

## Kommentierung des 1. Entwurfs des NEP Strom 2030, Version 2019

Freiburg, 04.03.2019

### **Autorinnen und Autoren**

Franziska Flachsbarth

Dr. Matthias Koch

### **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](mailto:info@oeko.de)

[www.oeko.de](http://www.oeko.de)



# Inhaltsverzeichnis

<b>1.</b>	<b>Überblick über den NEP Strom 2019-2030</b>	<b>5</b>
1.1.	EE-Anteil von 65%	5
1.2.	CO <sub>2</sub> -Emissionsminderungsziele	5
1.3.	Reduktion der Kraftwerksleistung	5
1.4.	Spannweite zwischen den Szenarien	6
<b>2.</b>	<b>Marktsimulation</b>	<b>6</b>
2.1.	Nähere methodische Beschreibung der Eingangsdatenerstellung	6
2.1.1.	Erläuterung des Flow based market couplings	7
2.1.2.	Erläuterung der Abbildung neuer Flexibilitätsoptionen	7
2.1.3.	Erläuterung der KWK- Modellierung	8
2.1.4.	Erläuterung der Regionalisierung der Erneuerbaren Energien	8
2.2.	Modellierungsansatz zur Einhaltung der CO <sub>2</sub> -Emissionsobergrenze	8
2.2.1.	Vorbemerkung zu den brennstoffspezifischen CO <sub>2</sub> -Emissionen im NEP	8
2.2.2.	Wahl des Modellierungsansatzes zur Einhaltung der CO <sub>2</sub> -Emissionsobergrenze	9
2.2.3.	Beschreibung des Modellierungsansatzes zur Einhaltung der CO <sub>2</sub> -Emissionsobergrenze	9
2.2.4.	Zur grundsätzlichen Interpretation der Ergebnisse nach Erhebung eines nationalen CO <sub>2</sub> -Preisauflags	10
2.2.5.	Zur Interpretation der europaweiten Wirkung der Erhebung eines nationalen CO <sub>2</sub> -Preisauflags in Deutschland	11
2.3.	Regionalisierung der Erneuerbaren Energien	11
2.4.	KWK- Modellierung	11
2.5.	Einbettung in den europäischen Kontext	12
2.5.1.	Import- und Exportbilanz Deutschlands	12
2.6.	Interpretation der Dumped Energy	13
<b>3.</b>	<b>Netzausbaubedarf</b>	<b>13</b>
<b>4.</b>	<b>Übergeordnete Anregungen</b>	<b>14</b>
4.1.	Prozessphasen des Netzentwicklungsplans	14
4.2.	Open Data	15
4.3.	Langfristszenario	15
	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>17</b>



## 1. Überblick über den NEP Strom 2019-2030

Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber haben am 04.02.2019 den 1. Entwurf des NEP Strom 2030, Version 2019 veröffentlicht (50Hertz Transmission GmbH et al. 2019). Wie der bestätigte Szenariorahmen dieses Netzentwicklungsplans bereits ankündigte, weist der diesjährige Netzentwicklungsplan erneut einige erfreuliche konzeptuelle Neuerungen auf. Die Szenarien des NEP 2030, Version 2019 wurden bereits im Zuge der diesbezüglichen Kommentierung vom Öko-Institut bewertet (Flachsbarth et al. 2018). An dieser Stelle soll zur Einordnung der Ergebnisse des NEP 2030, Version 2019 zumindest auf die wesentlichen Neuerungen des Szenariorahmens des NEP 2030, Version 2019 und auf die geäußerten Kritikpunkte des Öko-Instituts eingegangen werden. Dies dient dazu, die Ergebnisse der Marktsimulation des NEP Strom 2019-2030 besser einordnen zu können:

### 1.1. EE-Anteil von 65%

Das Öko-Institut begrüßt, dass in allen Szenarien das im Koalitionsvertrag erklärte Ziel der Bundesregierung, einen EE-Anteils am Bruttostromverbrauch in Höhe von 65% zu realisieren, berücksichtigt wird (vgl. Stellungnahme des Öko-Instituts in Kapitel 3.3 von (Flachsbarth et al. 2018)).

### 1.2. CO<sub>2</sub>-Emissionsminderungsziele

Es wird positiv bewertet, dass die Einhaltung der CO<sub>2</sub>-Emissionsminderungsziele erstmals für alle Szenarien verbindlich ist. Die Annahme, dass bis zum Szenariojahr 2035 weitere Emissionsminderungen (lineare Absenkung der CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze) notwendig bzw. verbindlich sein werden, wird ebenso begrüßt. Als dritter Aspekt bzgl. der CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze ist positiv hervorzuheben, dass keine zusätzlichen CO<sub>2</sub>-Emissionsbudgets aufgrund von Sektorkopplung angenommen werden. All diese Aspekte wurden in unserer Stellungnahme zum Szenariorahmen befürwortet (vgl. Kapitel 3.1 in (Flachsbarth et al. 2018)).

Kritisiert wird hingegen, dass der NEP 2030, Version 2019 weiterhin kein Szenario enthält, das sich um die Einhaltung des Pariser Klimaabkommens bemüht und die CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze für das Zieljahr 2030 entsprechend absenkt (vgl. Kapitel 3.1 in (Flachsbarth et al. 2018)).

Im NEP 2030, Version 2019 wird weiterhin teilweise von „Emissionszielen“ gesprochen. Diese Formulierung erweckt den Anschein, dass bestimmte CO<sub>2</sub>-Emissionsmengen erreicht werden müssen. Es wurde empfohlen, an dessen Stelle von „Emissionsobergrenzen“ oder „Emissionsminderungszielen“ zu sprechen.

### 1.3. Reduktion der Kraftwerksleistung

Ebenfalls wird begrüßt, dass in den Szenarien des NEP 2030, Version 2019 erstmals in einer relevanteren Größenordnung davon ausgegangen wird, dass die installierte Kraftwerksleistung von Kohlekraftwerken bis 2030 reduziert wird: Im Vergleich zum NEP 2017-2030 wird die Annahme über die installierte Kohlekraftwerkskapazität im Szenario A um 10,3 GW, im Szenario B um 5,2 GW und im Szenario C um 3 GW nach unten korrigiert. Der Rückgang der installierten Leistung von Kohlekraftwerken geht auch auf die Berücksichtigung des im Klimaschutzplan vorgegebenen sektorspezifischen CO<sub>2</sub>-Minderungsziels für den Stromsektor im NEP Szenariorahmen 2019-2030 zurück.

