



Beschluss

Az. PGMF-8116-EnWG § 13j

In dem Verfahren zur Festlegung von näheren Bestimmungen im Zusammenhang mit den Mindestfaktoren (Mindestfaktor-Festlegung)

hat die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, gesetzlich vertreten durch ihren Präsidenten Jochen Homann,

am 30.11.2020 beschlossen:

1. Für die Reduzierung der Wirkleistungserzeugung von Anlagen nach § 3 Nummer 1 EEG 2017 wird ein Mindestfaktor nach § 13 Abs. 1a S. 2 EnWG in der ab dem 1.10.2021 geltenden Fassung (im Folgenden: EE-Mindestfaktor) von 10 bestimmt.
2. Für die Reduzierung der elektrischen Wirkleistungserzeugung von Anlagen im Sinne von § 3 Abs. 1 des KWKG in Bezug auf die Erzeugung von KWK-Strom nach § 3 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 KWKG wird ein Mindestfaktor nach § 13 Abs. 1b Nr. 2 EnWG (im Folgenden: KWK-Mindestfaktor) von 5 bestimmt.
3. Die Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung bestimmen jährlich den kalkulatorischen Preis gemäß § 13 Abs. 1a S. 2 EnWG in der ab dem 1.10.2021 geltenden Fassung (im Folgenden: kalkulatorischer EE-Preis), den kalkulatorischen Preis nach § 13 Abs. 1b Nr. 2 EnWG in der ab dem 1.10.2021 geltenden Fassung (im Folgenden: kalkulatorischer KWK-

Preis) und den kalkulatorischen Preis nach § 13 Abs. 1c EnWG in der ab dem 1.10.2021 geltenden Fassung (im Folgenden: kalkulatorischer NR-Preis) mit Wirkung ab dem 1. Oktober des jeweiligen Kalenderjahres und veröffentlichen diese bis zum 1. September des Kalenderjahres auf einer gemeinsamen Internetseite. Zugleich veröffentlichen sie die durchschnittlichen Kosten für positiven und negativen Redispatch mit nicht vorrangberechtigtem Strom, die sie ihrer Berechnung zugrunde gelegt haben. Die erstmalige Veröffentlichung mit Wirkung ab dem 1. Oktober 2021 erfolgt spätestens am 1. Oktober 2021.

4. Die Festlegung tritt am 1. Oktober 2021 in Kraft.

Gründe

I.

1. Gegenstand der Entscheidung

Die Festlegung trifft nähere Bestimmungen zu dem Mindestfaktor nach § 13 Abs. 1a S. 2 EnWG¹ (EE-Mindestfaktor) und dem Mindestfaktor nach § 13 Abs. 1b Nr. 2 EnWG (KWK-Mindestfaktor).

Der EE-Mindestfaktor nach § 13 Abs. 1a EnWG dient dazu, nach der Integration des bisherigen Einspeisemanagements nach dem EEG 2017 a.F. in das neue Redispatch-System nach dem EnWG in der ab dem 1.10.2021 geltenden Fassung den Einspeisevorrang für Strom aus erneuerbaren Energien (im Folgenden: EE-Strom) praktisch umzusetzen und zu konkretisieren. Er ist Grundlage für die Bestimmung des einheitlichen kalkulatorischen EE-Preises, anhand dessen die kalkulatorischen Kosten der jeweiligen Maßnahmen zur Reduzierung der vorrangberechtigten Wirkleistungserzeugung von Anlagen nach § 3 Nr. 1 EEG 2017 (im Folgenden: EE-Anlagen) bestimmt werden. Maßnahmen zur Reduzierung der EE-Stromerzeugung sind mit ihren kalkulatorischen Kosten bei der Auswahlentscheidung der insgesamt kostengünstigsten Maßnahmenkombination nach § 13 Abs. 1 S. 2 EnWG anstelle der tatsächlichen Kosten anzusetzen. Der kalkulatorische EE-

¹ Gesetzesbezeichnungen ohne nähere Kennzeichnung beziehen sich auf die am 1.10.2021 geltenden Fassungen.

Preis ist für alle EE-Anlagen einheitlich so zu bestimmen, dass eine Reduzierung der Wirkleistungserzeugung von EE-Anlagen nur erfolgt, wenn dadurch in der Regel mindestens ein Vielfaches an Reduzierung der Erzeugungsleistung von nicht vorrangberechtigter Erzeugung ersetzt werden kann. Der festzulegende EE-Mindestfaktor beziffert dieses Verhältnis. Das bedeutet: Je niedriger der EE-Mindestfaktor ist, desto niedriger ist der einheitliche kalkulatorische Preis für die Leistungsreduzierung von EE-Anlagen und desto eher werden EE-Anlagen zum negativen Redispatch herangezogen.

§ 13 Abs. 1b Nr. 2 EnWG enthält die gleiche Vorgabe für die Reduzierung der Wirkleistungserzeugung von vorrangberechtigtem KWK-Strom. Im Folgenden ist mit der Bezeichnung „KWK-Strom“ allein der vorrangberechtigte, wärmegekoppelt erzeugte Anteil der Stromerzeugung einer „hocheffizienten“ KWK-Anlage gemeint. In entsprechender Anwendung von § 13 Absatz 1a EnWG ist auch für diese Maßnahmen auf Grundlage des KWK-Mindestfaktors ein einheitlicher kalkulatorischer KWK-Preis zu ermitteln und für die Bestimmung der jeweiligen kalkulatorischen Kosten im Rahmen der Auswahlentscheidung nach § 13 Abs. 1 S. 2 EnWG anzusetzen.

Die Berechnung des KWK-Preises erfolgt analog zur Berechnung des kalkulatorischen EE-Preises. Im Unterschied zur Reduzierung von EE-Strom bleiben jedoch für Maßnahmen zur Reduzierung von KWK-Strom nach § 13 Abs. 1b Nr. 2 EnWG die tatsächlichen Kosten anzusetzen, wenn diese die kalkulatorischen Kosten übersteigen. Maßnahmen zur Reduzierung von KWK-Strom aus KWK-Anlagen mit einem Förderanspruch aufgrund einer Ausschreibung nach § 8a oder § 8b KWKG oder mit einer Vereinbarung nach § 13 Abs. 6a EnWG sind hingegen nach § 13 Abs. 1b Nr. 1 EnWG stets mit ihren tatsächlichen Kosten und nicht mit kalkulatorischen Kosten anzusetzen. Die Reduzierung von nicht vorrangberechtigter Erzeugung aus KWK-Anlagen (z. B. des nicht wärmegekoppelten Kondensationsstroms oder der Erzeugung aus nicht „hocheffizienten“ KWK-Anlagen) erfolgt nach den allgemeinen Bestimmungen wie für jede andere nicht vorrangberechtigte Erzeugung; der kalkulatorische KWK-Preis findet auch insofern keine Anwendung.

Der Ansatz des kalkulatorischen EE- und des kalkulatorischen KWK-Preises (auf Basis des jeweiligen EE- bzw. KWK-Mindestfaktors) bei der Auswahl der insgesamt kostengünstigsten Maßnahmenkombination dient der Umsetzung und Konkretisierung des Einspeisevorrangs: Nach § 13 Abs. 1a Satz 1 und Abs. 1b EnWG sind die Verpflichtungen zur Einhaltung des Einspeisevorrangs von EE-Strom nach § 11 Abs. 1 und 3 EEG sowie

von KWK-Strom nach § 3 Abs. 1 und 2 KWKG einzuhalten, indem Maßnahmen zur Reduzierung von EE- und von vorrangberechtigtem KWK-Strom nicht nach den tatsächlichen Kosten, sondern nach diesen kalkulatorischen Vorgaben in die Auswahlentscheidung der ÜNB eingestellt werden. Der Einspeisevorrang findet keine absolute Anwendung, sondern wird anhand des Mindestfaktors relativiert: Durch den Mindestfaktor ist sicherzustellen, dass von einem absoluten Vorrang nur insoweit abgewichen wird, als dadurch ein Vielfaches an Reduzierung von nicht vorrangberechtigter Erzeugung erspart bleibt. Dieses Verhältnis kann und muss nach diesem kalkulatorischen Ansatz nicht in jedem Einzelfall, sondern „in der Regel“ gewahrt bleiben.

Für alle EE-Anlagen gilt nach § 13 Abs. 1a EnWG ein einheitlicher kalkulatorischer EE-Preis auf Grundlage eines EE-Mindestfaktors. Das gilt in gleicher Weise für den einheitlichen kalkulatorischen KWK-Preis auf Grundlage eines KWK-Mindestfaktors für alle KWK-Anlagen nach § 13 Abs. 1b Nr. 2 EnWG. Darüber hinaus sieht das Energiewirtschaftsgesetz keine weiteren Mindestfaktoren vor. Die Bundesnetzagentur ist daher nicht befugt, weitere Mindestfaktoren für bestimmte Untergruppen von EE-Anlagen oder von hocheffizienten KWK-Anlagen festzulegen. Nicht Gegenstand dieser Festlegung sind die gesetzlichen Voraussetzungen von Maßnahmen nach § 13a Abs. 1 EnWG sowie die dabei einzuhaltenden Prozesse einschließlich der netzbetreiberübergreifenden Zusammenarbeit und Optimierung. Ebenfalls nicht Gegenstand dieser Festlegung ist die Höhe des bilanziellen Ausgleichs nach § 13a Abs. 1a EnWG sowie des finanziellen Ausgleichs nach § 13a Abs. 2 EnWG.

2. Simulationsrechnungen

Die Bundesnetzagentur hat zur Abschätzung der Auswirkungen verschieden hoher Mindestfaktoren innerhalb des gesetzlichen Rahmens von 5 bis 15 verschiedene Simulationen durchgeführt. Mit den Simulationen hat sie insbesondere die Auswirkungen auf die Indikatoren des Redispatch-Volumens (einschließlich der reduzierten EE-Strommenge und der reduzierten KWK-Strommenge), der CO₂-Emissionen und der Redispatch-Kosten untersucht. Sie hat nicht untersucht, wie sich Mindestfaktoren außerhalb des gesetzlichen Rahmens auswirken würden. Eine solche Untersuchung ist für das Verfahren weder erforderlich noch sinnvoll, da eine Festlegung von Mindestfaktoren außerhalb des gesetzlichen Rahmens nicht zulässig ist.

Als **Redispatch-Volumen** hat die Bundesnetzagentur im Rahmen der Simulation die gesamten von den Netzbetreibern per Redispatch veranlassten Erzeugungsanpassungen betrachtet. Diese Gesamtmenge umfasst sowohl die durch negatives Redispatch reduzierten, als auch die durch positives Redispatch (einschließlich Netzreserve) erzeugten Strommengen. Die Auswirkungen auf die reduzierten EE-Mengen und die reduzierten KWK-Strommengen sind als Teil der negativen Redispatch-Mengen anhand derselben Simulationsrechnungen ermittelt worden.

Die zugrundeliegende Modellierung und Methodik für die Simulation baut auf der gängigen Anwendungspraxis der Bundesnetzagentur für Simulationen im Zuge der Reservebedarfsfeststellung auf (vgl. „Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2019/2020 sowie das Jahr 2022/2023“, abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Feststellung_Reservekraftwerksbedarf_2019.pdf). Die zugrundeliegende Modellierung und Methodik für die Reservebedarfsfeststellung 2019 sind für dieses Verfahren angepasst worden, um dem Untersuchungsgegenstand zu entsprechen.

Für die Berechnungen wurde Integral – eine Software zur Optimierung von Lastflüssen in elektrischen Netzen – genutzt. Der Redispatch-Einsatz ist mit einem Markt- und Netzmodell der Übertragungsnetzbetreiber für ein Jahr simuliert worden.

Zu den Eingangsparametern der Marktsimulation gehören die Annahmen über die Nachfrage nach elektrischer Energie (Last), der zugrunde gelegte Kraftwerkspark (EE-Anlagen, KWK-Anlagen und sonstige konventionelle Anlagen), seine regionale Verteilung sowie die Brennstoffpreise im jeweiligen Betrachtungszeitraum. Ferner gehören die Handelskapazitäten zwischen den einzelnen Gebieten des europäischen Elektrizitätsmarkts zu den Eingangsparametern. Diese Parameter dienen als Eingangsgrößen für das ökonomische Marktmodell zur Bestimmung des Kraftwerkseinsatzes und als Eingangsgrößen der Netzberechnung.

Das Netzmodell ist die topologische Abbildung des deutschen Übertragungsnetzes und benachbarter Übertragungsnetze für das Jahr 2022/2023. Die Abbildung des deutschen und des österreichischen Übertragungsnetzes ist knotenscharf, die der benachbarten Netze weitgehend knotenscharf. Auch unterlagerte Verteilernetze werden als Netzverknüpfungspunkte berücksichtigt.

Als Ergebnis aus dem Markt- und Netzmodell resultiert eine stundenscharfe Modellierung des deutschen Übertragungsnetzes für das Jahr 2022/2023, basierend auf dem Last- und Wetterjahr 2012. Wie in der Realität treten auch im Modell in einigen Stunden des Jahres Überlastungen von Netzelementen auf. Um die Überlastungen zu beheben, wird Redispatch benötigt. Die Redispatch-Einsatzoptimierung wird mit einem Optimized-Powerflow-Algorithmus berechnet, welcher auf Basis einer Kostenoptimierung den effizienten Kraftwerkseinsatz ohne Netzüberlastungen sucht. Dieser Lösungsansatz entspricht grundsätzlich dem operativen Vorgehen der Übertragungsnetzbetreiber im bisherigen koordinierten Redispatch.

