelung.

## FRAGE 2: WÄRE DER EE-STROM, DER ABGEREGELT WIRD, ANSONSTEN ÜBERSCHÜSSIG UND WERTLOS?

Die Beantwortung der Frage hängt davon ab, wie „überschüssiger Strom“ und der Wert des Stroms definiert werden:

- Geht man davon aus, dass der Strom aus EEG-Anlagen erst dann überschüssig ist, wenn die gesamte deutsche Stromnachfrage aus erneuerbaren Energien gedeckt werden kann, war der abgeregelte Strom im Jahr 2015 nicht überschüssig. Denn einen „Rekord“ stellte im Jahr 2015 der 23. August 2015 dar mit einem Anteil von 83,2 Prozent erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung (Agora Energiewende 2016). Bis zum Erstellungszeitpunkt dieser Kurzanalyse ist die deutsche Stromnachfrage bisher nicht vollständig aus erneuerbaren Energien gedeckt worden. Insofern können die abgeregelten Strommengen nicht als überschüssig bezeichnet werden.
- Aus Sicht des Netzes sind die abgeregelten Strommengen lokal überschüssig, weil die Strommengen aufgrund von Netzengpässen nicht zu den Verbrauchern hätten transportiert werden können – zumindest ist davon auszugehen, auch wenn die technische Notwendigkeit der EinsMan-Eingriffe anhand der veröffentlichten Daten nicht überprüft werden kann.

In der (fach-)öffentlichen Diskussion wird häufig die These geäußert, dass der Strom, der abgeregelt wird, am Markt keinen oder nur einen geringen Wert habe, da die EinsMan-Eingriffe insbesondere in Zeiten niedriger oder negativer Preise erfolgen.

---

<sup>1</sup> Die Angaben beruhen auf Schätzungen anhand der von Schleswig-Holstein Netze gemeldeten Maßnahmen, einer Anlagenzuordnung im Anlagenregister anhand des Anlagenschlüssels und einer Einspeiseprofilzuordnung.

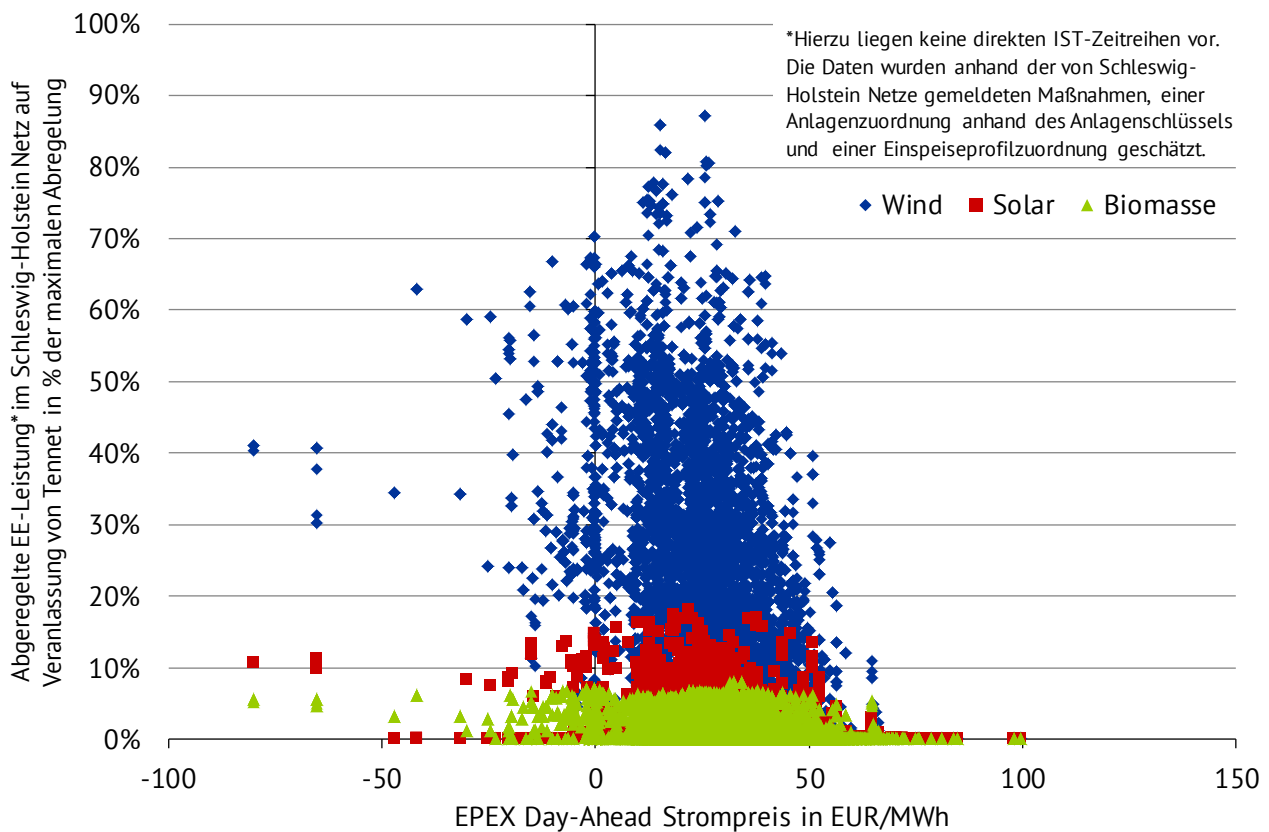


Abbildung 2: Stündliche Strompreise zu Zeiten einer Abregelung erneuerbarer Energien im Schleswig-Holstein Netz auf Veranlassung von TenneT