Auch die Ergebnisse der Kohlekommission berücksichtigen die CO<sub>2</sub>-Minderungsziele im Stromsektor nach Klimaschutzplan 2050, so dass zumindest einzelne Szenarien des NEP 2030, Version 2019 von einer vergleichbaren installierten Leistung von Kohlekraftwerken ausgehen: Das Szenario C 2030 liegt mit einer installierten Leistung an Braunkohlekraftwerken in Höhe von 9 GW und Steinkohleleistung in Höhe von 8,1 GW recht exakt bei dem Kompromiss der Kohlekommission für das Jahr 2030, wo die im Markt betriebenen Kraftwerkskapazitäten für Braunkohle auf 9 GW und für Steinkohle auf 8 GW reduziert werden sollen (Matthes 2019). Die anderen beiden NEP-Szenarien für 2030 liegen hingegen insbesondere bei Steinkohle mit 13,5 GW (Szenario A 2030) bzw. 9,8 GW (Szenario B 2030) über den Empfehlungen der Kohlekommission.

Das Szenario B 2025 befindet sich zeitlich zwischen den Stützpunkten der Kohlekommission, die Empfehlungen bis 2022 und bis 2030 festschreiben. Im Jahr 2022 sollen jeweils noch 15 GW Stein- und Braunkohlekraftwerke im Markt betrieben werden (Matthes 2019). Bei einem linearen Rückgang der Kohleleistung weist das NEP-Szenario B 2025 mit einer Kraftwerksleistung von 9,4 GW Braunkohle und 13,5 GW Steinkohle einen stärkeren Rückgang bei Braunkohlekraftwerken und einen etwas schwächeren Rückgang bei Steinkohlekraftwerken auf.

Das NEP Szenario B 2035 weist jedoch mit weiterhin 9 GW Braunkohle und 8,1 GW Steinkohlekapazität im Jahr 2035 eine deutlich zu hohe installierte Leistung für Kohlekraftwerke auf und hat deshalb vor dem Hintergrund der Ergebnisse der Kohlekommission nur noch einen geringen Informationsgehalt. Dies korrespondiert auch mit den geringen Volllaststunden für Kohlekraftwerke von unter 3000 Stunden im Szenario B 2035 (vgl. Abbildung 44 in (50Hertz Transmission GmbH et al. 2019)).

#### 1.4. Spannweite zwischen den Szenarien

Aufgrund der einheitlichen Basis beim EE-Ausbau, was sowohl den EE-Anteil am Bruttostromverbrauch als auch die Regionalisierung der EE-Anlagen betrifft, sowie den konstanten CO<sub>2</sub>-Minderungszielen ist die Spannweite zwischen den Szenarien A, B und C geringer ausgeprägt als im NEP 2017-2030. Dies zeigt sich auch an den Ergebnissen der Marktsimulation, und dies lässt auf einen relativ einheitlichen Netzausbaubedarf zwischen den unterschiedlichen Szenarien sowohl in der absoluten Höhe als auch in Bezug auf die einzelnen Maßnahmen schließen. Ziel der Berechnung von drei Szenarien innerhalb des NEP soll hingegen sein, mit den Szenarien das Feld der möglichen zukünftigen Entwicklungen des Stromsystems möglichst gut abzudecken, um hieraus eine möglichst robuste Netzplanung vorzunehmen. Ein auf Basis dieser drei Szenarien abgeleiteter Netzausbaubedarf kann aufgrund der geringen Spannbreite zwischen den Szenarien hingegen nicht als „robust“ bezeichnet werden.

Eine Möglichkeit zur Erhöhung der Spannbreite zwischen den Szenarien wäre zum Beispiel eine stärkere Variation der bundeslandspezifischen Annahmen zur Höhe und zum Technologiemix des EE-Ausbaus, vgl. Abschnitt 2.1.4.

## 2. Marktsimulation

### 2.1. Nähere methodische Beschreibung der Eingangsdatenerstellung

Die ÜNB haben um Hinweise gebeten, an welcher Stelle zu einzelnen Aspekten der Eingangsdatenerstellung im zweiten Entwurf des NEP nähere methodische Beschreibungen angefertigt werden sollten. Hierzu haben wir folgende Anmerkungen:

### 2.1.1. Erläuterung des Flow based market couplings

In den vergangenen Netzentwicklungsplänen wurden zur Bestimmung der Handelskapazitäten zwischen Marktgebieten sogenannte Net Transfer Capacities (NTC) auf Basis des europäischen TYNDP berücksichtigt. In der Marktsimulation durfte die gehandelte Strommenge zwischen zwei Marktgebieten die vorgegebenen NTC nicht übersteigen. Mit dem NEP 2030, Version 2019 wird von der NTC-Modellierung auf die Modellierung einer lastflussbasierten Kapazitätsberechnung, das sogenannte Flow-Based Market Coupling – FBMC, umgestellt.

Es gibt viele modelltechnische Umsetzungsformen des FBMC. Anhand der im 1. Entwurf des NEP übermittelten Informationen kann nicht nachvollzogen werden, wie die Modellierung tatsächlich erfolgt. Eine Überarbeitung der Darstellung dieses Verfahrens im 2. Entwurf ist begrüßenswert. Insbesondere sind folgende Punkte offen / verbesserungswürdig:

- Es wird nicht klar, wie das (n-1)-Kriterium in dem Ansatz berücksichtigt werden kann, da der Ausfall des jeweils kritischsten Netzelementes zu unterschiedlichen PTDFs führen würde: Werden dann alle Werte auf den (n-1)-Wert reduziert?
- Die resultierenden Werte für die PTDFs sollten als Eingangsdaten analog zu den vorher verwendeten NTCs angegeben werden.
- Ebenfalls von Interesse sind die Generation Shift Keys (GSKs), die ebenfalls zumindest als Mittelwert mit Varianz angegeben werden könnten.
- Das Verfahren soll auf allen direkten Grenzleitungen zwischen Deutschland und den Nachbarländern angewendet werden, aber auch auf denen zwischen den Nachbarländern. Hier bleibt unklar, ob der Detailgrad zur Abbildung der Grenzleitungen zwischen den Nachbarländern mit dem zwischen Deutschland und den Nachbarländern übereinstimmt. Falls es Unterschiede bzgl. der Eingangsdaten und der Modellierung gibt, sollte dies genauer erläutert werden. Auch hier sind die schlussendlich genutzten PTDFs und GSK-Mittelwerte inkl. Varianz von Interesse.