Um die Wirkung unterschiedlicher Mindestfaktoren auf die oben genannten Indikatoren bewerten zu können, wurde die Redispatch-Einsatzoptimierung im Rahmen der Simulation mit verschiedenen hohen Mindestfaktoren innerhalb des gesetzlichen Rahmens von mindestens 5 und höchstens 15 berechnet. Dazu hat die Bundesnetzagentur die jeweiligen Mindestfaktoren auf Basis der in der Studie „Entwicklung von Maßnahmen zur effizienten Gewährleistung der Systemsicherheit im deutschen Stromnetz“ auf Seite 80 genannten Formel umgerechnet. Die im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie erstellte Studie vom 27. April 2018, auf die der Gesetzgeber bei Einführung des neuen Redispatch-Systems verweist (BT-Drs. 19/7375, S. 54, 58), ist abrufbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/entwicklung-von-massnahmen-zur-effizienten-gewaehrleistung-der-systemsicherheit.pdf>. Die Formel ist für die Anforderungen des oben genannten Algorithmus angepasst worden. Die Bundesnetzagentur hat dabei den EE-Mindestfaktor über den gesetzlich vorgesehenen Bereich alterniert bei einem fixen KWK-Mindestfaktor von 5. Zusätzlich wurde geprüft, ob die Ergebnisse der Abwägung bei variierendem KWK-Mindestfaktor sowie bei der Annahme geringerer KWK-Potentiale robust sind.

Die Bundesnetzagentur hat bei der Modellierung hinsichtlich der Kosten für negativen Redispatch von KWK-Strom die kalkulatorischen Kosten angesetzt. Zwar sind nach § 13 Abs. 1b Nr. 2 EnWG die tatsächlichen Kosten bei der Auswahlentscheidung der Redispatch-Maßnahmen zugrunde zu legen, wenn diese im Einzelfall höher als die kalkulatorischen Kosten sind. Ob und in welchem Ausmaß dies in der praktischen Anwendung im jeweiligen Einzelfall vorkommen wird, ist von einer Vielzahl von Umständen abhängig und kann daher in den vorliegenden Simulationsrechnungen nicht vorab ermittelt und berücksichtigt werden. Das ist für die Zwecke der Mindestfaktor-Bestimmung jedoch auch nicht

erforderlich. Bei der Interpretation der Ergebnisse der Modellrechnungen ist jedoch zu beachten, dass die Mengen an reduziertem KWK-Strom möglicherweise geringer ausfallen können, wenn tatsächliche Kosten im jeweiligen Einzelfall zusätzlich berücksichtigt werden.

Für den Indikator der **CO₂-Emissionen** hat die Bundesnetzagentur im Rahmen der Simulationen die durch das gesamte Redispatch-Volumen beeinflussten Emissionen betrachtet: Dafür hat sie erhöhte CO₂-Emissionen, wie sie beispielsweise durch die Reduzierung von EE-Strom und das Hochfahren von konventionellen Erzeugungsanlagen zum Ausgleich entstehen, abgeschätzt. Auch geringere CO₂-Emissionen, die entstehen können, wenn reduzierte konventionelle Erzeugung oder KWK-Stromerzeugung durch Energieträger mit geringerem CO₂-Ausstoß ausgeglichen werden, hat sie auf diese Weise berücksichtigt.

Die Höhe des CO₂-Effekts durch die Reduzierung von KWK-Strom ist allerdings von diversen Faktoren abhängig: Einfluss auf die Menge des Brennstoffverbrauchs haben unter anderem die Existenz und Verfügbarkeit einer Ersatzwärmeversorgung, der elektrische und thermische Wirkungsgrad der abgeregelten KWK-Anlage, der Wirkungsgrad der Ersatzwärmeversorgung sowie die Existenz von Wärmespeichern und ähnlichen Einrichtungen zur Flexibilisierung des Wärmebedarfs. Die Höhe der CO₂-Emissionen durch den Brennstoffverbrauch richtet sich wiederum nach dem Primärenergieträger; die Emissionen können bei einer Ersatzwärmeversorgung je nach eingesetzter Technik unterschiedlich hoch ausfallen (insbesondere im Fall einer elektrischen Ersatzwärmeversorgung).

Für die Abschätzung des CO₂-Effekts durch die Reduzierung von KWK-Strom hat sich die Bundesnetzagentur daher darauf beschränkt, eine Bandbreite abzuschätzen, innerhalb derer die tatsächlichen CO₂-Wirkungen unterschiedlicher Mindestfaktoren unter Berücksichtigung der Ersatzwärmeeffekte mit hoher Wahrscheinlichkeit anzunehmen sind. Dabei werden die Veränderungen der CO₂-Emissionen im Vergleich zum Marktergebnis betrachtet. Je nach Annahme zur Ersatzwärmeerzeugung unterscheidet sich die Höhe der CO₂-Emissionsreduzierung bei einem negativen Redispatch mit KWK-Strom. Die untere Grenze der Bandbreite entspricht der Annahme, dass unter Berücksichtigung der Ersatzwärmeeffekte 70 % der redispatchbedingten Emissionsveränderung eintritt, bei der oberen Grenze der Bandbreite sind es 30 %.

Für die Abschätzung der Auswirkungen auf die **Redispatch-Kosten** hat die Bundesnetzagentur die saldierten Gesamtkosten der Redispatch-Maßnahmen betrachtet, die unmittelbar aufgrund der Maßnahmen zulasten der Stromverbraucher in Deutschland anfallen.

Kosten fallen vor allem durch den finanziellen Ausgleich der Maßnahmen an. Diese können durch Erlöse, z. B. aufgrund ersparter Brennstoffkosten, gemindert oder durch geringere Kosten an anderer Stelle ausgeglichen werden. Bei Kostenverschiebungen z. B. zwischen Netzentgelten und Umlagen (EEG-, KWK-, § 19-StromNEV-, Offshore-Umlage etc.) sind allein die saldierten Kostenfolgen zulasten der Stromverbraucher betrachtet worden. Diese Gesamtkosten-Betrachtung impliziert, dass die Kosten der Reduzierung von EE-Strom mit Null bilanziert werden.

Für die Abschätzung der Auswirkungen unterschiedlich hoher Mindestfaktoren auf die Redispatch-Kosten hat die Bundesnetzagentur die nach dem oben erläuterten Modell ermittelten Redispatch-Mengen mit empirischen Durchschnittskosten und -erlösen aus dem Jahr 2018 belegt.

Für die Abschätzung der Kosten der reduzierten KWK-Strommengen sind darüber hinaus weitere Annahmen notwendig, da insoweit keine empirischen Kostenwerte vorliegen. Dabei ergeben sich, neben den für die CO₂-Emissionen bereits dargestellten Einflussfaktoren auf die Menge der Ersatzwärmeversorgung, weitere Besonderheiten bzgl. der anzunehmenden Kosteneffekte: Die tatsächlichen Kosten bzw. Erlöse, die für Reduzierung von KWK-Strom im jeweiligen Einzelfall entstehen, können sehr unterschiedlich ausfallen. Dabei ergeben sich auf der einen Seite – wie bei sonstiger konventioneller Erzeugung auf Basis fossiler Brennstoffe – ersparte Aufwendungen z. B. für Brennstoffe und CO₂-Emissionsrechte (negative Kosten, die zu einer Entlastung der Stromverbraucher beitragen). Auf der anderen Seite können jedoch zugleich Kosten durch die Beeinträchtigung der gekoppelten Wärmezeugung entstehen. Die saldierte Gesamthöhe der Kosten bzw. Erlöse ist deshalb im Einzelfall nicht nur von den oben genannten „Mengenkomponenten“ (u. a. Verfügbarkeit und Art von Ersatzwärmeversorgung, Wärmespeicher etc. sowie Wirkungsgrade), sondern darüber hinaus von kostenspezifischen Faktoren (wie insbesondere den Preisen für den Brennstoff der KWK-Anlage und den Brennstoff der Ersatzwärmeversorgung) abhängig.

Die Abschätzung der KWK-Kosten erfolgt daher ebenfalls auf Grundlage einer Bandbreite an Kostensimulationen, innerhalb derer sich die tatsächlichen Kosteneffekte unterschiedlicher Mindestfaktoren mit hoher Wahrscheinlichkeit bewegen. Die Bandbreite der pauschalierten Kostenwerte basiert auf zwei vereinfachenden Fallannahmen, welche die äußeren Grenzen aufspannen: Dabei bildet die obere Kostengrenze (besonders hohe Kosten) den Fall ab, in dem die Wärmezeugung einer KWK-Anlage durch eine teurere Ersatzwärmeversorgung ersetzt wird. Es werden dabei relativ hohe Kosten für die Ersatzwärmezeugung zugrunde gelegt. Die Kosten werden durch die ersparten Aufwendungen für Brennstoff und CO₂-Emissionsrechte der KWK-Anlage reduziert; aufgrund der hohen Ersatzwärmekosten verbleiben allerdings im Saldo Kosten.

Die untere Grenze (besonders niedrige Kosten) ergibt sich aus der Annahme, dass keine Ersatzwärmeversorgung zum Zeitpunkt der Redispatch-Maßnahme erfolgt, da beispielsweise ein Wärmespeicher zur Verfügung steht. Vereinfachend wird für diesen Fall angenommen, dass zwar keine Erlöse des Netzbetreibers durch die Erstattung ersparter Brennstoffkosten hinsichtlich der Wärmezeugung entstehen, da die Wärmezeugung nachgeholt wird, wohl aber durch die Erstattung ersparter Brennstoffkosten hinsichtlich der Stromerzeugung, da die fehlende Stromerzeugung bilanziell ausgeglichen wird.

Die beiden Fälle stellen die äußeren Ränder der abschätzbaren Kostenkonstellationen dar. Da in der Realität mit einer Vielzahl von Kostenkonstellationen und daher mit Durchmischungseffekten zu rechnen ist, wurde die Bandbreite durch eine unterschiedliche Gewichtung (jeweils 0,7 zu 0,3) für beide Fälle eingeschränkt. Damit liegt die tatsächliche Kostenkonstellation mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit innerhalb der abgeschätzten Bandbreite.

Ergänzend zu diesen Jahresbetrachtungen (im Folgenden „Jahresläufe“) hat die Bundesnetzagentur weitere Berechnungen und Analysen anhand von sogenannten „Wochenläufen“² oder ausgewählter Stunden durchgeführt: Zum einen hat sie geprüft, wie sich ein

² Bei einem „Wochenlauf“ wird das Modell nicht auf ein vollständiges Jahr, sondern auf eine ausgewählte Woche angewendet. Diese Woche zeichnet sich dadurch aus, dass sie die für die Untersuchung entscheidenden Verhältnisse komprimiert abbildet. Die Ergebnisse eines solchen Wochenlaufs korrelieren daher trotz des deutlich geringeren Datenvolumens erfahrungsgemäß gut mit den für die Festlegung relevanten Ergebnissen eines vollständigen Jahreslaufes. Der Hauptvorteil von Wochenläufen besteht in den deutlich

reduziertes Potential für negativen Redispatch mit KWK-Strom auswirken würde. Zusätzlich hat sie die Auswirkung verschieden hoher EE-Mindestfaktoren (bei einem konstanten KWK-Mindestfaktor von 5) auf das Redispatch-Volumen (inkl. reduzierter EE- und KWK-Strommengen) für 50 besonders kritische Stunden des Jahres untersucht. Dabei handelt es um die Stunden des Jahreslaufs, in denen auf eine hohe EE-Erzeugung eine niedrige Last trifft.

Zum anderen hat sie ergänzende Kontrollrechnungen zur Abschätzung der Auswirkungen des KWK-Mindestfaktors vorgenommen: Dafür hat sie untersucht, wie sich unterschiedliche KWK-Mindestfaktoren und somit entsprechend höhere EE-/KWK-Mindestfaktorenpaare auf die Indikatoren auswirken würden.

3. Festlegungsverfahren

Die Bundesnetzagentur hat am 2.7.2019 ein Festlegungsverfahren eröffnet und auf ihrer Internetseite sowie im Amtsblatt Nr. 15 vom 7.8.2019 bekannt gemacht.

Die Bundesnetzagentur hat zur Bestimmung der Auswirkungen verschieden hoher Mindestfaktoren auf das Redispatch-Volumen, die Reduzierung der EE-Erzeugung, die Reduzierung der KWK-Stromerzeugung, die CO₂-Emissionen sowie die Redispatch-Kosten verschiedene Simulationen durchgeführt.

Am 8.6.2020 hat sie ihre vorläufigen Untersuchungsergebnisse sowie eine vorläufige Abwägung öffentlich zur Konsultation gestellt. Folgende Unternehmen und Verbände haben eine Stellungnahme abgegeben:

- 50 Hertz GmbH
- AGFW - Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.
- Amprion GmbH
- BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
- Bundesverband Erneuerbare Energie e. V.
- Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e. V.
- Bundesverband Neue Energiewirtschaft e. V.
- Bundesverband Solarwirtschaft e. V.

geringeren Rechenzeiten, die zusätzliche Abschätzungen und Absicherungen ohne die enorm zeitaufwändigen Jahresläufe ermöglichen.