Wie Abbildung 2 zeigt, gehen 96 Prozent der Viertelstunden mit EinsMan-Eingriffen im Schleswig-Holstein Netz im Jahr 2015 mit positiven stündlichen Strompreisen einher. Dem Strom kann in den Fällen positiver Strompreise am Strommarkt ein Wert beigemessen werden. Selbst bei negativen Strompreisen hätte der nunmehr abgeregelter Strom aus dreierlei Hinsicht einen energiewirtschaftlichen Wert: Erstens könnte der erneuerbare Strom den ansonsten konventionell erzeugten Strom ersetzen und damit zur Erreichung der CO<sub>2</sub>-Emissionsziele beitragen. Zweitens könnten sogenannte Flexibilitätsoptionen wie Speicher oder flexible Verbraucher diesen Strom aufnehmen und dadurch die Nachfrage und infolgedessen den Strompreis wiederum erhöhen. Bei einem späteren Bedarf an Strom könnten die Flexibilitätsoptionen den Strom wieder zur Verfügung stellen oder den Bedarf durch eine Reduktion der Nachfrage absenken. Würde der Bedarf andernfalls durch Kraftwerke gedeckt, die CO<sub>2</sub> emittieren, könnten wiederum Emissionen vermieden werden. Zudem könnte – abhängig von den Kosten der Flexibilität – der Strompreis durch das zusätzliche Stromangebot aus Flexibilitätsoptionen bzw. durch Nachfrageabsenkung gesenkt werden. Drittens entstehen in einer dynamischen Betrachtung über die Zeit durch niedrige oder negative Preise Anreize, in Flexibilitätsoptionen zu investieren, die im Zuge der Energiewende notwendig sein werden, um die Ziele hoher Anteile erneuerbarer Energien kosteneffizient zu erreichen (vgl. Energy Brainpool 2016).

### FRAGE 3: WIE VIEL KOSTEN DIE ABREGELUNG ERNEUERBARER ENERGIEN UND DIE NETZBEDINGTEN EINGRIFFE INSGESAMT?

EEG-Anlagenbetreiber erhalten eine EEG-Förderung und Erlöse aus dem Verkauf des Stroms für die in das Stromnetz eingespeisten Strommengen. Im Falle der Abregelung der Anlage durch den Netzbetreiber kann der Anlagenbetreiber jedoch nicht mehr den gesamten Strom einspeisen, den er z. B. aufgrund des Dargebots an Wind und Sonne hätte produzieren können. Ihm entgehen somit Einnahmen, die ihm der Netzbetreiber jedoch nach § 15 EEG zu 95 Prozent entschädigen muss. Bei häufigen Abregelungen greift darüber hinaus eine Härtefallregelung.

Für Wind-, PV- und Biomasse-Anlagen im Schleswig-Holstein Netz, die auf Veranlassung von TenneT abgeregelt wurden, ergeben sich Entschädigungszahlungen in Höhe von 100 Millionen Euro bis 180 Millionen Euro für das Jahr 2015. Der Betrag dieser Entschädigungszahlungen wurde über den jeweils mittleren Vergütungssatz für Wind-, PV- und Biomasse-Anlagen und die abgeschätzten und oben dargestellten EinsMan-Mengen ermittelt. Die Berechnung der Entschädigungszahlungen erfolgt in Wirklichkeit pauschal oder nach einem sogenannten Spitzabrechnungsverfahren. Die hier gewählte Annäherung entspricht am ehesten dem pauschalen Abrechnungsverfahren, bei dem jedoch die anlagen-spezifischen Vergütungssätze herangezogen werden.

Die angegebene Spannbreite berücksichtigt die Unsicherheiten bei der Ermittlung der EinsMan-Mengen (s. Antwort zu Frage 1). Bei diesem Betrag ist berücksichtigt, dass bei allen Anlagen 95 Prozent der entgangenen Erlöse entschädigt werden, obwohl Anlagen, die vor dem 1.1.2012 in Betrieb gegangen sind, Anspruch auf eine 100-prozentige Vergütung haben. Die angegebene Spannbreite ist daher als konservativ abgeschätzt anzusehen, da auch ältere Anlagen für EinsMan-Maßnahmen herangezogen werden können. Mangels Informationen wurden Entschädigungen für entgangene Wärmeerlöse bei EEG-Anlagen nicht berücksichtigt, was ebenfalls zu einer Unterschätzung der Entschädigungszahlungen bei Biomasse-Anlagen führt.

Die hier dargestellten Entschädigungszahlungen sind zudem nur ein Teil der gesamten Entschädigungszahlungen, die Technologien betreffend sollten sie jedoch einen Großteil der gesamten Entschädigungszahlungen ausmachen, da nahezu 100 Prozent der Einspeisemanagement-Eingriffe auf Wind-, PV- und Biomasse-Anlagen entfallen. Maßnahmen, die der Verteilnetzbetreiber auf eigene Veranlassung aufgrund lokaler Netzengpässe durchführt, sind komplett nicht berücksichtigt. Hier bleibt die Höhe in weiteren Analysen zu berechnen.

Bis zum Erstellungszeitpunkt lagen offizielle Kostenangaben der Bundesnetzagentur für Deutschland nur für die ersten beiden Quartale 2015 vor. Die Kosten der Abregelung beliefen sich allein in diesen beiden ersten Quartalen des Jahres 2015 auf über 190 Millionen Euro (Bundesnetzagentur 2016a: Tabelle 7 und 18). Dies sind die Kosten für die Abregelung der Erneuerbaren-Energien-Anlagen vor dem Netzengpass.

Außer bei EEG-Anlagen greifen die Netzbetreiber auch bei konventionellen Erzeugungsanlagen und Verbrauchern in den geplanten Betrieb ein (Redispatch und EinsMan). Die Gesamtkosten aller Netzeingriffe bei konventionellen und erneuerbaren Erzeugungsanlagen und Verbrauchern (Redispatch und

Einspeisemanagement) belaufen sich nach Angaben von ENTSO-E (2016) im Jahr 2015 auf 927 Millionen Euro.

#### FRAGE 4: STEHEN DENN IN DEN ZEITEN, IN DENEN EEG-ANLAGEN ABGEREGELT WERDEN, KONVENTIONELLE ANLAGEN STILL?

In den Zeiten, in denen EEG-Anlagen abgeregelt werden, stehen konventionelle Kraftwerke nicht vollständig still. Abbildung 3 zeigt einerseits, dass beispielsweise im Januar, März und Dezember die betrachteten konventionelle Kraftwerke Brokdorf und Moorburg die Einspeisung mitunter stark reduzieren. Andererseits lassen sich ebenso Situationen finden, in denen trotz hoher Abregelung erneuerbarer Energien die Einspeiseleistung der konventionellen Kraftwerke unbeeinträchtigt scheint.