### 2.1.2. Erläuterung der Abbildung neuer Flexibilitätsoptionen

Neue Flexibilitätsoptionen wurden seit dem NEP 2017-2030 berücksichtigt. Dies entspricht einer Forderung vieler Stakeholder, welche sich von der Einbeziehung von neuen Flexibilitätsoptionen einen rückläufigen Netzausbaubedarf versprechen.

Abbildung 33 des NEP gibt einen Überblick über das Elektrizitätsmarktmodell, die Einbeziehung der Flexibilität in das Modell wird durch die „Verfügbarkeit flexibler Last“ und durch die „Nutzung flexibler Last“ dargestellt (50Hertz Transmission GmbH et al. 2019, S. 85). Es gibt keine neue Nebenbedingung, die in der Graphik genannt wird, es bleibt unklar, welche Flexibilitäten dies betrifft. Dies könnte insbesondere in der Abbildung, aber auch im Text präzisiert / verbessert werden.

Die im NEP berücksichtigten Flexibilitätsoptionen werden unterschiedlich modelliert, d.h. sie folgen auch einer unterschiedlichen Marktlogik und wirken sich deshalb in unterschiedlicher Weise auf den entstehenden Netzausbaubedarf aus: Wird Elektromobilität z.B. als unflexible zusätzliche Nachfrage modelliert, so handelt es sich nicht um eine verschiebbare, sondern ausschließlich um eine zusätzliche Nachfrage. Es ist eine den Netzausbaubedarf steigernde Wirkung zu erwarten. Werden Flexibilitätsoptionen marktdienlich eingesetzt, ist ebenfalls nicht davon auszugehen, dass der Netzausbaubedarf hierdurch sinkt. Ähnlich verhält es sich bei einer vorgelagerten PV-Eigenverbrauchsoptimierung. Erst, wenn Flexibilität explizit netzdienlich für das Übertragungsnetz eingesetzt würde, könnte ein senkender Effekt auf den im NEP identifizierten Netzausbaubedarf erwartet werden.

Gegebenenfalls bietet es sich aufgrund des hohen öffentlichen Interesses an der Wirkung der Flexibilitätsoptionen an, genauer zu erläutern, wie welche Flexibilitätsoption genau modelliert wird und welchen Effekt diese Entscheidung auf die Jahreshöchstlast und tendenziell auf den Netzausbaubedarf nehmen wird. Dies könnte es auch nicht-modellierenden Stakeholder\*innen ermöglichen, den neuen Aspekt im NEP besser zu verstehen.

### **2.1.3. Erläuterung der KWK- Modellierung**

Die begleitende Kurzstudie der Forschungsstelle für Energiewirtschaft zur „Flexibilisierung der Kraft-Wärme-Kopplung“ erläutert die Ableitung der Fernwärmeabsätze und Erzeugungsstrukturen für verschiedene Szenarien, nicht jedoch die verwendete Methodik zur Modellierung der KWK-Kraftwerke, wie zum Beispiel die unterstellten elektrischen und thermischen Wirkungsgrade im KWK-Betrieb, die insbesondere für die daraus resultierenden CO<sub>2</sub>-Emissionen relevant sind (Conrad et al. 2017). Wir bitten hierzu um zusätzliche Erläuterungen, vgl. auch Kapitel 2.2.1.

Beim Vergleich der Abbildung 6 zur Must-Run-Erzeugung konventioneller Erzeugungsanlagen nach Energieträger (50Hertz Transmission GmbH et al. 2019, S. 32) und der Abbildung 48 zur KWK-Erzeugung nach Primärenergietypen (50Hertz Transmission GmbH et al. 2019, S. 109; 2019) fällt auf, dass die ausgewiesenen KWK-Strommengen für Kohlekraftwerke deutlich kleiner sind als die vorgegebene Must-Run-Erzeugung. Offen bleibt, worauf die höheren Must-Run-Vorgaben für Kohlekraftwerke beruhen. Wir bitten um eine Erläuterung hierzu in Kapitel 2.3 und weisen darauf hin, dass eine hohe Must-Run-Stromerzeugung auch zu hohen Exportüberschüssen beitragen kann, wie es in allen Szenarien des NEP 2030, Version 2019 der Fall ist.

### **2.1.4. Erläuterung der Regionalisierung der Erneuerbaren Energien**

Die Methodik zur Regionalisierung der Erneuerbaren Energien ist in dem Begleitdokument „Regionalisierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien“ der FfE grundsätzlich nachvollziehbar aufbereitet. Die aus der Regionalisierung der Erneuerbaren Energien resultierenden Annahmen zur installierten Leistung werden dort in Form von Heatmaps dargestellt (Schmid et al. 2018). Der Vergleich der Regionalisierungsergebnisse zu denen des NEP 2017-2030 ist ebenfalls positiv hervorzuheben.

Für die Leserschaft des NEP ist es dennoch wünschenswert, die Kernergebnisse im Hauptdokument zusammengestellt zu bekommen. Von Interesse sind hier:

- die verfahrenstechnischen Änderungen der Regionalisierung zum vorangehenden NEP
- die Auswirkungen der Aktualisierung der Regionalisierung auf die Verteilung der EE-Erzeugung und den regionalen Stromübertragungsbedarf.

Im Begleitdokument selbst fehlt eine tabellarische Darstellung und Dokumentation der unterstellten bundeslandspezifischen Potenzialflächen (Weißflächen) für Wind onshore, so wie es im Begleitdokument des NEP 2017-2030 noch vorhanden war und für die Potenzialflächen für PV-Freiflächen und PV-Dachanlagen weiterhin vorhanden ist.