- Bundesverband WindEnergie e. V.
- Deutscher Säge- und Holzindustrie Bundesverband e. V.
- E.DIS Netz GmbH
- Engie Deutschland
- Fachverband Biogas e. V.
- Fachverband Holzenergie im BBE
- TenneT TSO GmbH
- TransnetBW GmbH
- TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG
- Verband der Chemischen Industrie e. V.
- VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.

Dem Länderausschuss wurde die beabsichtigte Festlegung am 17.9.2020 vorgestellt. Am 17.11.2020 wurde den Landesregulierungsbehörden und dem Bundeskartellamt der Beschlussentwurf mit Gelegenheit zur Stellungnahme übersandt.

Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Verfahrensakte Bezug genommen.

II.

1. Formelle Rechtmäßigkeit

Die formellen Entscheidungsvoraussetzungen liegen vor.

Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur als Regulierungsbehörde für die vorliegende Entscheidung folgt aus § 54 Abs. 1 Hs. 1 EnWG. Die Betroffenen hatten Gelegenheit zur Stellungnahme. Der Länderausschuss wurde nach § 60a Abs. 2 S. 1 EnWG beteiligt. Die Landesregulierungsbehörden und das Bundeskartellamt hatten Gelegenheit zur Stellungnahme.

Das Umweltbundesamt hat mit Schreiben vom 27.11.2020 sein Einvernehmen nach § 13j Abs. 6 S. 2 EnWG erklärt.

2. Materielle Recht- und Zweckmäßigkeit

Die Festlegungen sind recht- und zweckmäßig.

2.1. Recht- und Zweckmäßigkeit der Mindestfaktoren

Die Festlegung eines EE-Mindestfaktors von 10 (Tenorziffer 1) und eines KWK-Mindestfaktors von 5 (Tenorziffer 2) ist recht- und zweckmäßig.

2.1.1. Rechtlicher Rahmen

Nach § 13j Abs. 6 EnWG erlässt die Bundesnetzagentur durch Festlegung nach § 29 Abs. 1 EnWG insbesondere unter Berücksichtigung der Ziele des § 1 EnWG nähere Bestimmungen zu dem Mindestfaktor nach § 13 Abs. 1a S. 2 EnWG (EE-Mindestfaktor) und dem Mindestfaktor nach § 13 Abs. 1b Nr. 2 EnWG (KWK-Mindestfaktor). In beiden Fällen darf der jeweilige Mindestfaktor nach den gesetzlichen Vorgaben nicht kleiner als 5 und nicht größer als 15 sein. Die Entscheidung steht im pflichtgemäßen Ermessen der Bundesnetzagentur.

Bei der Festsetzung der Mindestfaktoren sind nach § 13j Abs. 6 EnWG insbesondere die grundlegenden energiewirtschaftsrechtlichen „Ziele des § 1“ EnWG zu berücksichtigen. Diese Ziele sind eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche Versorgung mit Elektrizität, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht (§ 1 Abs. 1 EnWG), die Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs sowie die Sicherung eines leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen (§ 1 Abs. 2 EnWG) sowie die Umsetzung des europäischen Gemeinschaftsrechts (§ 1 Abs. 3 EnWG). Dem Wortlaut des § 1 EnWG zufolge sind dies die „Zwecke“ des EnWG, während in Absatz 4 „Ziele“ zur Erreichung dieser „Zwecke“ beschrieben sind. Die „Ziele“ nach § 1 Abs. 4 EnWG – freie Preisbildung, Ausgeglichenheit von Angebot und Nachfrage, systemdienlicher Anlageneinsatz und Stärkung des Energiebinnenmarkts – dienen lediglich der Erreichung der Zwecke des § 1 Abs. 1 EnWG und sind vorliegend überdies wenig aussagekräftig, so dass § 13j Abs. 6 EnWG dahingehend auszulegen ist, dass die „Zwecke“ nach § 1 EnWG zu berücksichtigen sind. Der Grund der Redispatch-Maßnahmen, Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu beseitigen, darf durch die Berücksichtigung der weiteren „Zwecke“ nach § 1 EnWG nicht in Frage gestellt werden. Die gesetzliche Vorgabe zur Berücksichtigung erfordert eine sachgerechte Abwägung, nicht jedoch eine vorrangige Optimierung der weiteren „Zwecke“ nach § 1 EnWG.

Die Festlegung muss ferner dem europäischen Recht entsprechen. Die Umsetzung und Durchführung des EU-Rechts zur Energieversorgung ist zudem ein ausdrücklich genanntes Ziel nach § 1 Abs. 3 EnWG.

Nach Art. 13 Abs. 6 der Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung), ABl. L 158/54 (im Folgenden: Elektrizitätsbinnenmarktverordnung) gelten bei nicht marktbasierendem „abwärts gerichtetem“ Redispatch folgende Grundsätze: Strom aus erneuerbaren Energiequellen darf zu Redispatch-Zwecken nur reduziert werden, „wenn es keine Alternative gibt oder, wenn andere Lösungen zu erheblich unverhältnismäßig hohen Kosten führen oder die Netzsicherheit erheblich gefährden würden“. Strom, der mittels „hocheffizienter“ Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wurde, darf nur reduziert werden, wenn es abgesehen von der Reduzierung von EE-Strom „keine Alternative gibt oder, wenn andere Lösungen zu unverhältnismäßig hohen Kosten führen oder die Netzsicherheit erheblich gefährden würden“.

Aus diesen europarechtlichen Grundsätzen folgt ein gestufter Einspeisevorrang zugunsten von EE- und KWK-Strom. Beide Erzeugungsarten genießen grundsätzlich Einspeisevorrang gegenüber der übrigen, nicht vorrangberechtigten Erzeugung. EE-Strom genießt zudem grundsätzlich Einspeisevorrang auch gegenüber KWK-Strom: Die Reduzierung von EE-Strom darf, solange als geeignete Alternative auch eine Reduzierung von KWK-Strom zur Verfügung steht, nur zugelassen werden, wenn diese andere Lösung zu „erheblich unverhältnismäßig hohen Kosten“ führen oder die Netzsicherheit erheblich gefährden würde. Zudem liegt die Hürde für negativen Redispatch mit KWK-Strom niedriger als bei EE-Strom: Die Reduzierung von KWK-Strom darf, soweit die Reduzierung nicht vorrangberechtigter Erzeugung als geeignete Alternative zur Verfügung steht, bereits dann zugelassen werden, wenn diese andere Lösung zu „unverhältnismäßig hohen Kosten“ führen würde; es sind im Unterschied zu der Reduzierung von EE-Strom keine „erheblich unverhältnismäßig hohe Kosten“ erforderlich.

Für die Festlegung der Mindestfaktoren folgt daraus, dass der EE-Mindestfaktor entsprechend höher sein muss als der KWK-Mindestfaktor. Mit einem hinreichenden Abstand zwischen den beiden Faktoren ist sicherzustellen, dass negativer Redispatch mit EE-Strom – außer in den Fällen der fehlenden Alternative oder Gefährdung der Netzsicherheit – nur dann vorrangig vor negativem Redispatch mit KWK-Strom herangezogen wird, wenn durch die Alternative „erheblich unverhältnismäßig hohe Kosten“ entstünden.

2.1.2. Indikatoren

Zur Abwägung der genannten Ziele nach § 1 EnWG hat die Bundesnetzagentur folgende Indikatoren genutzt:

Der Indikator des **Redispatch-Volumens** wird insbesondere zur Beurteilung der Auswirkungen des Mindestfaktors auf das Ziel der Sicherheit und Netzverträglichkeit herangezogen. Je niedriger das Volumen ausfällt, desto besser trägt der Mindestfaktor zur Erreichung dieses Ziels bei.

Der Indikator der **reduzierten EE-Strommenge** stellt eine Teilmenge des Redispatch-Volumens dar. Er kann (ergänzend zum Indikator der CO₂-Mengen) insbesondere für die Beurteilung der Auswirkungen des Mindestfaktors auf das Ziel der Umweltverträglichkeit herangezogen werden und dient zugleich als Maßstab im Hinblick auf die Einhaltung des – auch europarechtlich gebotenen – Einspeisevorrangs von EE-Strom. Je niedriger die reduzierte EE-Menge insgesamt ausfällt, desto besser trägt der Mindestfaktor zur Erreichung des Ziels der Umweltverträglichkeit bei und desto deutlicher bleibt der Einspeisevorrang gewahrt.

Der Indikator der **reduzierten KWK-Strommenge** stellt ebenfalls eine Teilmenge des Redispatch-Volumens dar. Aus diesem Indikator lassen sich im Zusammenspiel mit dem negativen Redispatch von nicht vorrangberechtigter Erzeugung Rückschlüsse auf die Einhaltung des – auch europarechtlich gebotenen, aber gegenüber EE-Strom schwächeren – Einspeisevorrangs von KWK-Strom ziehen. Anders als bei dem Indikator der reduzierten EE-Strommenge lassen sich aus einer Reduzierung der KWK-Strommenge jedoch nicht auf negative Auswirkungen hinsichtlich des Ziels der Umweltverträglichkeit schließen. Denn KWK-Strom wird zumeist mit fossilen Brennstoffen erzeugt. Die Auswirkungen einer reduzierten KWK-Strommenge auf die Umweltverträglichkeit werden daher nicht anhand dieses Indikators, sondern anhand der Indikatoren der CO₂-Emissionen und der reduzierten EE-Strommenge abgeschätzt.

Der Indikator der **CO₂-Emissionen** wird insbesondere zur Beurteilung der Auswirkungen des Mindestfaktors auf das Ziel Umweltverträglichkeit herangezogen. Je niedriger die Emissionen ausfallen, desto besser trägt der Mindestfaktor zur Erreichung dieses Ziels bei.

Der Indikator der **Redispatch-Kosten** wird insbesondere zur Beurteilung der Auswirkungen des Mindestfaktors auf das Ziel der Preisgünstigkeit und Effizienz herangezogen. Je niedriger die Kosten ausfallen, desto besser trägt der Mindestfaktor zur Erreichung dieses Ziels bei.

2.1.3. Ergebnisse der Simulationsrechnungen

Die Untersuchungen der Bundesnetzagentur hinsichtlich der Auswirkungen verschiedener Mindestfaktoren auf die o. g. Indikatoren haben die im Folgenden dargestellten Ergebnisse ergeben. Da es sich bei den folgenden Auswirkungen um Modellergebnisse handelt, sind für eine Bewertung nicht die absoluten Zahlen, sondern die Verhältnisse und Entwicklungen zueinander entscheidend.

2.1.3.1. Auswirkungen auf das Redispatch-Volumen inkl. reduzierter EE- und KWK-Strommengen

2.1.3.1.1. Auswirkungen im Jahreslauf

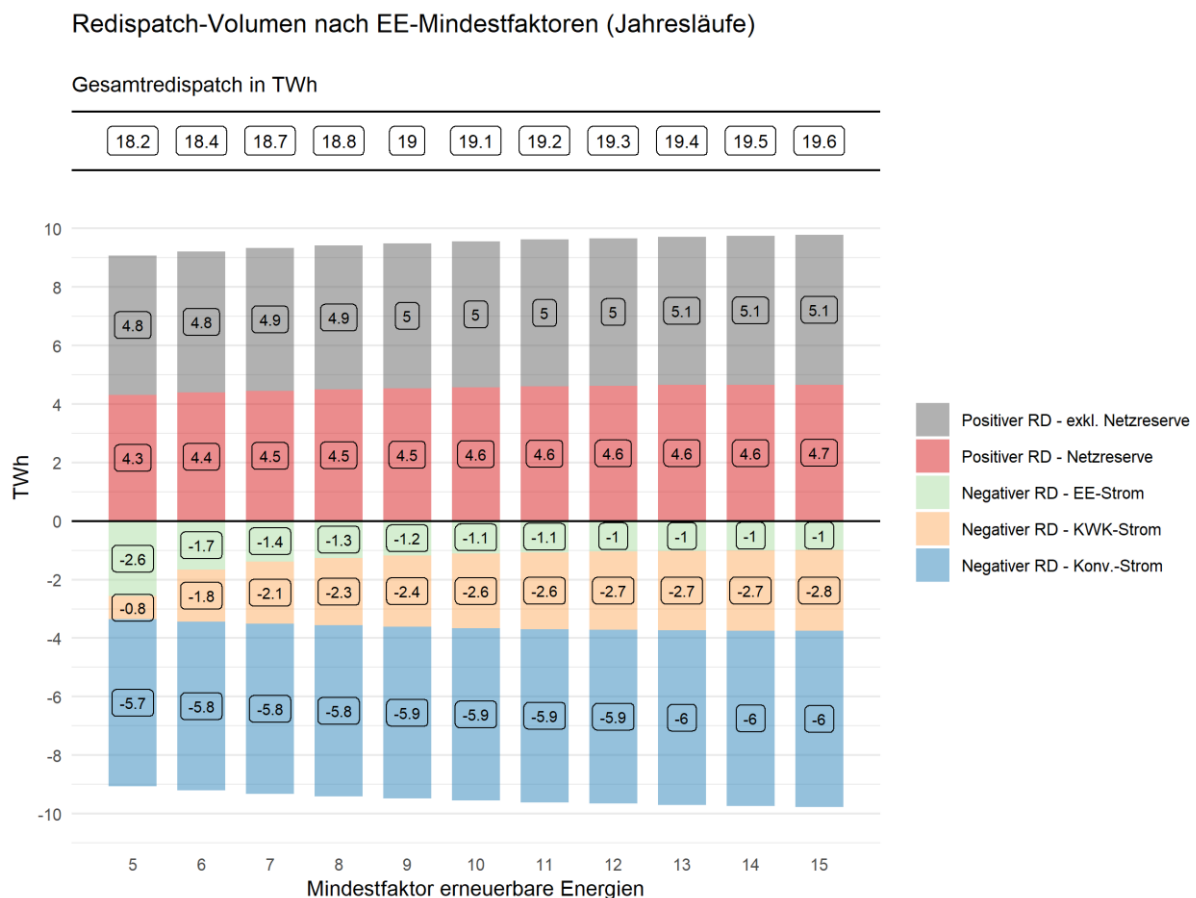


Abbildung 1: Redispatch-Volumen inkl. reduzierter EE- und KWK-Strommengen nach EE-Mindestfaktoren (Jahresläufe)

Abbildung 1 zeigt die Auswirkungen, die der EE-Mindestfaktor je nach verschiedenem Faktor-Wert (X-Achse) auf das Redispatch-Volumen insgesamt, sowie (als Teilmenge davon) auf die reduzierten EE- und KWK-Strommengen (Y-Achse) im Modell hat. Der KWK-Mindestfaktor wurde für diese Betrachtung mit dem Wert 5 angesetzt.