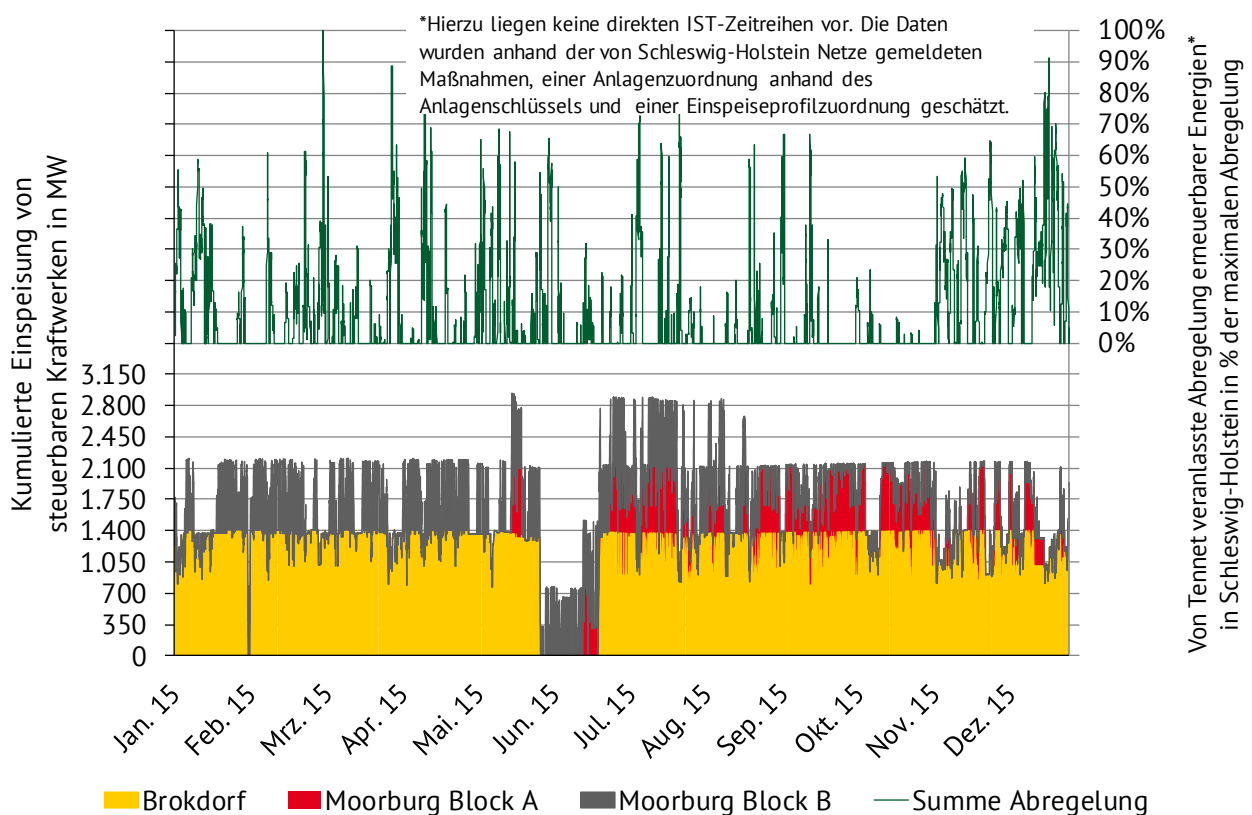


Abbildung 3: Ganglinie der kumulierten Einspeisung der betrachteten konventionellen Kraftwerke in der Region der Netzengpässe und Ganglinie der abgeregelten Erneuerbaren-Energien-Anlagen im Schleswig-Holstein Netz

Bei 100 Prozent erreicht die Abregelung die maximale durchschnittliche Abregelung in einer Viertelstunde des Jahres 2015. Diese liegt in einer Größenordnung von 1.500 bis 2.000 MW und ist somit in ihrer Dimension gut vergleichbar mit den betrachteten konventionellen Erzeugungskapazitäten. Bedenkt man, dass die Abregelung oft im Bereich von bis zu 50 Prozent stattfindet, so lässt sich konstatieren, dass außer während der Juni-Revision der Kraftwerke in der meisten Zeit eine ausreichende Kapazität von 750 bis 1.000 MW konventioneller Erzeugung nahe der abgeregelten EE-Erzeugung in das Netz einspeist.

Wie schon in der Antwort auf Frage 1 dargestellt, kann eine vollständige, kurzfristige Abregelung konventioneller Kraftwerke aus technischen und systemischen Gründen auch nur bedingt erfolgen. Eine

genauere Untersuchung der Einspeisung konventioneller Kraftwerke bei gleichzeitiger Abregelung lassen Abbildung 4 und Abbildung 5 zu. Zur einfacheren Erläuterung der Grafiken sind verschiedene Bereiche der beiden Diagramme markiert und numeriert.

Mit Hinblick auf den Einspeisevorrang erneuerbarer Energien sollten die Punkte in den beiden Diagrammen idealerweise in den **Bereichen 1 und 2** liegen, also entweder **konventionelle Einspeisung ohne Abregelung von erneuerbaren Energien (Bereich 1)** oder **Abregelung erneuerbarer Energien ohne Einspeisung von konventionellen Kraftwerken (Bereich 2)**.

Gerade beim Kernkraftwerk Brokdorf in Abbildung 4, aber auch bei den beiden Steinkohleblöcken des Kraftwerks Moorburg in Abbildung 5 ergeben sich jedoch Betriebspunkte, bei denen ein weiteres Abregeln technisch nicht ohne Weiteres machbar erscheint. Diese Betriebspunkte sind mit **Bereich 3 bzw. 3\*** gekennzeichnet und stellen die vermutliche Mindesterzeugung der Kraftwerke dar. Das Steinkohlekraftwerk hat mehrere solcher Bereiche, da es sich aus zwei Blöcken zusammensetzt, von denen jedes eine Mindesterzeugung hat. Punkte in den **Bereichen 3 und 3\*** sind im Sinne des Einspeisevorrangs erneuerbarer Energien zwar nicht optimal, die Restriktion jedoch technisch gut begründbar: Ein weiteres Absenken der Einspeiseleistung ist – ohne weitere Flexibilisierung – von diesem Betriebspunkt aus nicht möglich.