## **2.2. Modellierungsansatz zur Einhaltung der CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze**

### **2.2.1. Vorbemerkung zu den brennstoffspezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen im NEP**

Die unterstellten elektrischen Wirkungsgrade des konventionellen Kraftwerksparks bestimmen die Höhe der aus der Stromerzeugung resultierenden CO<sub>2</sub>-Emissionen und damit bei einer CO<sub>2</sub>-



Emissionsobergrenze auch die zulässige Stromerzeugung. Aus den im NEP ausgewiesenen brennstoffspezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen und Strommengen lassen sich mit Hilfe der ebenfalls ausgewiesenen brennstoffspezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren die durchschnittlichen brennstoffspezifischen Wirkungsgrade der Kraftwerke ableiten (Abbildung 36, Abbildung 45 und Tabelle 3 in 50Hertz Transmission GmbH et al. 2019).

Für das Szenario B 2030 resultieren nach diesen Angaben durchschnittliche elektrische Wirkungsgrade für Stein- und Braunkohlekraftwerke von rund 41% und 44% für Erdgaskraftwerke (inkl. KWK < 10 MW). Diese Wirkungsgrade sind deutlich höher als die aus den aktuellen amtlichen Statistiken ableitbaren Nutzungsgrade des derzeitigen Kraftwerksparks, welche sowohl das An- und Abfahrverhalten, den Teillastbetrieb und die Wärmeauskopplung im KWK-Betrieb berücksichtigen.

Aufgrund dessen bleibt unsere Vermutung bestehen, dass das Strommarktmodell des NEP die aus der Stromerzeugung resultierenden CO<sub>2</sub>-Emissionen aufgrund einer zu optimistischen Annahme der im Betrieb tatsächlich auftretenden Nutzungsgrade strukturell unterschätzt (Flachsbarth et al. 2018). Vor diesem Hintergrund ist davon auszugehen, dass zur Einhaltung der CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze der nationale CO<sub>2</sub>-Preis tendenziell weiter angehoben werden müsste, woraus für Deutschland eine geringere konventionelle Stromerzeugung und ein geringerer Nettoexportüberschuss resultiert (vgl. auch Kapitel 2.3.1).

### **2.2.2. Wahl des Modellierungsansatzes zur Einhaltung der CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze**

Wie bereits in vorangehenden Stellungnahmen und zuletzt in der Kommentierung des Szenariorahmens NEP Strom 2019-2030 beschrieben, empfiehlt das Öko-Institut einen kritischen Umgang mit dem bisher im NEP gewählten Modellierungsinstrument zur Einhaltung der CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze, vgl. (Flachsbarth et al. 2018). Es wird insbesondere empfohlen, anstelle der Erhebung eines nationalen CO<sub>2</sub>-Preises einen europäischen CO<sub>2</sub>-Preis aufschlag zu wählen. Da die Variation des Modellierungsinstrumentes Einfluss auf die Import-Exportbilanz Deutschlands nimmt, variiert hiermit auch die Belastung des Stromnetzes. Insofern ist an dieser Stelle der Einfluss des Modellierungsansatzes auf die Bestimmung des Netzausbaubedarfes von besonderem Interesse.

Da in der bisherigen Modellierung bisher ausschließlich in den Szenarien A 2030 und B 2035 eine Anhebung des nationalen CO<sub>2</sub>-Preises zur Einhaltung der CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenzen durchgeführt werden musste, beschränkt sich die Anmerkung auf diese Szenarien.

### **2.2.3. Beschreibung des Modellierungsansatzes zur Einhaltung der CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze**

Im 1. Entwurf des NEP 2030, Version 2019 wird die Modellierung der Erhebung des nationalen CO<sub>2</sub>-Preises als Instrument zur Einhaltung der CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze wie folgt beschrieben (50Hertz Transmission GmbH et al. 2019, S. 85):

„Für den Fall, dass die mithilfe des Marktmodells ermittelten Gesamtemissionen der Kraftwerke oberhalb des jeweiligen CO<sub>2</sub>-Grenzwerts liegen, wird eine modelltechnische Nebenbedingung eingesetzt, welche die CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland begrenzt. Diese Nebenbedingung führt in den Analysen des aktuellen NEP 2030 (2019), wie auch im vorangegangenen NEP 2030 (2017) zu einem, im Vergleich zum Rest Europas, erhöhten CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis in Deutschland. Im NEP 2030 (2019) sind davon die Szenarien A 2030 sowie B 2035 betroffen.“

Bisher wurde das Verfahren der Modellierung des nationalen CO<sub>2</sub>-Preises als ein iteratives Verfahren beschrieben: Wenn die CO<sub>2</sub>-Emissionen bei dem angenommenen zukünftigen europäischen CO<sub>2</sub>-Preis überschritten, wird ein Aufschlag auf den deutschen CO<sub>2</sub>-Preis vorgenommen, und die Marktmodellierung wird wiederholt. Diese Schritte werden so lange durchgeführt, bis die CO<sub>2</sub>-Emissionen nach dem Marktergebnis die CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze unterschreiten.

In einem solchen Verfahren hingegen ist keine Nebenbedingung erforderlich oder möglich, die innerhalb der Optimierung berücksichtigt werden könnte. Wenn mit einem rollierenden Horizont, wie in dem Modell der ÜNB implementiert, gerechnet wird, kann keine Ganzjahres-Nebenbedingung aufgestellt werden, die einer Obergrenze der CO<sub>2</sub>-Emissionen vorgibt. Insofern ist das geschilderte Verfahren und die graphische Darstellung des Optimierungsmodells nicht nachvollziehbar und sollte zum 2. Entwurf überarbeitet werden.

#### **2.2.4. Zur grundsätzlichen Interpretation der Ergebnisse nach Erhebung eines nationalen CO<sub>2</sub>-Preisauflags**

In dem 1. Entwurf des NEP 2030, Version 2019 erfolgt erstmals eine signifikantere Reduktion der Kohlekraftwerkskapazität, während zudem weiterhin an dem Modellierungsinstrument der Erhebung eines nationalen CO<sub>2</sub>-Preisauflags festgehalten wird. Die Anwendung dessen ist bisher ausschließlich in den Szenarien A 2030 und B 2035 erforderlich: in A 2030 wurde ein CO<sub>2</sub>-Preisauflags in Höhe von 9 €/t CO<sub>2</sub>, in Szenario B 2035 in Höhe von 28 €/t CO<sub>2</sub> vorgenommen, so dass im Szenario A in Deutschland ein CO<sub>2</sub>-Preis in Höhe von 34,2 €/t CO<sub>2</sub>, im Szenario B 2035 in Höhe von 61,3 €/t CO<sub>2</sub> erreicht wird.