Positiver Redispatch ist jeweils oberhalb der X-Achse eingetragen, negativer Redispatch unterhalb. Die Abbildung zeigt das gesamte Redispatch-Volumen und differenziert wie folgt:

- *Gesamtredispatch*: Umfasst das gesamte Redispatch-Volumen und ergibt sich als Summe der absoluten positiven und negativen Redispatchmengen.
- *Positiver RD – exkl. Netzreserve*: Ergibt sich als Summe des positiven Redispatches mit Kondensationsstrom, mit Strom aus dem geringfügigen Anteil an konventionellen Anlagen ohne Wärmeauskopplung, sowie mit KWK-Strom.
- *Positiver RD – Netzreserve*: Umfasst den positiven Redispatch mit Netzreservekraftwerken.
- *Negativer RD – EE-Strom*: Umfasst den negativen Redispatch mit EE-Strom.
- *Negativer RD – KWK-Strom*: Umfasst den negativen Redispatch mit KWK-Strom.
- *Negativer RD – Konv.-Strom*: Umfasst den negativen Redispatch mit nicht vorrangberechtigter (konventioneller) Stromerzeugung.

Anhand der dargestellten Zahlen ist zu erkennen, dass innerhalb des gesetzlichen Rahmens für den EE-Mindestfaktor von 5 bis 15 das gesamte Redispatch-Volumen (*Gesamtredispatch*) nur geringfügig durch die Wahl des EE-Mindestfaktors beeinflusst wird. Bei der Betrachtung der EE-Mindestfaktoren 5 und 15 liegt der relative Unterschied des Gesamtvolumens bei 7,8 Prozent. Relativ konstante Werte weisen ebenfalls die Balken für den Redispatch mit nicht vorrangberechtigter Erzeugung (*Positiver Redispatch – exkl. Netzreserve und Negativer Redispatch – Konv.-Strom*) sowie für den Einsatz der Netzreservekraftwerke (*Positiver Redispatch – Netzreserve*) auf.

Im Gegensatz dazu ist zwischen negativem Redispatch mit KWK-Strom (*Negativer Redispatch – KWK-Strom*) sowie mit EE-Strom (*Negativer Redispatch – EE-Strom*) ein deutlicher Abtausch zu erkennen: Während bei einem EE-Mindestfaktor von 5 kaum KWK-

Strom reduziert würde, steigt die Reduzierung von KWK-Strom mit steigendem Mindestfaktor zunächst stark, ab einem EE-Mindestfaktor von ca. 10 jedoch nur noch geringfügig an. Im Gegenzug nimmt die Reduzierung von EE-Strom mit zunehmendem Wert des EE-Mindestfaktors weitgehend korrespondierend ab.

Die in Abbildung 1 dargestellten Ergebnisse machen zum einen deutlich, dass ab einem EE-Mindestfaktor von 5 (bei einem KWK-Mindestfaktor von 5) der EE-Einspeisevorrang gegenüber nicht vorrangberechtigter konventioneller Erzeugung grundsätzlich gewahrt ist. Zum anderen geht aus den Ergebnissen hervor, dass mit einem KWK-Mindestfaktor von 5 auch der Vorrang des KWK-Stroms gegenüber nicht vorrangberechtigter Erzeugung grundsätzlich gewahrt ist. Das Redispatch-Potential der nicht bevorrechtigten Erzeugung wird größtenteils genutzt, bevor auf KWK-Strom oder EE-Strom zurückgegriffen wird: Auch der Ansatz höherer Werte für den EE-Mindestfaktor führt nur zu einem geringen Anstieg des Volumens an „*Negativem Redispatch – Konv.-Strom*“.

Es wird ferner deutlich, dass umso mehr EE-Strom reduziert wird, je näher der EE-Mindestfaktor und der KWK-Mindestfaktor aneinander liegen. Mit steigendem Abstand zwischen den Faktoren ändert sich dies: Es wird mehr KWK-Strom und weniger EE-Strom reduziert. Ein nur leicht höherer Wert des EE-Mindestfaktors gegenüber dem KWK-Mindestfaktor führt noch nicht dazu, dass EE-Strom grundsätzlich nachrangig gegenüber KWK-Strom reduziert wird. Erst ab einem EE-Mindestfaktor von 10 bei einem KWK-Mindestfaktor von 5 wird der Einspeisevorrang des EE-Stroms vor dem KWK-Strom grundsätzlich verwirklicht; eine weitere Steigerung des EE-Mindestfaktors hat (bei einem KWK-Mindestfaktor von 5) keine relevanten Auswirkungen mehr.

Zusammengefasst hat die Höhe des EE-Mindestfaktors einerseits nur geringe Auswirkungen auf den Indikator des Gesamtvolumens an jährlichen Redispatch-Mengen (*Gesamt-redispatch*), andererseits jedoch nicht unerhebliche Auswirkungen auf den Indikator der reduzierten EE-Mengen (*Negativer Redispatch – EE-Strom*).

Die Simulationsergebnisse lassen hingegen keine vertieften Rückschlüsse darüber zu, wie sich die ab dem 1.10.2021 geltende Rechtslage im Vergleich zur bisherigen Rechtslage auf das Redispatch-Volumen auswirkt. Dies ist nicht Gegenstand der Untersuchung.

2.1.3.1.2. Robustheit der Ergebnisse bei verschiedenen KWK-Strompotentialen

Im Rahmen des Konsultationsverfahrens wurde teilweise infrage gestellt, ob in den Simulationsrechnungen die für negativen Redispatch verfügbaren KWK-Strompotentiale in Relation zur bisherigen Praxis überschätzt wurden. Die Abschätzung der KWK-Strompotentiale für die Simulationsrechnungen erfolgt jedoch nicht anhand bisher genutzter Potentiale, sondern anhand der zum 1.10.2021 in Kraft tretenden gesetzlichen Vorgaben zum Redispatch einschließlich des nunmehr geltenden Vorrangs von EE-Strom gegenüber KWK-Strom.

Gleichwohl hat die Bundesnetzagentur zur Absicherung der Robustheit der Ergebnisse aus den Jahresläufen (vgl. Abschnitt II. 2.1.3.1.1 „Auswirkungen im Jahreslauf“) anhand von Wochenläufen zusätzlich überprüft, inwieweit sich Unterschiede ergeben, wenn man das verfügbare Potential zur Reduzierung von KWK-Stromerzeugung in den Simulationsrechnungen geringer ansetzt. Für diese Berechnungen – vergleichbar zum beschriebenen Vorgehen bei den Jahresläufen – wurden unterschiedliche EE-Mindestfaktoren mit einem festen KWK-Mindestfaktor von 5 variiert.

Redispatch-Volumen bei verringertem KWK-Strompotential für negativen Redispatch
nach EE-Mindestfaktoren (Wochenläufe)

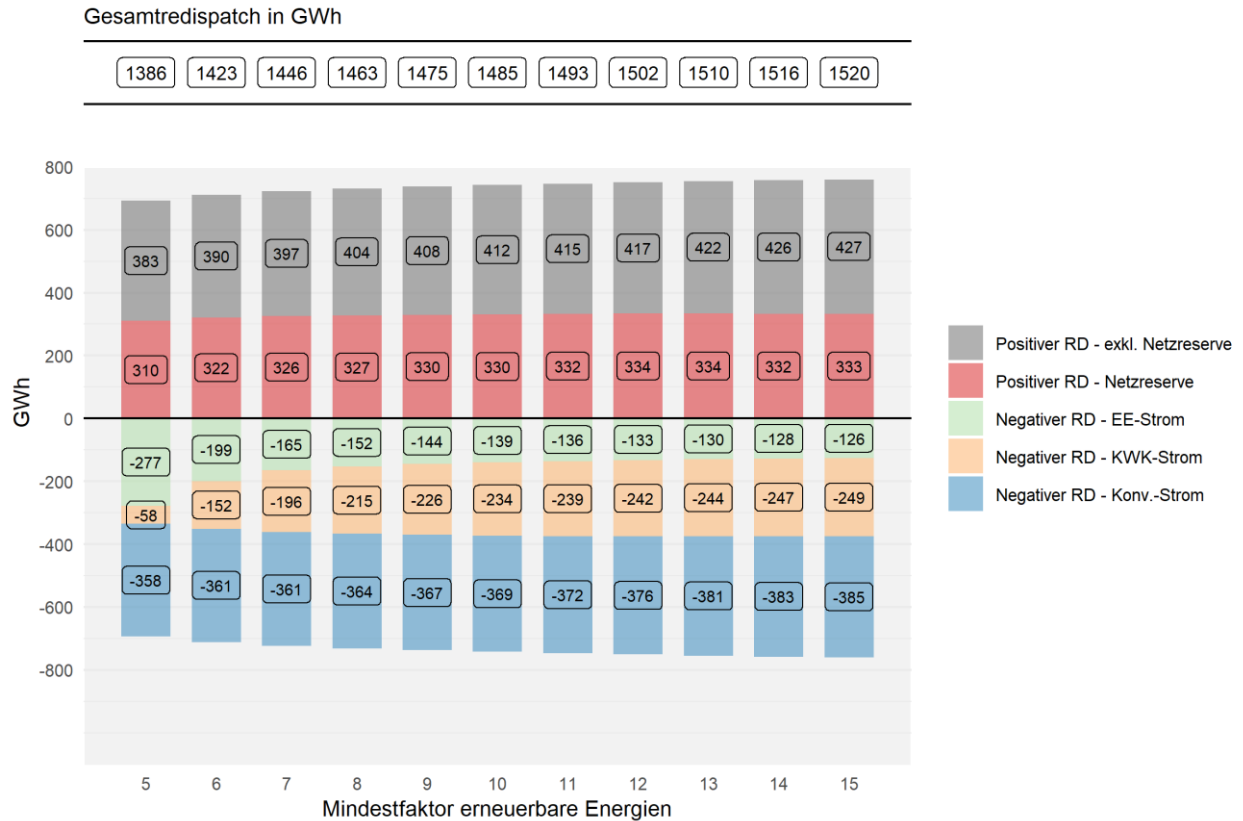


Abbildung 2: Redispatch-Volumen nach EE-Mindestfaktoren im Fall eines geringeren KWK-Strompotentials für negativen Redispatch (Wochenläufe)

Aus den in Abbildung 2 ersichtlichen Wochenlauf-Ergebnissen wird deutlich, dass der relative Verlauf des Abtauschs von negativem Redispatch mit EE- und KWK-Strom auch bei dem Ansatz des gegenüber den Jahreslauf-Simulationen geringeren KWK-Strompotentials im Wesentlichen gleich bleibt.³ Entsprechend der Ergebnisse zum Jahreslauf ist auch anhand der Wochenlauf-Ergebnisse ersichtlich, dass dieser Abtausch bei einem EE-Mindestfaktor von 10 weitestgehend abgeschlossen ist. Aufgrund der geringer angesetzten KWK-Strompotentiale findet nach den Ergebnissen der Wochenläufe naturgemäß eine erhöhte Reduzierung von EE-Strom bei einer entsprechend geringen Reduzierung von KWK-Strom statt. Gleichzeitig wird in geringem Umfang auch mehr konventionelle

³ Hier kommt es auf die relativen Verläufe und nicht auf die absoluten Zahlen an. Die absoluten Zahlen in den Abbildungen 1 (Jahresläufe) und 2 (Wochenläufe) lassen sich aufgrund der unterschiedlichen Datenbasis nicht sinnvoll miteinander vergleichen.

Stromerzeugung zu negativem Redispatch herangezogen. Aufgrund des geringeren KWK-Strompotentials sind dies erwartbare Austauscheffekte.

2.1.3.1.3. Auswirkungen in kritischen Stunden

Ergänzend zu den Jahreslauf-Rechnungen (vgl. Abschnitt II. 2.1.3.1.1 „Auswirkungen im Jahreslauf“) hat die Bundesnetzagentur darüber hinaus die Auswirkungen verschiedener EE-Mindestfaktoren auf besonders kritische Stunden des Jahres untersucht. Dabei handelt es sich um Stunden, in denen auf eine hohe EE-Erzeugung (vor allem Windenergie) auf eine niedrige Last trifft.