Alle Punkte im **Bereich 4** bzw. in Abbildung 5 auch **zwischen Bereich 3 und 3\*** sind jedoch Betriebspunkte, bei denen ein Absenken technisch möglich wäre. Die Abbildungen zeigen, dass es bei beiden Kraftwerken eine nicht unerhebliche Anzahl solcher Situationen gab. Selbst bei maximaler Abregelung erneuerbarer Energien hatte insbesondere das Kernkraftwerk Brokdorf mitunter hohe Einspeiseleistungen. Mögliche Gründe für diese Situationen sind Wärmeauskopplung (nur Moorburg), (kernbrennstoff-)technische Restriktionen in Brokdorf, die Erbringung von Systemdienstleistungen (Regelenergie, Spannungshaltung/Blindleistung) oder die Bereitstellung von Besicherungsleistung.



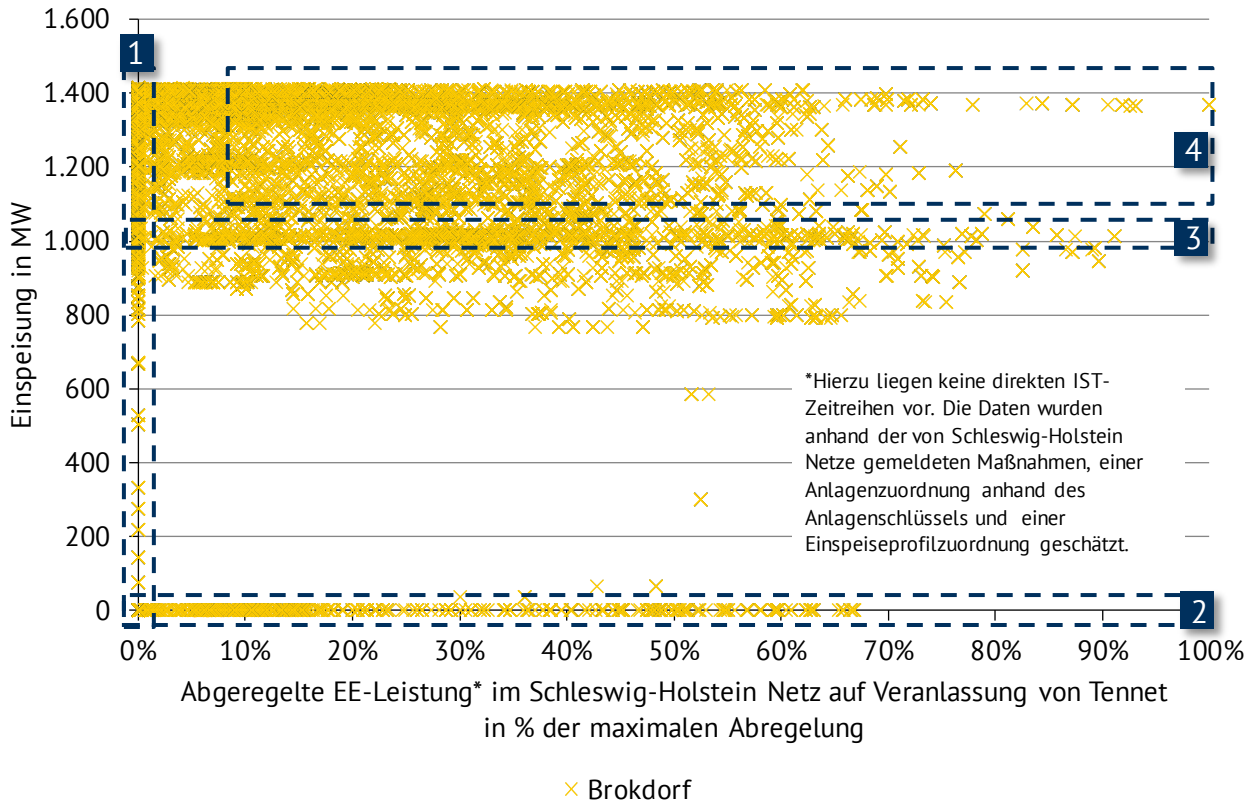


Abbildung 4: Höhe der Einspeiseleistung des Kernkraftwerks Brokdorf und Höhe der auf Veranlassung von Tennet im Schleswig-Holstein Netz abgeregelten EE zur gleichen Zeit