Das gewählte Modellierungsinstrument ist nach Aussage der ÜNB einzig als Modellierungsmethodik und nicht als ein wahrscheinliches Politikinstrument zu verstehen; es ist nicht davon auszugehen, dass Deutschland einen CO<sub>2</sub>-Preisauflags einführt, die anderen Länder hingegen nicht. Insofern ist die Aussage, alle Szenarien hielten die CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze ein, insofern nicht richtig, als dass die Szenarien A 2030 und B 2035 vielmehr darstellen, dass über die in diesen Szenarien gewählte Reduktion der Kohleleistung und Anhebung der EE-Anteile hinaus zusätzliche Maßnahmen ergriffen werden müssten, um das Klimaschutzziel in Bezug auf die CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze einzuhalten.

Eine bis 2030 im Markt verbleibende Kapazität in Höhe von 9,4 GW an Braunkohle- und 13,5 GW an Steinkohlekraftwerken, wie es im Szenario A 2030 unterstellt wird, gefährdet somit die Einhaltung der sektorspezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktionsziele nach dem Klimaschutzplan 2050 (+18 Mio. t CO<sub>2</sub>). Und mit Blick auf 2035 zeigt sich deutlich, dass die Kohlekraftwerkskapazität auch nach 2030 deutlich abgesenkt werden muss, um die bis 2035 die gesetzten Emissionsreduktionsziele zu erreichen: Ein Verbleib der konventionellen Kohlekraftwerksleistung auf einem Niveau von 9 GW Braunkohle und 8 GW Steinkohle würde trotz hoher EE-Anteile die CO<sub>2</sub>-Emissionsminderungsziele um fast 50 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> überschreiten.

Positiv hervorheben möchten wir an dieser Stelle, dass auf die Gleichsetzung der Ziele vom Klimaschutzplan 2050 und den Zielen von Paris im 1. Entwurf des NEP verzichtet wird.

### **2.2.5. Zur Interpretation der europaweiten Wirkung der Erhebung eines nationalen CO<sub>2</sub>-Preisaufschlags in Deutschland**

Auf S. 107 wird in Bezug auf die Wirkung des nationalen Preisaufschlags auf die Marktergebnisse die folgende Schlussfolgerung gezogen: „Dies führt zu geringeren Emissionen in Deutschland, gleichzeitig aber zu höheren Emissionen in den anderen europäischen Ländern.“

Wir bitten darum, auch die Wirkungen auf die Emissionen im europäischen Ausland zu quantifizieren. Nur so lässt sich beurteilen, ob es sich europaweit betrachtet um einen Anstieg der CO<sub>2</sub>-Emissionsbilanz oder um eine gesamtheitlich betrachtete Reduktion handelt. Unserer Modellierungserfahrung nach sollten die europaweiten CO<sub>2</sub>-Emissionen durch die Erhebung eines nationalen CO<sub>2</sub>-Preises in Deutschland und eine damit einhergehende Verringerung des Einsatzes der Kohlekraftwerke in Deutschland sinken. Die bisherige Formulierung hingegen suggeriert, dass sich an einer europäischen Bilanzierung der Klimaschutzwirkung durch die Erhebung eines nationalen CO<sub>2</sub>-Preisaufschlags in Deutschland nichts verändert.

### **2.3. Regionalisierung der Erneuerbaren Energien**

Im Szenariorahmen des NEP 2030, Version 2019 waren noch keine bundeslandspezifischen Vorgaben für die Regionalisierung der erneuerbaren Energien vorgegeben. Diese liegen erst mit Veröffentlichung des 1. Entwurfs des NEP 2030, Version 2019 vor. Aufgrund dessen werden sie an dieser Stelle kommentiert.

Mit steigendem EE-Anteil prägt bereits die regionale Verteilung der erneuerbaren Energien den Charakter der Szenarien. Das Szenario A soll nach Abbildung 3 des NEP 2030, Version 2019 „zentrale Strukturen“ aufweisen, das Szenario C hingegen „dezentrale“ (50Hertz Transmission GmbH et al. 2019, S. 26). Bei der Auswertung der bundeslandspezifischen Stromerzeugungsmengen aus Wind offshore, Wind onshore und PV fällt auf, dass diese zwischen den Szenarien wenig variieren: In den norddeutschen Bundesländern Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg werden im Szenario A 193 TWh Strom erzeugt, im Szenario C 200 TWh. Damit ist die szenarioabhängige Stromnachfrage in Deutschland im Szenario A bilanziell zu 38% aus dem Norden gedeckt, im Szenario C zu 36%. In den Bundesländern Bayern und Baden Württemberg hingegen beträgt die Stromerzeugung aus den fluktuierenden erneuerbaren Energieträgern im Szenario A 38 TWh und im Szenario C 49 TWh. Die Stromnachfrage in Deutschland ist damit nur zu 8% bzw. zu 9% bilanziell aus Süddeutschland gedeckt. Die Annahmen der bundeslandspezifischen Erzeugungsmengen zwischen den verschiedenen Szenarien sollten stärker variieren, wenn einerseits von „zentralen“, andererseits von „dezentralen“ Strukturen gesprochen wird. Dies würde auch die Robustheit der Ergebnisse des Netzausbaubedarfs erhöhen, vgl. Kapitel 1. Durch ein Szenario, das eine stärkere Konzentration von fluktuierender EE-Einspeisung in Süddeutschland vorsieht, würde dem Interesse vieler Stakeholder\*innen an einem lastnäheren Szenario entsprochen. Eine Auswertung verschiedener Studien zum Thema „Dezentralität“ hat ergeben, dass in Szenarien, die mehr Wind-onshore-Erzeugung in Süddeutschland verorten, der Netzausbaubedarf des Übertragungsnetzes geringer ausfällt (Matthes et al. 2018).

### **2.4. KWK- Modellierung**

Für die konventionellen Kraftwerke, welche neben der Stromerzeugung zusätzliche Versorgungsaufgaben erfüllen, werden Mindesteinsatzbedingungen ermittelt, die im Zeitverlauf insbesondere aufgrund der saisonal unterschiedlich hoch ausfallenden Wärmenachfrage variieren.