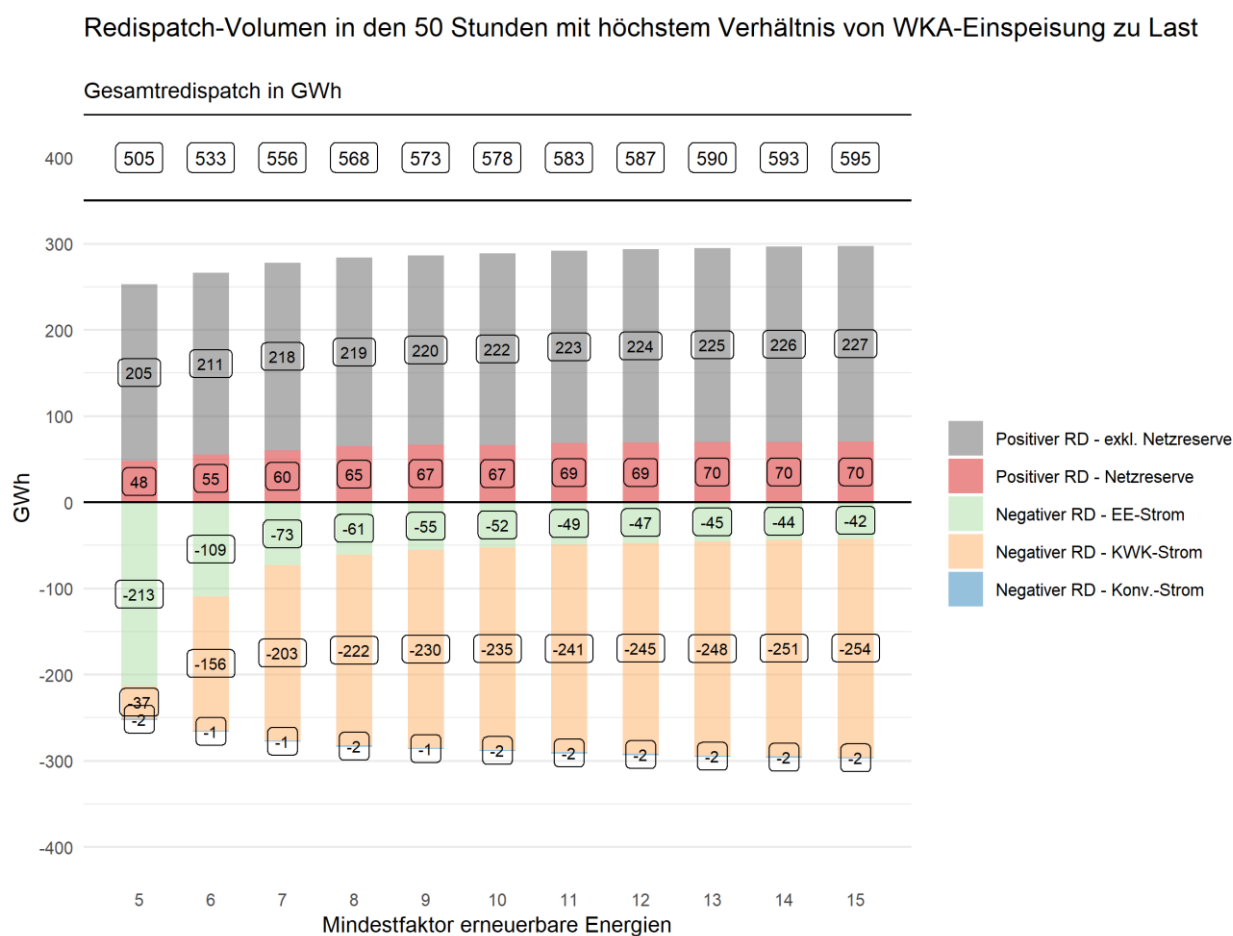


Abbildung 3: Redispatch-Volumen inkl. reduzierter EE- und KWK-Strommengen in den 50 Stunden mit dem höchsten Verhältnis von EE-Einspeisung zur Last

Abbildung 3 zeigt die Redispatch-Mengen einschließlich der reduzierten EE- und KWK-Strommengen für die 50 Stunden des Jahreslaufes, in denen das Verhältnis von EE-Einspeisung und Last am höchsten ist. Die grundsätzliche Darstellung und Differenzierung entspricht dem oben dargestellten Vorgehen zur Abschätzung der Auswirkungen auf die

Redispatch-Mengen im Jahreslauf (vgl. Abschnitt II. 2.1.3.1.1 „Auswirkungen im Jahreslauf“).

Für die Interpretation der dargestellten Ergebnisse ist zu beachten, dass das Redispatch-Volumen aufgrund der betrachteten, besonders kritischen Jahresstunden naturgemäß überdurchschnittlich hoch ist. Während im Jahreslauf durchschnittlich ein stündliches Redispatch-Volumen von ca. 2 GWh vorliegt, ist in den vorliegenden 50 Stunden ein durchschnittliches stündliches Redispatch-Volumen von ca. 10–12 GWh zu verzeichnen.

Es ist ferner auffällig, dass in den betrachteten Stunden nach den Simulationsergebnissen fast kein negativer Redispatch von nicht vorrangberechtigtem Strom (*Negativer Redispatch – Konv.-Strom*) zu verzeichnen ist. Dies ist nachvollziehbar, da die Last in diesen Situationen von einem vergleichsweise besonders hohen Dargebot an EE- und KWK-Stromeinspeisung gedeckt werden kann, so dass der Großteil der konventionellen Erzeugung naheliegender Weise bereits aufgrund des Marktergebnisses nicht läuft. Zwar ist in der Konsultation zutreffend angemerkt worden, dass diese Modellierung nicht zwingend dem tatsächlichen Verhalten der konventionellen Kraftwerke entsprechen muss. Vielmehr lassen sich in der Praxis durchaus auch Situationen beobachten, in denen Kraftwerke sogar trotz negativer Preise Strom erzeugen. Dies betrifft zwar in erster Linie wärmegekoppelte Erzeugungskapazitäten, die als „*Negativer RD – KWK-Strom*“ berücksichtigt sind. Es ist jedoch nicht gänzlich ausgeschlossen, dass es in der Praxis auch sonstige konventionelle Erzeugungskapazitäten gibt, die trotz eines hohen Dargebots an vorrangberechtigter Erzeugung nach den Marktergebnissen Strom erzeugen würden. Für die vorliegende Untersuchung ist dies jedoch irrelevant. Soweit in der Praxis ein solches negatives konventionelles Redispatch-Potential (*Negativer RD – Konv. Strom*) zur Verfügung steht, können die Netzbetreiber dieses selbstverständlich zum Redispatch nutzen. Die Untersuchung des Redispatch-Volumens im Jahreslauf (vgl. Abbildung 1) zeigt, welche Mindestfaktoren dafür erforderlich sind. An dem Befund der vorliegenden Darstellung, wie sich die Mindestfaktoren auswirken, wenn negatives konventionelles Redispatch-Potential nicht oder nur in sehr geringem Maße zur Verfügung steht, ändert sich dadurch nichts.

Wie bei den Ergebnissen des Jahreslaufs lässt sich auch für die hier betrachteten 50 Stunden ein Abtausch zwischen der Reduzierung von EE-Strom und KWK-Strom erkennen. Die prozentuale Änderung der reduzierten EE- und KWK-Strommengen je nach

Höhe des EE-Mindestfaktors fällt hier jedoch deutlich größer aus als bei der Jahresbetrachtung. Der Verlauf ist mit anderen Worten in kritischen Stunden besonders steil. Das zeigt, dass der EE-Mindestfaktor in diesen Zeiten einen stärkeren Einfluss auf das Redispatch-Volumen hat als bei den Jahresbetrachtungen. Mit anderen Worten: Der EE-Mindestfaktor hat in kritischen Stunden vergleichsweise höhere Auswirkungen auf den Umfang der zur Verfügung stehenden Problemlösungsoptionen. Ein Blick auf das Gesamtvolumen an Redispatch (*Gesamtredispatch*) in den 50 Stunden bestätigt diesen Zusammenhang. Je höher der EE-Mindestfaktor angesetzt wird, desto weniger effiziente Optionen stehen den Netzbetreibern zur Verfügung, um die Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu beseitigen. Umgekehrt kommt es bei einem kleineren EE-Mindestfaktor eher dazu, dass EE-Anlagen mit besonders guter Wirkung auf Engpässe zum Redispatch herangezogen werden.

2.1.3.2. Auswirkungen auf die CO₂-Emissionen

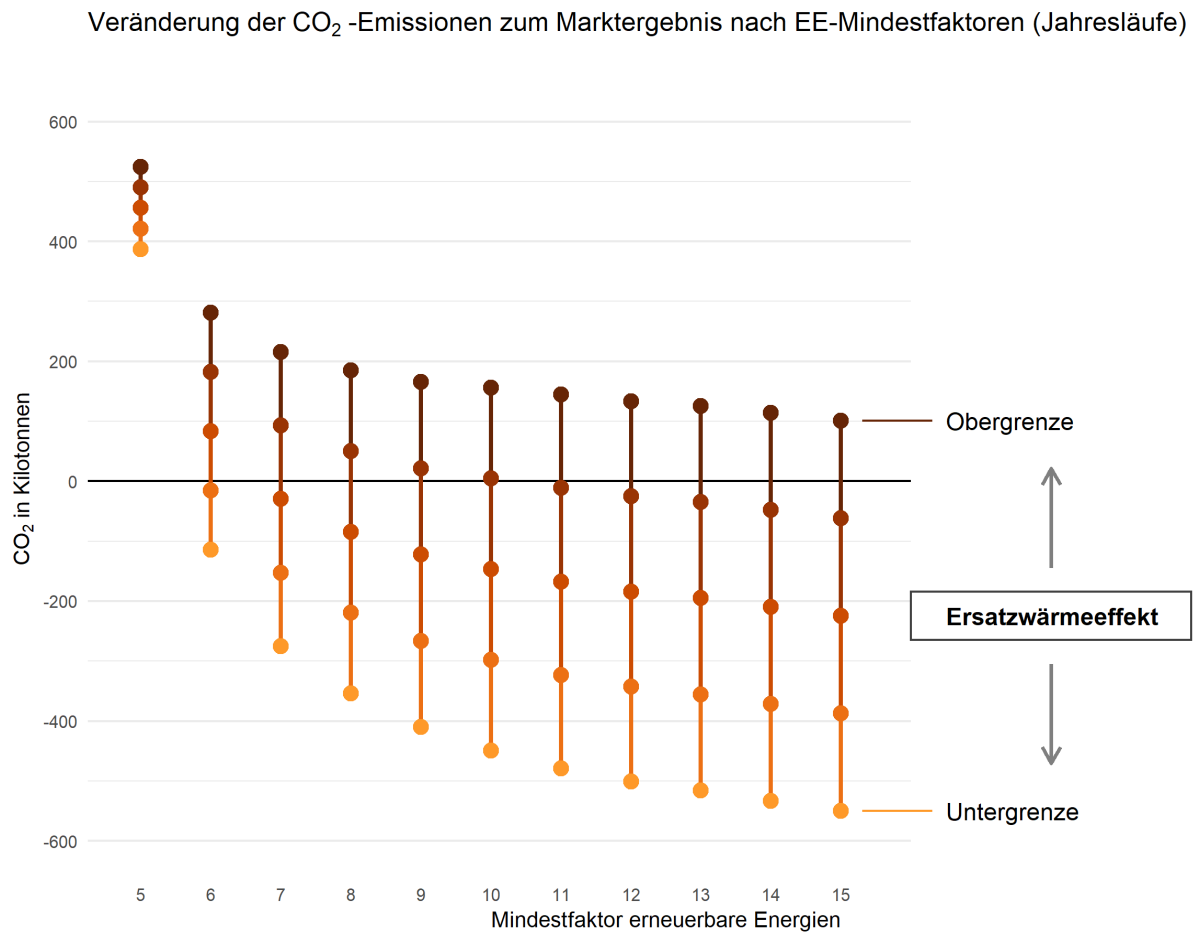


Abbildung 4: Beeinflussung von CO₂-Emissionen durch Redispatch bei unterschiedlichen EE-Mindestfaktoren (Jahresläufe)⁴

Zur Einordnung der dargestellten CO₂-Effekte nach den Ergebnissen des Jahreslaufs ist zu berücksichtigen, dass die ersichtlichen Mengen allein die durch Redispatch ausgelösten CO₂-Emissionen wiedergeben.

Abbildung 4 zeigt die Auswirkungen, die der EE-Mindestfaktor je nach Höhe auf diese CO₂-Emissionen hat. Mit höherem EE-Mindestfaktor ist unter allen Annahmen ein Sinken des CO₂-Ausstoßes zu beobachten: Je weniger EE-Strom reduziert wird, desto geringer fallen die Umweltbelastungen durch CO₂-Emissionen aus. Dieser Effekt korrespondiert

⁴ Zum Ersatzwärmeeffekt bei der Reduzierung von KWK-Strom vgl. Abschnitt I. 2 „Simulationsrechnungen“.

mit dem in Abbildung 1 zu erkennenden Abtausch zwischen der Reduzierung von CO₂-freiem EE-Strom und von KWK-Strom.