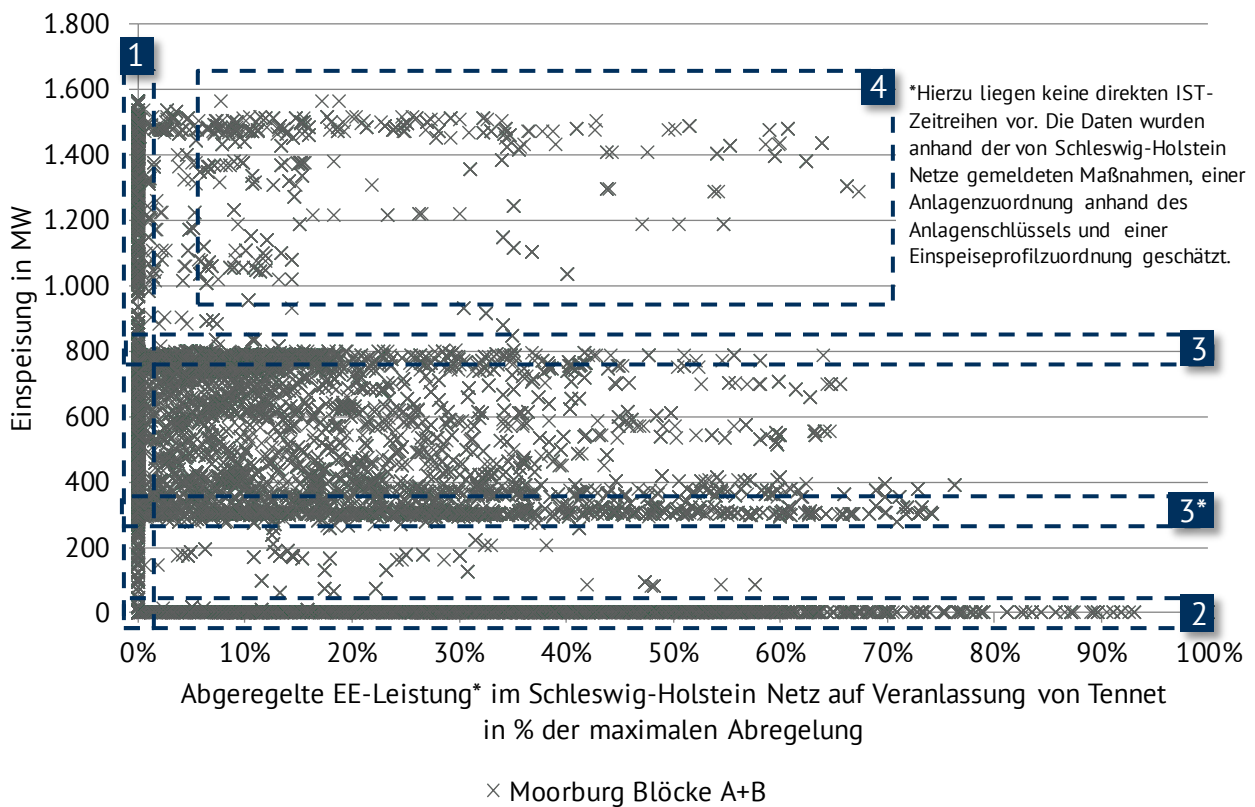


Abbildung 5: Höhe der Einspeiseleistung des Steinkohlekraftwerks Moorburg und Höhe der auf Veranlassung von Tennet im Schleswig-Holstein Netz abgeregelten EE zur gleichen Zeit



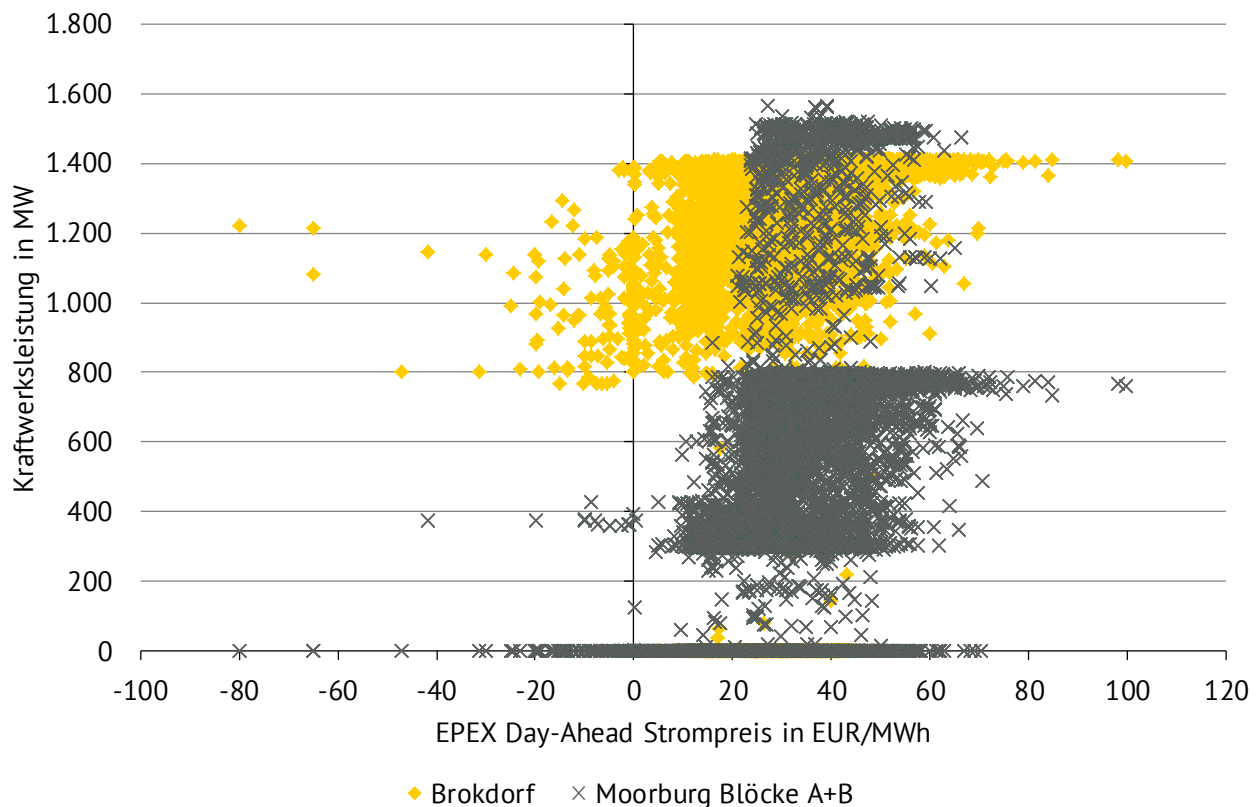


Abbildung 6: Stündliche Strompreise und eingespeiste Leistung des Kohlekraftwerks Moorburg in Hamburg sowie des Kernkraftwerks Brokdorf an der Elbe vor Brunsbüttel

Abbildung 6 zeigt, dass Brokdorf und Moorburg tendenziell ihre Stromeinspeisung mit dem Anstieg der Strompreise erhöhen und bei niedrigen oder negativen Strompreisen ihre Einspeisung reduzieren. Sie optimieren ihren Einsatz erwartungsgemäß betriebswirtschaftlich unter den Rahmenbedingungen der ihnen zur Verfügung stehenden technischen Flexibilität. Im derzeitigen Regulierungsrahmen erhalten die Kraftwerke keine Anreize, ihre Produktion zum Beispiel auf Netzengpässe hin auszurichten. In der folgenden Antwort zu Frage 5 wird gezeigt, in welchem Zusammenhang die Stromeinspeisung der Kraftwerke Brokdorf und Moorburg mit der Abregelung erneuerbarer Energien in EinsMan-Situationen steht.

### FRAGE 5: WÄRE ES AUS VOLKSWIRTSCHAFTLICHEN UND ÖKOLOGISCHEN GRÜNDEN NICHT SINNVOLLER, DIE KONVENTIONELLEN KRAFTWERKE ABZUSCHALTEN UND STATTDESSEN DIE EEG-ANLAGEN STROM ERZEUGEN ZU LASSEN?