Wie bereits in Kapitel 2.1.3 dargestellt, ist nicht nachvollziehbar, worauf die Must-Run-Vorgaben für Kohlekraftwerke beruhen, die deutlich höher als die angepassten Vorgaben aus der KWK-Stromerzeugung ausfallen.

Die Bilanzierung der KWK-Strommengen im NEP 2030, Version 2019 orientiert sich, wie von uns angeregt, erstmals an der Vorgehensweise des AGFW Arbeitsblattes FW 308. Aufgrund der Anpassung der Bilanzierung reduziert sich die ausgewiesene KWK-Strommenge der Kohlekraftwerke. Dies stellt eine positive Neuerung dar, durch die die Statistik eines historischen Jahres auch besser getroffen werden sollte, vgl. (Flachsbarth et al. 2018).

Für den KWK-Anteil von Biomassekraftwerken wird eine Höhe von 75% angenommen. Da Biogasanlagen häufig nicht über eine ausreichende Wärmesenke verfügen und die Fermenterbeheizung nicht als Nutzwärme im Sinne von KWK-Wärme anzusehen ist, ist dieser Wert deutlich zu hoch angesetzt: Ein Vergleich der in (Gores et al. 2015) ausgewiesenen KWK-Strommenge aus Biomasseanlagen mit der gesamten Stromerzeugung aus Biomasse der letzten Jahre ergibt einen durchschnittlichen historischen KWK-Anteil bei Biomassekraftwerken von rund 55% (BMWl; Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik 2018). Dieser Wert sollte entsprechend angepasst, zumindest aber begründet werden.

## 2.5. Einbettung in den europäischen Kontext

### 2.5.1. Import- und Exportbilanz Deutschlands

Trotz der Reduktion des konventionellen Kraftwerksparks in Deutschland weist die Import- und Exportbilanz für Deutschland in allen Szenarien noch einen relativ hohen Nettoexportüberschuss auf: Im Szenario A, in dem sogar ein für konventionelle deutsche Kraftwerke nachteilhafter nationaler CO<sub>2</sub>-Preis aufschlag angesetzt wird, werden dennoch 76 TWh exportiert, im Szenario C sind es 45 TWh. In verschiedenen vorangehenden Kapiteln wurde bereits auf Aspekte hingewiesen, die diese Exportmengen infrage stellen:

- Die angenommenen hohen Must-Run-Stromerzeugungsmengen führen zu einer hohen inländischen Stromerzeugung, die infrage gestellt werden kann, vgl. Kapitel 2.1.3.
- Die angenommenen hohen Nutzungsgrade des inländischen Kraftwerksparks führen dazu, dass in Deutschland weiterhin vergleichsweise viel Strom aus konventionellen Kraftwerken erzeugt werden kann, ehe die CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze greift, vgl. Kapitel 2.2.1.

Um sowohl die Einbettung der Ergebnisse für Deutschland in den europäischen Kontext als auch Aussagen zu anderen europäischen Ländern, wie zum Beispiel „Zu den größten Exportländern zählen dagegen Frankreich, Tschechien und Schweden“ (50Hertz Transmission GmbH et al. 2019, S. 91), besser bewerten und einschätzen zu können, müssten auch die Erzeugungsbilanzen sowie die Import- und Exportbilanzen der direkten Nachbarländer veröffentlicht werden, so wie es in früheren Netzentwicklungsplänen bereits der Fall war. Eine Darstellung der Import- und Exportflüsse an den deutschen Kuppelstellen reicht hierzu nicht aus.

Trotz der knappen bereitgestellten Informationen haben wir folgende Rückfragen und Anmerkungen:

- Worauf basiert der Nettoimport aus den östlichen Nachbarländern Polen und Tschechien? Wird für Polen der Betrieb eines noch zu bauenden Kernkraftwerks unterstellt?
- Der in der Literatur häufig thematisierte EE-Stromüberschuss in den nördlichen Nachbarländern Norwegen, Dänemark und Schweden lässt sich in den relativ ausgeglichenen Import- und Exportflüssen der NEP Szenarien nicht erkennen.

- Zumindest an der Kuppelstelle mit Deutschland ist Frankreich in allen Szenarien ein Nettoimporteur (vgl. Zitat oben).

Zum Verständnis der Wirkungsweise der Umstellung der Modellierungsmethodik ist eine Sensitivitätsanalyse innerhalb der Marktsimulation wünschenswert, in der die Nettoexportbilanzen von Deutschland und den Nachbarländern in Abhängigkeit von der gewählten Methodik einander gegenüber gestellt werden. Zudem sollte genauer beschrieben werden, wie der Effekt von FBMC im Vergleich zur NTC-Methodik bewertet wird. Das Kapitel „Auswirkungen des Einsatzes von Flow-Based Market Coupling“ bildet dafür eine erste Grundlage (50Hertz Transmission GmbH et al. 2019, S. 86).

In der Analyse der Austauschenergiemengen im 1. Entwurf des NEP 2030, Version 2019 heißt es: „Mehr erneuerbare Energien in der gesamten EU mit zeitlich unterschiedlichen Einspeiseprofilen, bedingt durch Differenzen in der Wetterlage, führen zu einem steigenden und dynamischen EU-weiten EE-Austausch. Dies ist kein Stromhandel im klassischen Sinn. Der EU-weite, grenzüberschreitende Austausch der EE-Einspeisung führt EU-weit zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen.“ (50Hertz Transmission GmbH et al. 2019, S. 89). Es sollte besser spezifiziert werden, gegenüber welchem Szenario diese Beobachtungen gezogen werden. Es bleibt unklar, inwiefern es sich nicht um einen „Stromhandel im klassischen Sinne“ handelt.