Die aufgezeigte Bandbreite zwischen der Ober- und der Untergrenze an möglichen Auswirkungen auf die CO₂-Emissionen ergibt sich aus den erläuterten methodischen Annahmen für die Abschätzung der CO₂-Effekte (Ersatzwärmeeffekt) bei der Reduzierung von KWK-Strom (im Folgenden: „Bandbreite an CO₂-Effekten“ vgl. Abschnitt I. 2 „Simulationsrechnungen“). Die Verläufe innerhalb der Bandbreite an CO₂-Effekten zeigen, dass die CO₂-Emissionsveränderungen – ausgehend von dem Minimalwert eines EE-Mindestfaktors von 5 – mit steigenden EE-Mindestfaktorwerten sinken. Dieser Effekt ist bei einem Vergleich von niedrigen EE-Mindestfaktoren besonders hoch (z. B. sind die CO₂-Emissionsveränderungen bei dem Faktorwert von 6 deutlich geringer als bei einem Wert von 5). Betrachtet man den Verlauf der Werte, so sinkt dieser zunächst also besonders steil, flacht mit zunehmendem EE-Mindestfaktor jedoch immer mehr ab. Die Abflachung erfolgt je nach Annahme zu den CO₂-Effekten innerhalb der aufgezeigten Bandbreite unterschiedlich schnell; ab Faktor 10 sind die Unterschiede jedoch unter allen Annahmen gering.

Alle Verläufe innerhalb der möglichen Bandbreite an CO₂-Effekten verdeutlichen den deutlichen Zusammenhang zwischen höherem EE-Mindestfaktor (bis ca. Faktor 10) und geringeren CO₂-Emissionen. Die unterschiedlichen Verläufe innerhalb der Bandbreite zeigen zwar, dass die Reduzierung von KWK-Strom je nach Erforderlichkeit und Ausstattung einer Ersatzwärmeversorgung durchaus unterschiedliche CO₂-Emissionen zur Folge haben kann. Insofern können technische Anpassungen wie beispielsweise eine zunehmende künftige Erschließung von elektrischer Ersatzwärmeerzeugung zu sinkenden CO₂-Emissionen und somit tendenziell zu Verschiebungen der Auswirkungen führen. Der dargestellte Zusammenhang zwischen EE-Mindestfaktor und CO₂-Emissionen wird durch die unterschiedlichen Annahmen innerhalb der Bandbreite jedoch nicht in Frage gestellt.

2.1.3.3. Auswirkungen auf die Redispatch-Kosten

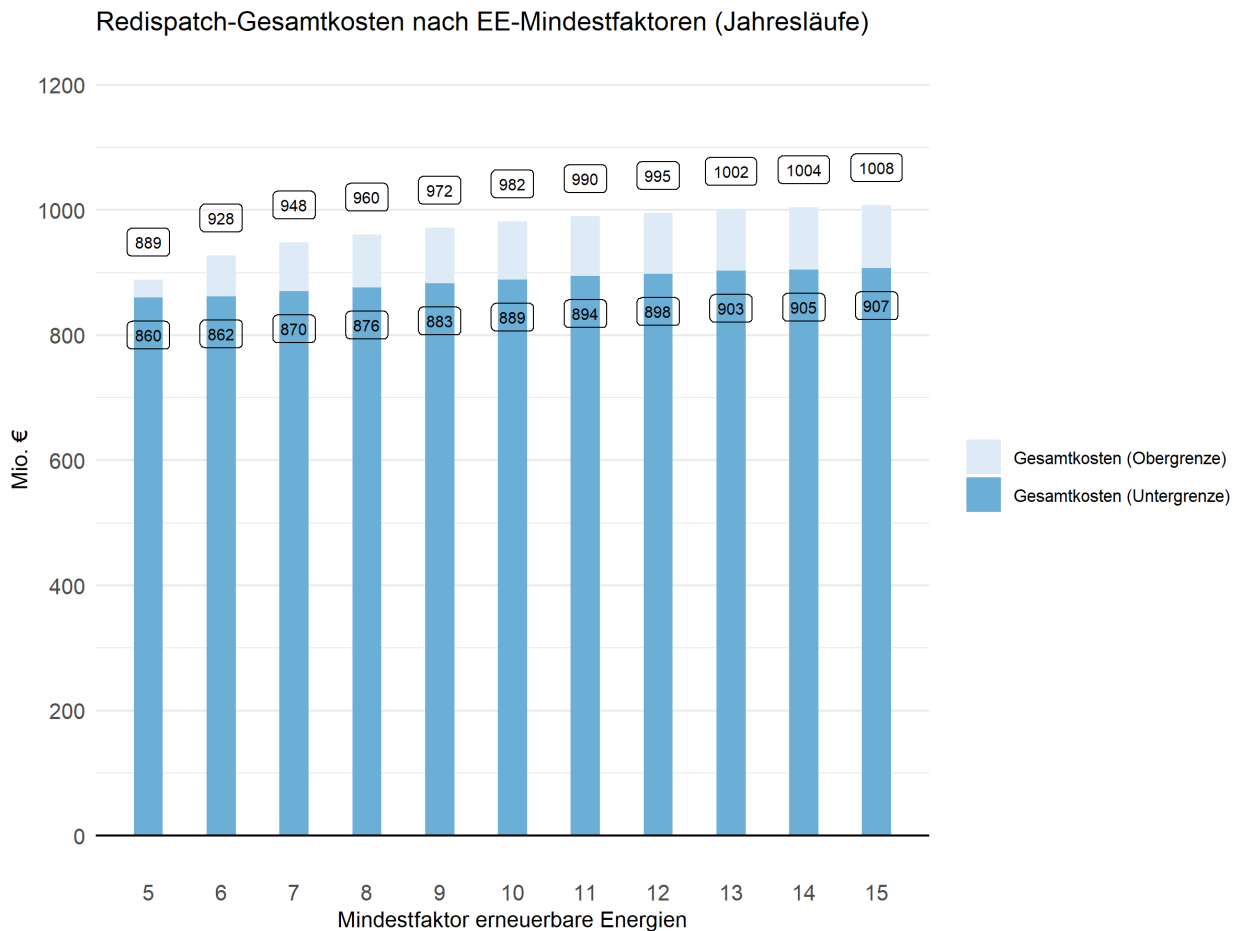


Abbildung 5: Redispatch-Kosten bei unterschiedlichen EE-Mindestfaktoren (Jahresläufe)

Abbildung 5 zeigt die Auswirkungen, die der EE-Mindestfaktor je nach Faktor-Wert auf die saldierten Kosten hat, die von den Stromverbrauchern insgesamt infolge der Redispatch-Maßnahmen zu tragen sind.

Die abgebildeten Werte der Ober- und Untergrenzen bilden eine Bandbreite an möglichen Auswirkungen auf die Gesamtkosten aller Redispatch-Maßnahmen ab. Diese Werte ergeben sich aus den jeweiligen Annahmen bzgl. der Kosten und Erlöse, die durch die Reduzierung von KWK-Strom nach den Simulationsannahmen maximal bzw. minimal entstehen (vgl. zur zugrundeliegenden Methodik Abschnitt I. 2 „Simulationsrechnungen“).

Betrachtet man diese Bandbreite an möglichen Auswirkungen auf die Gesamtkosten aller Redispatch-Maßnahmen wird deutlich, dass die Kosten mit steigenden Werten für den EE-Mindestfaktor unter allen Annahmen steigen. Im günstigsten Fall der unteren Kosten-

grenze kommt es zu einem geringen Anstieg der Gesamtkosten. Doch auch im ungünstigsten Fall der oberen Kostengrenze bleibt der Anstieg in einem moderaten Bereich. Für den deutlich wahrscheinlicheren Zwischenbereich der Bandbreite gilt das erst recht. Der stärkste Kostenanstieg findet bei Betrachtung der oberen Kostengrenze zwischen besonders niedrigen Faktorwerten knapp über dem kleinstmöglichen EE-Mindestfaktorwert von 5 statt; mit steigenden Faktorwerten nehmen die Auswirkungen auf die Gesamtkosten bei Betrachtung beider Kostengrenzen kontinuierlich ab.

2.1.3.4. Auswirkungen verschiedener EE-/KWK-Mindestfaktorkombinationen

Ergänzend zu den Ergebnissen aus den Jahresläufen, bei denen der KWK-Mindestfaktor stets mit dem Wert von 5 angesetzt wurde, hat die Bundesnetzagentur anhand von Wochenläufen überprüft, wie sich verschieden hohe KWK-Mindestfaktoren auf die Indikatoren auswirken. Dafür hat sie jeden KWK-Mindestfaktor mit einem um 5 höheren EE-Mindestfaktor kombiniert. Das heißt, dass für die Simulationsrechnungen beispielsweise der KWK-Mindestfaktor von 5 mit einem EE-Mindestfaktor von 10 und der KWK-Mindestfaktor von 9 mit einem EE-Mindestfaktor von 14 angesetzt worden sind.

Die folgenden Darlegungen (Abschnitte 2.1.3.4.1 bis 2.1.3.4.3) beziehen auf die entsprechenden „EE-/KWK-Mindestfaktorkombinationen“.

2.1.3.4.1. Auswirkungen verschiedener EE-/KWK-Mindestfaktorkombinationen auf das Redispatch-Volumen inkl. reduzierter EE- und KWK-Strommengen

Redispatch-Volumen bei verschiedenen EE-/KWK-Mindestfaktorkombinationen (Wochenläufe)

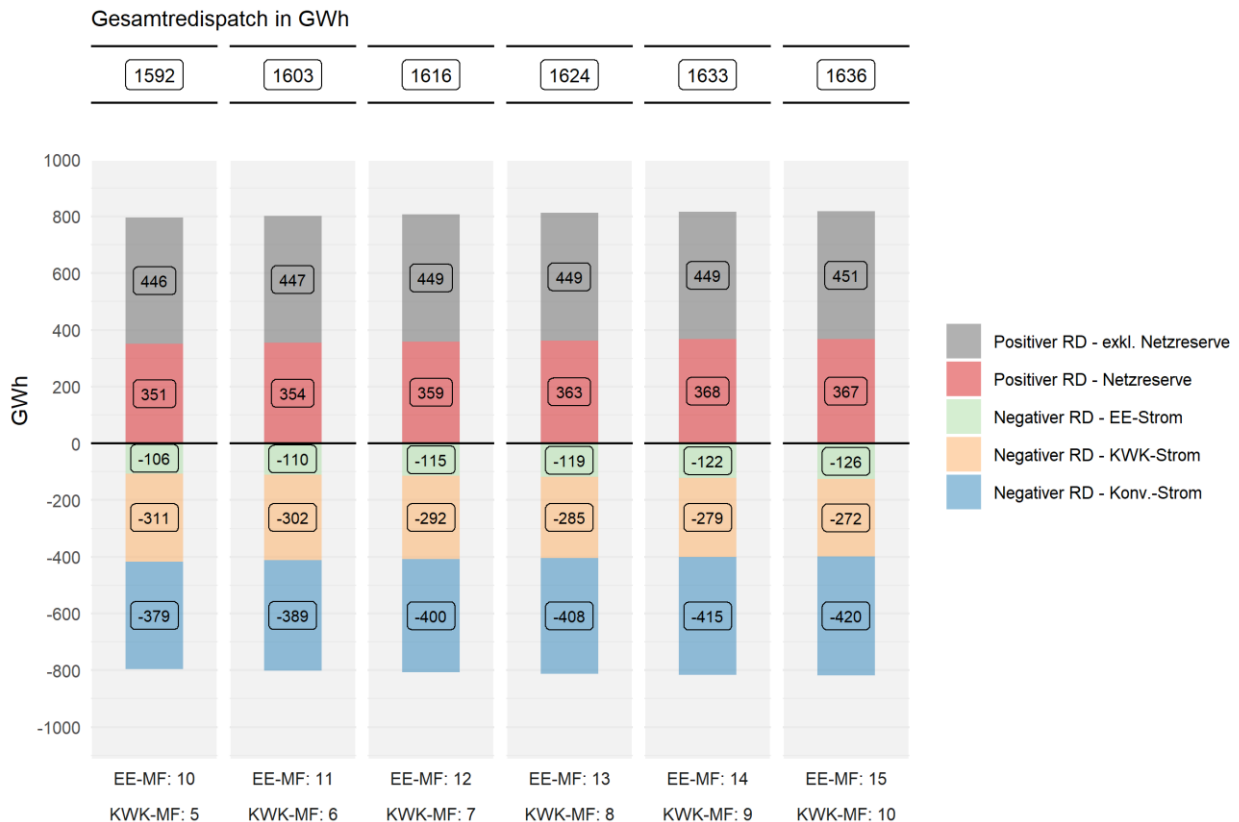


Abbildung 6: Redispatch-Volumen bei verschiedenen EE-/KWK-Mindestfaktorkombinationen (Wochenläufe)

In Abbildung 6 ist zu erkennen, dass mit zunehmenden Werten der EE-/KWK-Mindestfaktorkombinationen zugleich das Volumen des „Gesamtredispatch“ zunimmt.