Diese Frage ist aufgrund der Komplexität des heutigen Stromsystems im Rahmen dieser Kurzanalyse nicht abschließend mit einem einfachen Ja oder Nein zu beantworten. Die unterschiedlichen Bewertungsmaßstäbe führen zu unterschiedlichen Sichtweisen, die nachfolgend in zwei Erklärungsansätzen mit unterschiedlichen finanziellen Auswirkungen zusammengestellt sind:

- Wie oben dargestellt senken die beiden untersuchten Kraftwerke Brokdorf und Moorburg bereits häufig in EinsMan-Situationen ihre Stromerzeugung ab, jedoch nicht immer auf ihre minimale Erzeugungslleistung. Auch wenn über die Ursachen im Einzelfall keine Daten

veröffentlicht sind, kann davon auszugehen werden, dass technische Restriktionen wie Betriebspunkte, Laständerungsgeschwindigkeiten oder Mindeststillstandszeiten, operative Restriktionen wie zum Beispiel die Deckung des Wärmebedarfs (Moorburg) sowie Restriktionen des sicheren Netzbetriebs wie die Erbringung von Regelleistung oder Blindleistungsbereitstellung die Kraftwerke an einer Absenkung hindern.

- Aus ökologischer Perspektive ist die reine Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ohne CO<sub>2</sub>-Emissionen und bei Wind- und PV-Anlagen zusätzlich ohne Kosten für den Primärenergieträger grundsätzlich der konventioneller Stromerzeugung vorzuziehen. Somit können CO<sub>2</sub>-Emissionen eingespart und zudem (fossile) Primärenergieträger für spätere Bedarfe aufgehoben werden. Dies setzt jedoch Änderungen wie eine Flexibilisierung der Kraftwerke, alternative Konzepte zur Wärmebereitstellung oder eine alternative Erbringung von Systemdienstleistungen wie auch Änderungen der regulatorischen Rahmenbedingungen voraus.

Zur Beantwortung der Frage sind also weitere Untersuchungen und Kostenanalysen in den unterschiedlichen dargestellten energiewirtschaftlichen Bereichen notwendig. Darüber hinaus erfordert ein stärkeres Absenken konventioneller Kraftwerke regulatorische Änderungen, von denen einige bereits mit dem Weißbuch des Bundeswirtschaftsministeriums angestoßen sind (beispielsweise Maßnahme 6: Regelleistungsmärkte für neue Anbieter öffnen oder Maßnahme 16: Kraft-Wärme-Kopplung in den Strommarkt integrieren).

Aus der vorliegenden Kurzanalyse können für die Diskussion die in der folgenden Tabelle zusammengestellten Kostenabschätzungen für die EinsMan-Maßnahmen im Schleswig-Holstein Netz für das Jahr 2015 beitragen. Zu berücksichtigen ist, dass es sich bei allen Zahlenangaben um Abschätzungen handelt (s. *Anhang: Methodik der Analyse*), da die entsprechenden Angaben direkt nicht veröffentlicht sind. Ebenso muss berücksichtigt werden, dass ausschließlich solche Eingriffe untersucht wurden, die von TenneT veranlasst worden sind. Bei lokalen Netzengpässen im Verteilnetz ist der Handlungsspielraum begrenzt.

Während beim Redispatch konventioneller Kraftwerke ein energetischer und bilanzieller Ausgleich stattfindet, geschieht dies bei EinsMan-Maßnahmen nicht. Die Fehlmenge, die sich durch die Abreglung der EEG-Anlage ergibt, beeinflusst die Systembilanz und trägt zu einem erhöhten Bedarf an Regelleistung einerseits und Regelenergie andererseits bei.

	Mengen in TWh	EinsMan- Entschädi- gungen für EEG-Anlagen in Millionen EUR	Eingesparte EinsMan- Entschädi- gungen für EEG-Anlagen in Millionen EUR	Entgangene Stromerlöse der Kraftwerks- betreiber in Millionen EUR
EinsMan-Menge	ca. 1,5	100 - 180	-	-
Alternative Absenkung auf Minimalleistung von Brokdorf und Moorburg	ca. 0,9	40 - 120 (zusätzlich EEG- Förderung für eingespeisten Strom)	60 - 100	5 - 7
Alternative vollstän- dige Absenkung von Brokdorf und Moor- burg	ca. 1,4	10 - 90 (zusätzlich EEG- Förderung für eingespeisten Strom)	90 - 160	8 - 10

Tabelle 1: Kostenabschätzungen zu den untersuchten durch TenneT veranlassten EinsMan-Maßnahmen im Schleswig-Holstein Netz Im Jahr 2015

In den untersuchten EinsMan-Situationen wurden insgesamt ca. 1,5 TWh Strom aus erneuerbaren Energien (Wind, PV und Biomasse) abgeregelt. Für den Strom, der somit nicht in das Netz eingespeist werden konnte, erhielten die Anlagenbetreiber geschätzte Entschädigungen von 100 bis 180 Millionen Euro, die wiederum die Verbraucher über die Netzentgelte bezahlen. Hätten die untersuchten Kraftwerke Brokdorf und Moorburg – eine entsprechende Flexibilität und gleiche Wirkung auf den Netzengpass vorausgesetzt – ihre Einspeisung auf die technische Mindestleistung (Annahme aus obiger Analyse: 800 bzw. 300 MW) in diesen EinsMan-Situationen anstelle der erneuerbaren Energien reduziert, hätten ca. 0,9 TWh Strom mehr erneuerbarer Strom aus Wind-, PV- und Biomasse-Anlagen in das Stromnetz eingespeist werden können. Die Entschädigungszahlungen an die EEG-Anlagenbetreiber wären damit in der Größenordnung von 60 bis 100 Millionen Euro gesunken, was wiederum die Netzentgelte entlastet hätte. Allerdings müssten die dann eingespeisten EEG-Mengen eine Förderung aus der EEG-Umlage erhalten und die Betreiber der Kraftwerke hätten einen Anspruch auf Entschädigung. Die Entschädigungsansprüche können aufgrund fehlender Daten z. B. zu den Wärme oder Systemdienstleistungserlösen nicht exakt beziffert werden. Allein die entgangenen Erlöse aus dem Stromverkauf summieren sich auf 5 bis 7 Millionen Euro, wenn man die stündlichen Strompreise aus der Vortagesauktion an der Börse EPEX Spot für die jeweiligen EinsMan-Situationen heranzieht. Gegengerechnet werden müssten dann allerdings noch die durch die Absenkung eingesparten Kosten für die Primärenergieträger Uran bzw. Kohle. Unterstellt man eine volle Flexibilität der Kraftwerke Brokdorf und Moorburg, hätten die beiden Kraftwerke sogar ca. 1,4 TWh der EinsMan-Mengen abdecken können, was zu einem Rückgang der Entschädigungszahlungen um 90 bis 160 Millionen Euro geführt

hätte. Die entgangenen Erlöse aus dem Stromverkauf hätten sich dann für die beiden Kraftwerke auf 8 bis 10 Millionen Euro summiert. Selbst bei vollständigem Abschalten der Kraftwerke könnten Eins-Man-Eingriffe nicht gänzlich vermieden, allerdings auf ca. 0,1 TWh reduziert werden.