## 2.6. Interpretation der Dumped Energy

Die Interpretation des Aufkommens von marktseitiger EE-Abregelung beschränkt sich in dem 1. Entwurf des NEP auf die zunehmende Einspeisung der Erneuerbaren Energien:

„In der im Szenariopfad B beschriebenen Entwicklung des Energiesystems lässt sich erkennen, dass die Menge an Dumped Energy mit steigendem EE-Anteil stetig zunimmt. Während Dumped Energy in B 2025 noch keine Rolle spielt, können ab 2030 signifikante Mengen von EE-Erzeugung strommarktseitig nicht mehr integriert werden. In B 2035 übersteigt die Menge an Dumped Energy die bereits zuvor durch Spitzenkappung abgeregelte EE-Erzeugung. Insgesamt werden damit in B 2035 10,5 TWh EE-Erzeugung entweder durch Spitzenkappung oder durch Dumped Power nicht in das Stromsystem integriert. Das entspricht etwa 2,4 % der potenziellen EE-Einspeisung in diesem Szenario. In den Szenarien für 2030 schwankt dieser Wert zwischen 1,5 % in Szenario C 2030 und 2,2 % in Szenario A 2030.“ (50Hertz Transmission GmbH et al. 2019, S. 102)

Dies erklärt hingegen nicht, wie es zu den unterschiedlich hohen Mengen an Dumped Energy zwischen den Szenarien A und C kommen kann. Ein Unterschied zwischen diesen beiden Szenarien, der wesentlich Einfluss auf die EE-Abregelungsmengen nimmt, ist die Flexibilisierung der Must-Run-Stromerzeugung in Szenario C. Unserer Interpretation nach verursacht die konventionelle Must-Run-Stromerzeugung im Szenario A EE-Abregelungsmengen in Höhe von 2,5 TWh – und damit den Großteil der Dumped Energy. Auf diesen Aspekt sollte in dem Abschnitt zumindest eingegangen werden.

## 3. Netzausbaubedarf

Die Übertragungsnetzbetreiber haben mit dem 1. Entwurf des NEP 2030, Version 2019 nur für die Szenarien B 2025, B 2030 und B 2035 die Ergebnisse der Netzanalysen vorlegen können. Es wäre wünschenswert, wenn die Möglichkeit der Kommentierung der Netzanalysen entsprechend auch für die Öffentlichkeit verlängert wird. An dieser Stelle kann nur auf einzelne grundsätzliche Aspekte eingegangen werden.



Es wird grundsätzlich begrüßt, dass in dem vorliegenden NEP die Prüfungen zur Optimierung des Bestandsnetzes deutlich ausführlicher ausfallen als bisher. Hierzu zählt

- das Zwischenszenario mit dem Zeithorizont 2025, in dem Maßnahmen zur Senkung des Redispatches identifiziert werden,
- die Analyse und implizite Berücksichtigung der Wirkung von Netzbooster-Pilotanlagen und anderen innovativen Technologien,
- die Nutzung von weiteren lastflusststeuernden Elementen wie den Phasenschiebertransformatoren.

Zur Ermittlung der notwendigen Redispatch-Eingriffe wird ein Modell der RWTH Aachen angewendet (50Hertz Transmission GmbH et al. 2019, S. 130). Dieses Modell sollte etwas ausführlicher dargestellt werden:

- Wie erfolgt die Optimierung der steuerbaren Netzelemente, was wird optimiert und weshalb wird dies in einem ersten Schritt vorgenommen?
- Der kostenoptimale Redispatch wird der Erläuterung nach mithilfe eines Marktmodells ermittelt, in dem alle Nebenbedingungen aus der Marktsimulation enthalten sind. Handelt es sich um das identische Modell oder um ein ähnliches Marktmodell? Gibt es im Vergleich zum Marktmodell wirklich keine Vereinfachungen?

Die Analyse der netzentlastenden Maßnahmen für das Szenario B 2025 fällt etwas kurz aus, z.B. wird die Kombination aller drei netzentlastenden Maßnahmen nicht im Text beschrieben. Im Text wird auch nicht darauf hingewiesen, dass die Netzbooster eine sehr geringe Wirkung zeigen. Sie sparen in Kombination mit den bestätigten Ad-hoc-Maßnahmen nur 1 TWh Redispatch ein. Es wäre zu begründen, ob grundsätzlich zu erwarten ist, dass die Netzbooster eine so geringe Wirkung zeigen oder ob die Maßnahmen in Redundanz zu dem bereits bestätigten Ad-hoc-Maßnahmen ausgewählt wurden und deshalb z.B. eigentlich nicht kombiniert werden sollten.

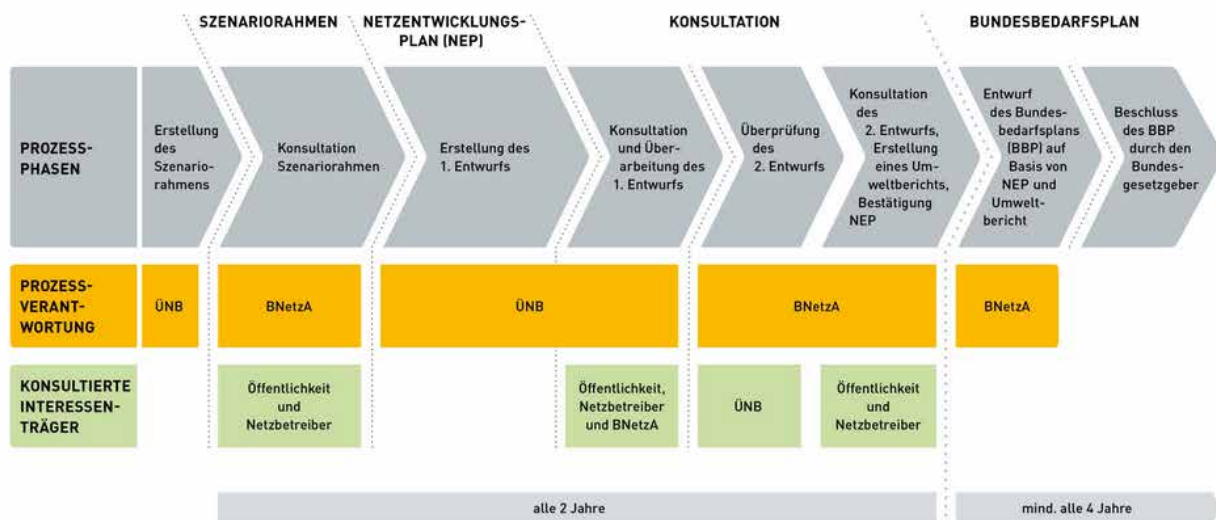
Für Ad-hoc-Maßnahmen soll gelten, dass sie sich „im Zeitraum bis zur Umsetzung des langfristig notwendigen Netzausbaus durch den vermiedenen Redispatch volkswirtschaftlich amortisieren“ (50Hertz Transmission GmbH et al. 2019, S. 130). Wie lange werden die Ad-hoc-Maßnahmen und Netzbooster betrieben? Werden sie in den Szenariojahren 2030 und 2035 noch genutzt oder bereits zu diesem Zeitpunkt durch den „langfristig notwendigen Netzausbau“ ersetzt? Haben sie sich in der Zeit amortisiert? Wie sieht das bei den Netzboostern aus? Auf derartige Aspekte sollte im 2. Entwurf des NEP 2030, Version 2019 genauer eingegangen werden.