Der relevante Abtausch innerhalb der Mengen an negativem Redispatch findet dabei zwischen den Mengen an „Negativem Redispatch – KWK-Strom“ und den übrigen Mengen statt. Während die Mengen an „Negativem Redispatch – KWK-Strom“ mit steigenden Werten der EE-/KWK-Mindestfaktorkombination sinken, steigen die Mengen an „Negativem Redispatch – EE-Strom“ und an „Negativem Redispatch – Konv. Strom“ an: Die Steigerung der Reduzierung von EE-Strom und konventioneller Erzeugung übertrifft die Senkungseffekte bei der Reduzierung von KWK-Strom, so dass das Volumen an negativem und positivem Redispatch insgesamt steigt. Dabei werden mit zunehmenden Werten der

EE-/KWK-Mindestfaktorkombination teilweise auch Potentiale an konventioneller Erzeugung genutzt, auf die bei niedrigeren Werten nicht zurückgegriffen wird.

Diese Zusammenhänge können anhand der folgenden Abbildung 7 exemplarisch nachvollzogen werden.

Redispatch-Differenz bei zwei verschiedenen EE-/KWK-Mindestfaktorkombinationen

[EE-MF: 15 / KWK-MF: 10] minus [EE-MF: 10 / KWK-MF: 5]
 negative Zahl = Mehr Reduktion bei [EE-MF: 15 / KWK-MF: 10]
 positive Zahl = Weniger Reduktion bei [EE-MF: 15 / KWK-MF: 10]

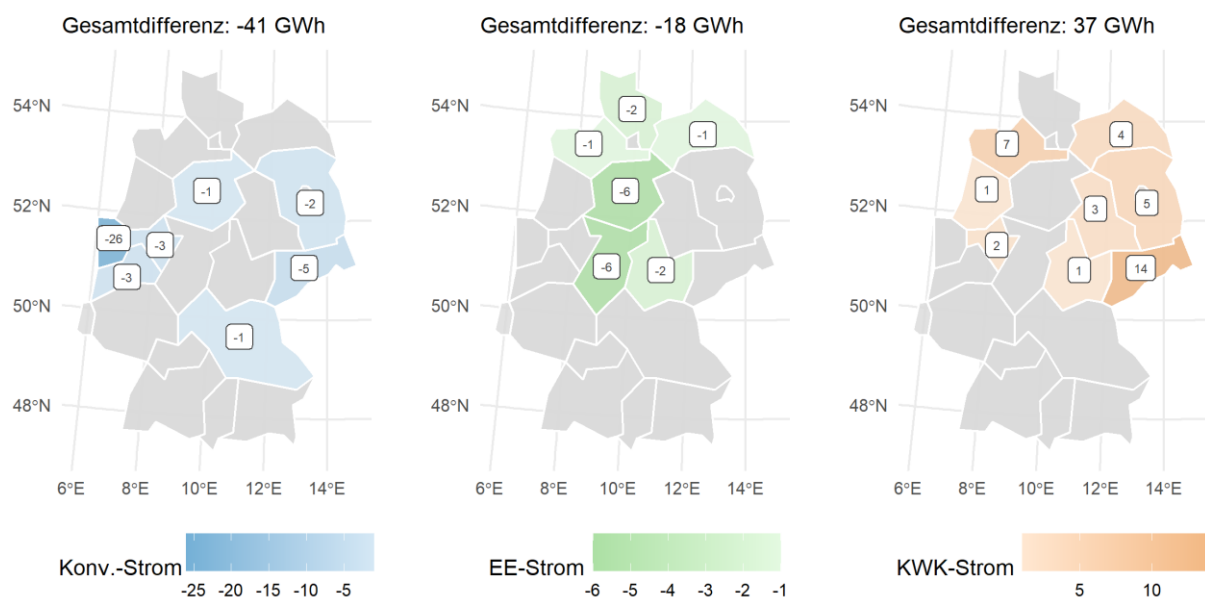


Abbildung 7: Differenz der Redispatchmengen beim Vergleich von zwei verschiedenen EE-/KWK-Mindestfaktorkombinationen (Wochenläufe)

Abbildung 7 zeigt, welche Unterschiede sich bei den Redispatchmengen ergeben, wenn man die Ergebnisse der EE-/KWK-Mindestfaktorkombination „10 und 5“ (d. h. mit einem EE-Mindestfaktor von 10 kombiniert mit einem KWK-Mindestfaktor von 5) mit den Ergebnissen der deutlich höheren EE-/KWK-Mindestfaktorkombination „15 und 10“ (d. h. mit einem EE-Mindestfaktor von 15 kombiniert mit einem KWK-Mindestfaktor von 10) vergleicht.

Es ist zu erkennen, dass es nach den Simulationsrechnungen bei der höheren EE-/KWK-Mindestfaktorkombination von „15 und 10“ insbesondere in der Region des rheinischen

Braunkohlereviere zu einer zusätzlichen Reduzierung von nicht vorrangberechtigter konventioneller Erzeugung kommt (vgl. linke Karte). Gleichzeitig wird in dem Fall insbesondere in mittleren Regionen Deutschlands mehr EE-Strom reduziert (vgl. mittlere Karte). In der Summe übersteigen die zusätzlichen Reduzierungen von EE-Strom und konventionellem Strom die geringeren Reduzierungen von KWK-Strom deutlich (vgl. rechte Karte). Betrachtet man das „Gesamtredispatch“-Volumen aus positivem und negativem Redispatch, so ergibt sich bei der höheren EE-/KWK-Mindestfaktorkombination ein Mehrbedarf in Höhe von 44 GWh (vgl. Abbildung 6).

Das insgesamt erhöhte Redispatch-Volumen, das im Fall der höheren EE-/KWK-Mindestfaktorkombination von „15 und 10“ zu verzeichnen ist, spricht dafür, dass die zusätzlich herangezogenen konventionellen Erzeugungskapazitäten besonders ineffizient auf die relevanten Engpässe wirken. Die erhöhten Mengen an reduziertem EE-Strom machen deutlich, dass im Fall der höheren EE-/KWK-Mindestfaktorkombination von „15 und 10“ in nicht unerheblichem Umfang EE-Strom-Kapazitäten reduziert würden, die bei der niedrigeren EE-/KWK-Mindestfaktorkombination von „10 und 5“ nicht eingesenkt werden. Zugleich würden im Fall der höheren Faktorkombination KWK-Strom-Kapazitäten weiterlaufen, die bei der niedrigeren Faktorkombination zur Behebung des Engpasses herangezogen werden.

2.1.3.4.2. Auswirkungen verschiedener EE-/KWK-Mindestfaktorkombinationen auf die CO₂-Emissionen

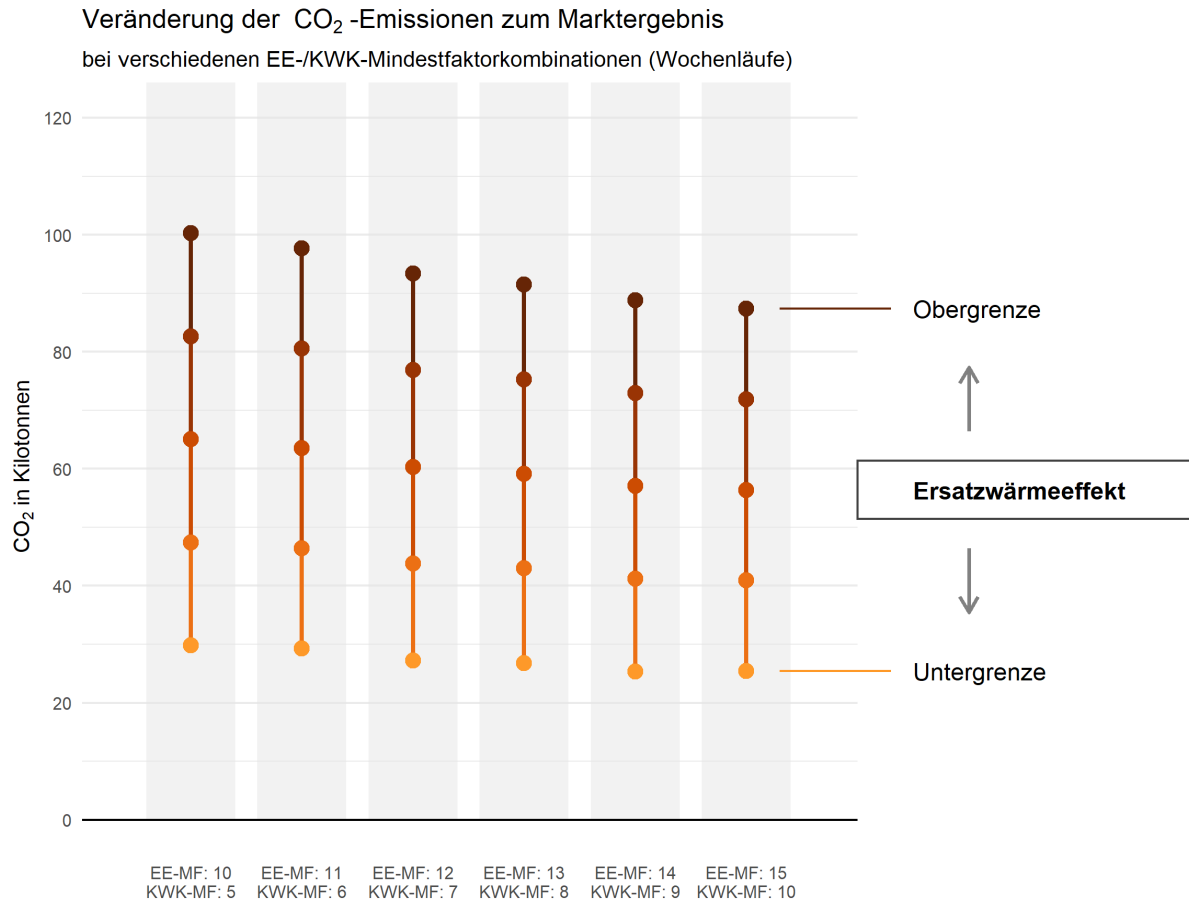


Abbildung 8: Auswirkungen verschiedener EE-/KWK-Mindestfaktorkombinationen auf die CO₂-Emissionen (Wochenläufe)

In Abbildung 8 ist zu erkennen, dass mit zunehmenden Werten der EE-/KWK-Mindestfaktorkombinationen die CO₂-Emissionen leicht sinken. Die Ursache dafür liegt in erster Linie an der Steigerung des Redispatch-Volumens, die mit einer Anhebung der EE-/KWK-Mindestfaktorkombinationen einher geht, da diese insbesondere zu einer vermehrten Reduzierung von Braunkohlekraftwerken führt (vgl. Abschnitt II 2.1.3.4.2 „Auswirkungen verschiedener EE-/KWK-Mindestfaktorkombinationen auf das Redispatch-Volumen inkl. reduzierter EE- und KWK-Strommengen“), deren Erzeugung durch positiven Redispatch mit weniger CO₂-lastigen Energieträgern ersetzt wird.

2.1.3.4.3. Auswirkungen verschiedener EE-/KWK-Mindestfaktorkombinationen auf die Redispatch-Kosten

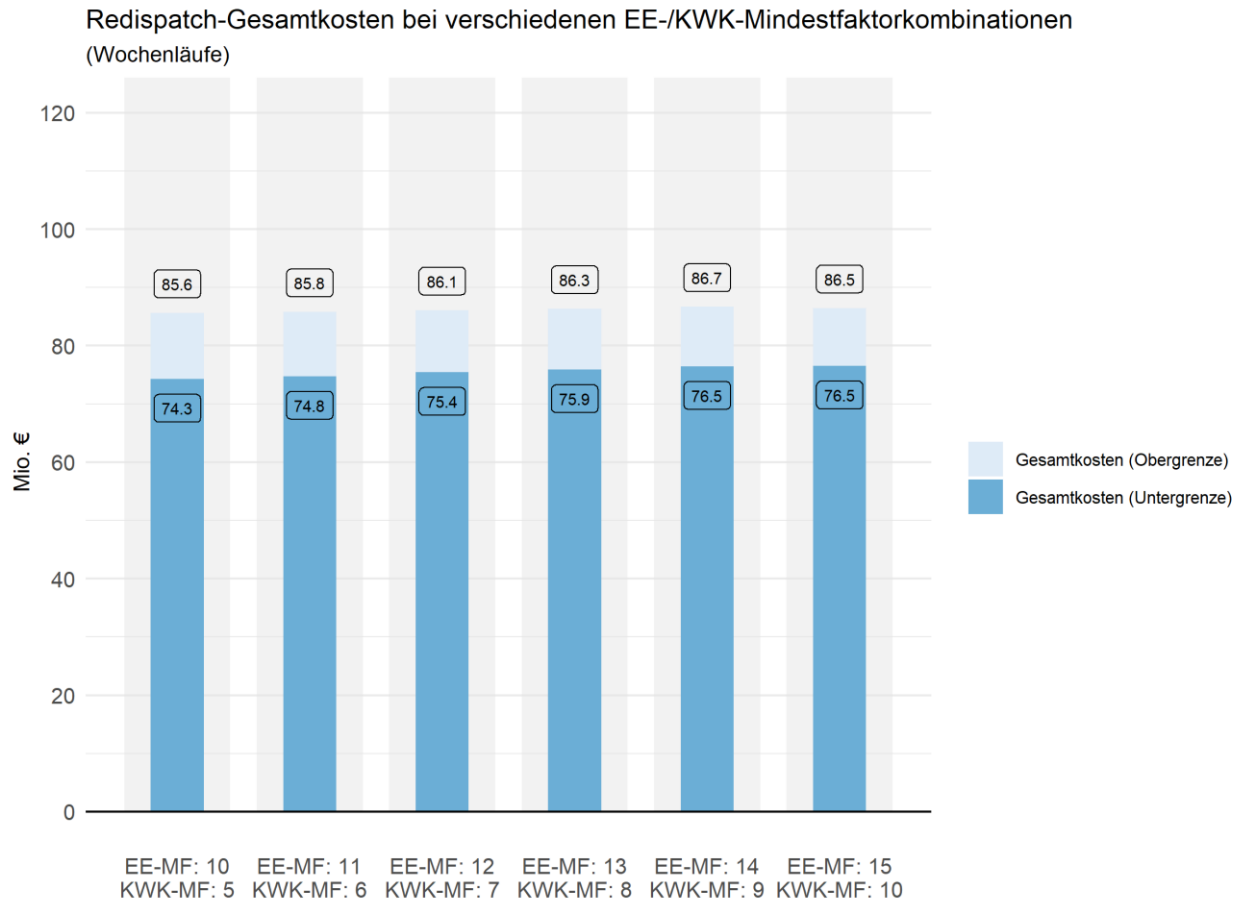


Abbildung 9: Auswirkungen verschiedener EE-/KWK-Mindestfaktorkombinationen auf die Redispatch-Gesamtkosten (Wochenläufe)

In Abbildung 9 ist zu erkennen, dass die Redispatch-Gesamtkosten bei der Annahme verschiedener Werte an EE-/KWK-Mindestfaktorkombinationen weitgehend konstant sind bzw. mit zunehmenden Werten allenfalls leicht steigen.