Bei der Diskussion um Redispatch und EinsMan ist der Zeitstrahl zu berücksichtigen. Denn einerseits entstehen EinsMan- und Redispatch-Situationen aufgrund von Netzengpässen. Mit dem Ausbau des Stromnetzes werden diese Netzengpässe beseitigt und der Bedarf an Eingriffen in das über den Markt organisierte Stromsystem wird zurückgehen. Darüber hinaus sollte in der zeitlichen Analyse die Veränderung des Energiesystems durch die engere Verknüpfung von Strom, Wärme und Mobilität (sogenannte Sektorkopplung) berücksichtigt werden. Durch sie kann zusätzliche Erzeugung und Nachfrage, aber auch Flexibilität geschaffen werden, die Einfluss auf das Auftreten von Netzengpässen haben.

## ANHANG: METHODIK DER ANALYSE

In der Kurzanalyse werden Daten zur IST-Kraftwerkseinspeisung der EEX Transparency für das Kernkraftwerk Brokdorf und die beiden Steinkohlekraftwerksblöcke Moorburg A und B verwendet. Diese Kraftwerke liegen in bzw. sehr nahe an Schleswig-Holstein, dem Gebiet mit den meisten Einspeisemanagementmaßnahmen in Deutschland (vgl. Bundesnetzagentur 2016a: Tab. 7 und 8). Diesen Zusammenhang zeigt auch Abbildung 7 auf, hier ist links dargestellt, wo strombedingte Redispatchmaßnahmen im zweiten Quartal 2015 stattfanden (grün und rot markierte Stromtrassen), rechts eine Visualisierung der Kraftwerksstandorte.

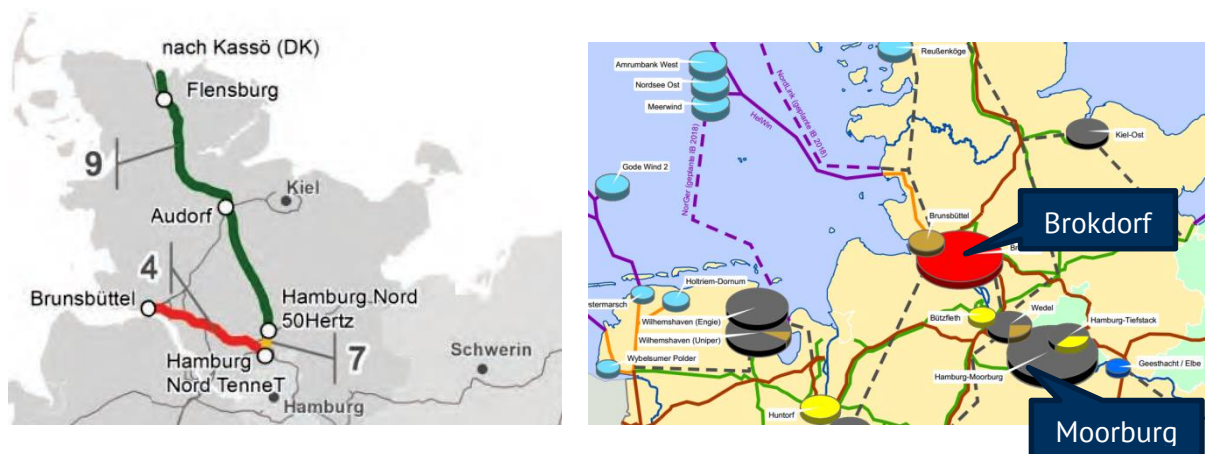


Abbildung 7: Netzelemente mit strombedingten Redispatchmaßnahmen 2014 (links) und Kraftwerksstandorte (rechts), Quellen: Bundesnetzagentur 2016a: S. 33 (links) und Umweltbundesamt 2016 (rechts)

Weiterhin werden in dieser Kurzstudie Daten zur Höhe der Abregelung erneuerbarer Energien im Verteilnetz der Schleswig-Holstein Netz AG auf Veranlassung des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers TenneT in Schleswig-Holstein verwendet. Da Schleswig-Holstein dasjenige Bundesland mit den meisten EinsMan-Maßnahmen ist und gleichzeitig mit einem großen regionalen Netzbetreiber eine einheitliche Datenaufbereitung ermöglicht, eignet es sich besonders für diese Untersuchung. Grundsätzlich ist eine Erweiterung der betrachteten Regionen um andere Netzgebiete möglich, jedoch sehr

arbeitsintensiv in der Datenverarbeitung. Zur Höhe der abgeregelten Leistung liegen netzbetreiberseitig keine Zeitreihen vor, sie werden deshalb indirekt berechnet bzw. abgeschätzt. Die Berechnung erfolgt in drei Schritten:

1. Die Meldungen über Maßnahmen zur Abregelung EE durch den Netzbetreiber Schleswig-Holstein Netz werden verwendet. Zu unterscheiden ist zwischen einer Abregelung aufgrund lokaler Netzengpässe, die nur durch in der Region einspeisende Kraftwerke behoben werden können, und zwischen Abregelungen durch den Verteilnetzbetreiber auf Veranlassung des Übertragungsnetzbetreibers. Letztere sind überwiegend Maßnahmen, die aufgrund eines überregionalen Engpasses getroffen werden. Maßnahmen, die TenneT direkt bei an das Übertragungsnetz angeschlossenen EE-Anlagen durchführt, sind hingegen nicht in den Daten enthalten und bleiben in dieser Analyse unberücksichtigt. Da im Kontext eines alternativen Redispatches nur die überregionalen Netzengpässe relevant sind, werden von allen Maßnahmen aus Schleswig-Holstein Netz (2016) für das Jahr 2015 nur diejenigen mit TenneT als veranlassenden Netzbetreiber betrachtet.
2. Den einzelnen Maßnahmen werden im nächsten Berechnungsschritt über das EEG-Anlagenregister von TenneT (2016) eine installierte Leistung und eine Technologie zugeordnet. Aus der Information des Beginns und des Endes der Einsätze werden dann technologiespezifische Viertelstundenwerte aggregiert, hierbei wird die Schaltstufe<sup>2</sup> und der Zeitpunkt der Abregelung berücksichtigt. Im Ergebnis gehen also die effektiv je Viertelstunde durchschnittlich abgeregelten installierten Leistungen je Technologie in die weiteren Berechnungsschritte ein.
3. Der effektiv abgeregelten installierten Leistung wird im dritten und letzten Schritt die Einspeiseleistung der betrachteten Stunde zugeordnet. Hierzu wird für Wind und PV das Einspeiseprofil der Hochrechnung für die TenneT-Regelzone aus 50Hertz Transmission GmbH et al. (2016) verwendet. Um diese Hochrechnungswerte auf die abgeregelten Anlagen zu skalieren, wird die insgesamt installierte Wind- und Solarleistung für das Jahr 2015 in der TenneT-Regelzone benötigt. Für Wind wird ein lineares Ansteigen von 15,679 GW (Fraunhofer 2016) auf 17 GW<sup>3</sup> angenommen. Bei Photovoltaik wurde ein unterjähriger Leistungszuwachs von 15,134 GW auf 15,434 GW angenommen. Dieser letzte Wert ist mit Unsicherheit behaftet und bildet eine Abschätzung von Energy Brainpool aufgrund von Daten aus TenneT (2016), hierzu liegen keine statistischen Aufstellungen vor. Der Wert hat aufgrund der letztendlich relativen Verwendung der abgeregelten Menge durch den Bezug auf die Maximalabregelung jedoch nur einen beschränkten Einfluss. Zur Berechnung der Abregelung von Biomasse werden durchschnittliche Volllaststunden von 6.745 h/a (Agentur für erneuerbare Energien 2016) bei einer konstanten Einspeisung angenommen.

---

<sup>2</sup> Schleswig-Holstein Netz gibt Schaltstufen von 0 (komplette Abregelung), 30, 60 und 100 (keine Abregelung) vor.

<sup>3</sup> Pauschale Abschätzung auf Basis von TenneT (2016)

## QUELLENVERZEICHNIS

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH und TenneT TSO GmbH (2016): *Veröffentlichungen zur Marktprämie nach § 73 Abs. 3 EEG in Verbindung mit Anlage 1 Nr. 3 EEG*, <https://www.netztransparenz.de/de/Marktpr%C3%A4mie.htm> [letzter Abruf 23.05.2016].

Agentur für erneuerbare Energien (2016): *Föederal Erneuerbar*, [https://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/bundesland/SH/kategorie/bioenergie/auswahl/814-durchschnittliche\\_ja/#goto\\_814](https://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/bundesland/SH/kategorie/bioenergie/auswahl/814-durchschnittliche_ja/#goto_814) [letzter Abruf 25.05.2015].

Agora Energiewende (2016): *2015 war Rekordjahr für Erneuerbare Energien, Stromerzeugung und Stromexport*, <https://www.agora-energiewende.de/de/presse/agoranews/news-detail/news/2015-war-rekordjahr-fuer-erneuerbare-energien-stromerzeugung-und-stromexport/News/detail/> [letzter Abruf 25.05.2016].

Bundesnetzagentur (2015): *Monitoringbericht 2015*, [http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Monitoring/monitoring-node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Monitoring/monitoring-node.html) [letzter Abruf 25.05.2016].

Bundesnetzagentur (2016): *Jahresbericht 2015 - Wettbewerb fördern. Netze ausbauen. Verbraucherinnen und Verbraucher schützen.*, [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2016/Jahresbericht2015.pdf?\\_\\_blob=publication-File&v=2](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2016/Jahresbericht2015.pdf?__blob=publication-File&v=2) [letzter Abruf 25.05.2016].

Bundesnetzagentur (2016a): *Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen – Erstes und zweites Quartal 2015*, [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Quartalsbericht2015.pdf?\\_\\_blob=publication-File&v=3](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Quartalsbericht2015.pdf?__blob=publication-File&v=3) [letzter Abruf 25.05.2016].

Energy Brainpool (2016): *Minimaler Bedarf an langfristiger Flexibilität im Stromsystem bis 2050*, [http://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Studien/Studie\\_2016-02-23\\_Minimaler\\_Windgasbedarf\\_GreenpeaceEnergy\\_EnergyBrainpool.pdf](http://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/Studien/Studie_2016-02-23_Minimaler_Windgasbedarf_GreenpeaceEnergy_EnergyBrainpool.pdf) [letzter Abruf 25.05.2016].

ENTSO-E (2016): *Congestion management – Costs*, <https://transparency.entsoe.eu/congestion-management/r2/costs/show> [letzter Abruf 30.05.2016]

Fraunhofer IWES (2016): *Windmonitor*, [http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/windmonitor\\_de/2\\_Netzintegration/2\\_netzbetrieb/1\\_Die\\_vier\\_Regelzonen/](http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/windmonitor_de/2_Netzintegration/2_netzbetrieb/1_Die_vier_Regelzonen/) [letzter Abruf 25.05.2016].

Schleswig-Holstein Netz (2016): *Einsätze des Einspeisemanagement – Mittelspannung, Hoch- und Höchstspannung TenneT*, <https://www.sh-netz.com/cps/rde/xchg/sh-netz/hs.xsl/2472.htm> [letzter Abruf 25.05.2016].

Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume Schleswig-Holstein (2015): *Abregelung von Strom aus Erneuerbaren Energien und daraus resultierende Entschädigungsansprüche in den Jahren 2010 bis 2014*, [http://www.schleswig-Holstein.de/DE/Schwerpunkte/Energiewende/Strom/\\_documents/einspeisemanagement.html](http://www.schleswig-Holstein.de/DE/Schwerpunkte/Energiewende/Strom/_documents/einspeisemanagement.html) [letzter Abruf 25.05.2015].

TenneT TSO GmbH (2016): *Anlagenregister Aktuell*, <http://www.tennet.eu/de/kunden/eegkwkg/erneuerbare-energien-gesetz/eeg-daten-nach-77/einspeisung-und-anlagenregister.html> [letzter Abruf 19.04.2016].

Umweltbundesamt (2016): Karte: *Kraftwerke und Verbundnetze in Deutschland*, <https://www.umweltbundesamt.de/bild/kraftwerke-verbundnetze-in-deutschland> [letzter Abruf 25.05.2016].