## 4. Übergeordnete Anregungen

### 4.1. Prozessphasen des Netzentwicklungsplans

Der 1. Entwurf des NEP 2030, Version 2019 wurde am 04.02.2019 veröffentlicht, die Kommentierungsfrist für die Öffentlichkeit endet am 04.03.2019 und die Frist für die Einreichung des 2. Entwurfs, in den die Hinweise aus der Kommentierung eingearbeitet sein sollen, ist das Frühjahr 2019. Der 2. Entwurf wird von der BNetzA geprüft und ggf. mit Modifikationen bestätigt und mündet direkt in dem Umweltbericht und dem Bundesbedarfsplan, vgl. Abbildung 4-1.

Abbildung 4-1: Prozessphasen des Netzentwicklungsplans



Quelle: (50Hertz Transmission GmbH et al. 2019)

Aus eigener Modellierungserfahrung heraus ist anzuzweifeln, dass die Übertragungsnetzbetreiber eine Chance haben, ihr Strommarktmodell aufgrund von Hinweisen aus der Konsultation des 1. Entwurfs anzupassen oder einen Inputdatensatz zu modifizieren, wenn anschließend für alle Szenarien eine Netzausbauplanung vorgenommen werden soll. Hierzu ist der Zeitraum zwischen Kommentierungsende und Abgabe des 2. Entwurfs einfach zu kurz angesetzt.

Es ist aus unserer Perspektive ebenso nicht möglich, eine eigene Modellierung durchzuführen, um die von den ÜNB ermittelten Ergebnisse nachzuprüfen, wenn wesentliche Teile der Eingangsdaten erst mit Abgabe des 1. Entwurfs des NEP vorliegen.

Insofern sollte darüber nachgedacht werden, ob der Prozess der Öffentlichkeitskonsultation an dieser Stelle noch einmal angepasst werden sollte, z.B. durch eine zeitliche Streckung der einzelnen Prozessphasen oder durch eine Reduktion des Prozesses auf die Erstellung von nur einem Entwurf, der dann aber umfangreicher kommentiert, modifiziert und bestätigt wird.

## 4.2. Open Data

Da es sich um ein Projekt von öffentlichem Interesse handelt, wäre es angemessen, die ermittelten Input- und Ergebnisdaten öffentlich zugänglich in einem maschinenlesbaren Format bereitzustellen, z.B. auf der Datenplattform der openmod-Initiative (<http://www.openmod-initiative.org/>). Neben dem Format sollte auch eine Lizenz angegeben werden, welche die Verwendungsmöglichkeiten klärt, z.B. ODbL.

## 4.3. Langfristszenario

Wir haben bereits mehrfach auf den Nutzen eines Langfristszenarios innerhalb des NEP hingewiesen, zuletzt in der Kommentierung des zugehörigen Szenariorahmens, vgl. (Flachsbarth et al. 2018). Die Ergebnisse dieses Entwurfs zeigen bereits, inwiefern sich der Netzausbaubedarf bei zunehmenden EE-Anteilen und bei Fortschritten im Kohleausstieg verändert, er stellt hingegen noch nicht das Zielnetz für EE-Anteile > 95% dar. Insofern bleibt die gesellschaftlich relevante

Frage nach dem für den Umbau des Energiesystems erforderlichen Netzausbaubedarf weiterhin unbeantwortet. Mit dem nächsten NEP wird hingegen auf das Szenariojahr 2040 umgestellt, so dass sich diese Kritik zukünftig zumindest weitestgehend erübrigt.



## Literaturverzeichnis

- 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (2019): Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019. Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, 04.02.2019, zuletzt geprüft am 03.03.2019.
- BMWI - Bundesminister für Wirtschaft und Energie; Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik (Hg.) (2018): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland (Stand Dezember 2017), unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), 2018, zuletzt geprüft am 12.03.2018.
- Conrad, J.; Greif, S.; Kleinertz, B.; Pellingner, C. (2017): Flexibilisierung der Kraft-Wärme-Kopplung. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (Hg.), November 2017, zuletzt geprüft am 03.03.2019.
- Flachsbarth, F.; Koch, M.; Bauknecht, D. (2018): Kommentierung des Szenariorahmens NEP 2019-2030. Öko-Institut e.V. Freiburg, 2018. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Kommentierung-Szenariorahmen-NEP-2030.pdf>, zuletzt geprüft am 26.02.2019.
- Gores, S.; Jörß, W.; Zell-Ziegler, C. (2015): Aktueller Stand der KWK-Erzeugung (Stand Dezember 2015), Im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin, 17.12.2015. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/publikationen/p-details/aktueller-stand-der-kwk-erzeugung-dezember-2015/>, zuletzt geprüft am 02.11.2017.
- Matthes, F. C. (2019): Die Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ hinsichtlich Klimaschutz und Energiewirtschaft, Stellungnahme zur Anhörung des Ausschusses für Wirtschaft, Energie und Landesplanung des Landtags Nordrhein-Westfalen am 13. Februar 2019. Öko-Institut e.V., 11.02.2019, zuletzt geprüft am 01.03.2019.
- Matthes, F. C.; Flachsbarth, F.; Loreck, C.; Hermann, H.; Falkenberg, H.; Cook, V. (2018): Zukunft Stromsystem II: Regionalisierung der erneuerbaren Stromerzeugung, Vom Ziel her denken. WWF Deutschland (Hg.). Berlin, 2018, zuletzt geprüft am 10.10.2018.