2.1.4. Ermessensgrenzen

Für die Bestimmung des EE-Mindestfaktors und des KWK-Mindestfaktors sind zunächst die **Ermessensgrenzen** zu bestimmen, über die die Bundesnetzagentur nicht hinausgehen darf. Neben den durch das EnWG gesetzten Grenzen für die Mindestfaktoren – jeweils in Höhe von 5 bis 15 – ergeben sich Ermessensgrenzen vor allem aus dem europarechtlichen Einspeisevorrang für EE- und KWK-Strom: Zum einen genießen EE- und KWK-Strom grundsätzlich Einspeisevorrang vor nicht vorrangberechtigter konventioneller Erzeugung, zum anderen genießt EE-Strom grundsätzlich Vorrang vor KWK-Strom.

Die Modellrechnungen haben gezeigt, dass der grundsätzliche Einspeisevorrang von EE- und KWK-Strom vor sonstigem, nicht vorrangberechtigtem Strom bereits mit einem EE- und KWK-Mindestfaktor von jeweils 5 erreicht wird. Das negative Redispatch-Potential der nicht vorrangberechtigten Erzeugung wird bei diesem Wert bereits größtenteils genutzt. Der sehr geringfügige Abtausch zwischen negativem Redispatch mit nicht vorrangberechtigter Erzeugung und EE-Anlagen, der durch einen höheren EE-Mindestfaktor erreicht wird, macht deutlich, dass – soweit überhaupt noch negatives konventionelles Redispatch-Potential mit signifikanter Wirkung auf Engpässe vorhanden ist – bereits bei einem Mindestfaktor von 5 nur in Ausnahmefällen vom Einspeisevorrang abgewichen wird. Das entspricht den rechtlichen Vorgaben sowohl des deutschen Energiewirtschaftsgesetzes als auch der europäischen Elektrizitätsbinnenmarktverordnung.

Ein höherer KWK-Mindestfaktor ist – entgegen einer Stellungnahme in der Konsultation – auch nicht deshalb erforderlich, weil konventionelle Anlagen im Winter in der Regel teurer seien und sich daher die tatsächlichen Kosten den kalkulatorischen Kosten für die Reduzierung von KWK-Strom annähern würden. Ein höherer Mindestfaktor wäre allenfalls dann erforderlich, wenn Preisschwankungen dazu führen würden, dass der gewählte KWK-Mindestfaktor nicht mehr ausreichen würde, um den Einspeisevorrang von KWK-Strom gegenüber nicht vorrangberechtigter Erzeugung einzuhalten. Das ist jedoch nicht der Fall. Denn zum einen sind – saisonale oder nicht-saisonale – Preisunterschiede für konventionellen Redispatch im Allgemeinen nicht sehr groß. Dabei ist zu bedenken, dass sich Preisschwankungen teilweise dadurch abmildern, dass höhere Ausgaben der Netzbetreiber für positiven Redispatch auch zu höheren Einnahmen für negativen Redispatch mit konventionellen Kraftwerken führen können. Darauf kommt es aber letztlich nicht an. Denn zum anderen rechtfertigen unverhältnismäßig hohe Kosten für konventionellen Redispatch gerade ein Abweichen vom Einspeisevorrang für KWK-Strom (Art. 13 Abs. 6 Bst. c Elektrizitätsbinnenmarktverordnung).

Die Modellrechnungen haben ferner gezeigt, dass der grundsätzliche Einspeisevorrang von EE-Strom gegenüber KWK-Strom nur erreicht wird, wenn der EE-Mindestfaktor deutlich höher ist als der KWK-Mindestfaktor. Aus den Auswirkungen auf das Redispatch-Volumen und die reduzierten EE-Strommengen (Abschnitt 2.3.1, insb. Abbildung 1) wird deutlich, dass bei einer Differenz der beiden Mindestfaktoren von weniger als ca. 5 die Gefahr besteht, dass regelmäßig Reduzierungen von EE-Strom vorgenommen werden,

obwohl alternativ KWK-Strom reduziert werden könnte, und dass damit die europarechtlichen Voraussetzungen für ein Abweichen vom Grundsatz des EE-Einspeisevorrangs nach Art. 13 Abs. 6 Bst. a) Elektrizitätsbinnenmarktverordnung nicht gewahrt wären. Vielmehr findet bei gleich hohem EE- und KWK-Mindestfaktor nahezu keine Reduzierung von KWK-Strom statt, obwohl diese – dies zeigen die Ergebnisse bei höheren EE-Mindestfaktoren – netztechnisch durchaus zur Engpassbeseitigung geeignet wäre. Zwar kann, wie die Auswirkungen auf die Redispatch-Kosten (vgl. Abschnitt II. 2.1.3.3, insb. Abbildung 5) verdeutlichen, die vorrangige Reduzierung von EE-Erzeugung in einem gewissen Umfang zu geringeren Kosten führen. Der Unterschied ist jedoch nicht so gravierend und angesichts der Bandbreite möglicher Kostenfolgen jedenfalls nicht so eindeutig, dass damit die Anforderungen des Art. 13 Abs. 6 Bst. a) Elektrizitätsbinnenmarktverordnung („erheblich unverhältnismäßig hohe Kosten“) erfüllt sind. Die im Rahmen der Konsultation in einer Stellungnahme vertretene These, für die Wahrung des Einspeisevorrangs von EE-Strom gegenüber KWK-Strom würde es genügen, auf den Schnittpunkt der jeweiligen Linien abzustellen, überzeugt nicht. Der Schnittpunkt in der graphischen Darstellung im Konsultationsdokument markierte lediglich den EE-Mindestfaktor, bei dem nach den Simulationsergebnissen des Modells gleich hohe EE- und KWK-Strommengen reduziert würden. Die Anforderungen des europarechtlichen Einspeisevorrangs zugunsten von EE-Strom nach Art. 13 Abs. 6 Bst. a) Elektrizitätsbinnenmarktverordnung gehen jedoch darüber hinaus. Insbesondere genügt es nicht, dass – wie in besagter Stellungnahme vertreten wird – bei gleicher Wirksamkeit die KWK-Stromerzeugung reduziert wird. Ebenfalls nicht überzeugend ist die im Rahmen der Konsultation vertretene These, bereits ab einem EE-Mindestfaktor von 7 sei ein deutlicher Einspeisevorrang zugunsten der EE-Stromerzeugung gegeben. Denn bei höheren EE-Mindestfaktoren treten noch nennenswerte Verschiebungen zugunsten der EE-Einspeisung auf.

Im Rahmen der Konsultation wurde darüber hinaus die Auffassung vertreten, dass die Modellrechnungen Unschärfen aufwiesen und daher nicht mit Sicherheit gesagt werden könne, dass der Einspeisevorrang von EE- und KWK-Strom eingehalten werde, so dass ein EE-Mindestfaktor von 15 erforderlich sei. Dem ist nicht zu folgen. Zunächst treffen die Kritikpunkte an den Modellrechnungen, auf die sich die Stellungnahme bezieht, im Wesentlichen nicht zu. Ferner weisen zwar die Untersuchungen der Bundesnetzagentur – wie jede Prognose und jede Modellrechnung – naturgemäß Unsicherheiten auf. Diese machen es aber nicht erforderlich, prophylaktisch den höchsten möglichen Mindestfaktor

zu wählen. Denn bereits eine theoretische Überlegung zur Wirkweise der Mindestfaktoren macht deutlich, dass ein EE-Mindestfaktor von 10 genügt, um den Einspeisevorrang zugunsten von EE-Strom zu wahren: Denn ein EE-Mindestfaktor von 10 führt dazu, dass in der Regel auch nicht vorrangberechtigte Erzeugung vorrangig abgeregelt werden muss, die nur gering auf einen Engpass wirkt. Liegt beispielsweise ein Engpass vor, auf den eine EE-Stromerzeugung mit 0,5 wirkt – also eine Reduzierung der Einspeisung einer EE-Anlage von beispielsweise 1 MW führt zu einer Entlastung des Engpasses um 500 kW –, muss bei einem EE-Mindestfaktor von 10 nicht vorrangberechtigte Erzeugung mit einer Wirkung ab 0,05 vorrangig abgeregelt werden. Selbst bei einer theoretisch optimalen Wirkung der EE-Stromerzeugung auf den Engpass von 1, ist bei einem EE-Mindestfaktor von 10 nicht vorrangberechtigte Erzeugung mit einer geringen Wirkung ab 0,1 vorrangig abzuregeln. Selbst bei einem EE-Mindestfaktor von 5 wäre bei einer theoretisch optimalen Wirkung der EE-Anlage auf einen einzelnen Engpass von 1 immer noch eine nicht vorrangberechtigte Erzeugung ab einer Wirkung von 0,2 vorrangig abzuregeln. Sprechen somit bereits diese eher theoretischen Überlegungen deutlich dafür, dass Mindestfaktoren von 5 bzw. 10 den Einspeisevorrang gegenüber nicht vorrangberechtigter Erzeugung umsetzen, bestätigen darüber hinaus die Modellrechnungen der Bundesnetzagentur, dass dies auch im vermaschtem Netz mit einer Vielzahl von Erzeugungsanlagen und Engpässen der Fall ist. Es gibt keine Hinweise darauf, dass verbleibende Unsicherheiten bei der Modellrechnung dieses Ergebnis grundsätzlich in Frage stellen. Insoweit ist auch zu bedenken, dass die von den betreffenden Stellungnahmen angeführten Unklarheiten und Abweichungen zu großen Teilen tatsächlich nicht vorliegen.

Auch die Tatsache, dass die Bundesnetzagentur bei der Modellierung nicht berücksichtigt hat, dass Betreiber von KWK-Anlagen möglicherweise höhere tatsächliche Kosten für die Reduzierung von KWK-Strom gelten machen, die für die Auswahlentscheidung in der Praxis anstelle der kalkulatorischen Kosten anzusetzen wären, macht es nicht erforderlich, einen größeren Abstand zwischen dem KWK- und dem EE-Mindestfaktor vorzugeben. Zwar können höhere tatsächliche Kosten einer Reduzierung von KWK-Strom dazu führen, dass sich die reduzierte KWK-Strommenge verringert und im Gegenzug die reduzierte EE-Strommenge erhöht. Dieser nach § 13 Abs. 1b EnWG vorgesehene Effekt wäre dann jedoch durch die im Einzelfall besonders hohen tatsächlichen Kosten für die Reduzierung

von KWK-Strom begründet, so dass die Voraussetzungen für die Durchbrechung des Einspeisevorrangs des EE-Stroms nach Art. 13 Abs. 6 Bst. a) Elektrizitätsbinnenmarktverordnung gegeben sind.

Damit ergeben sich folgende Ermessensgrenzen:

- KWK-Mindestfaktor: 5 bis 15
- EE-Mindestfaktor: 5 bis 15, wobei der EE-Mindestfaktor *mindestens* um 5 höher als der KWK-Mindestfaktor sein muss.

2.1.5. Ermessensausübung

Als zweiter Schritt ist unter **Abwägung** der betroffenen Belange und insbesondere unter Berücksichtigung der oben genannten Ziele des § 1 EnWG zu bestimmen, welcher EE-Mindestfaktor und welcher KWK-Mindestfaktor innerhalb dieser Ermessensgrenzen zweckmäßig ist. Dabei kommt in der Abwägung – entgegen der in einer Stellungnahme vertretenen Auffassung – keinem der Indikatoren eine vorrangige Bedeutung zu. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass die Maßnahmen nach § 13 EnWG nur ergriffen werden dürfen, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten. Das heißt, dass keinem der Indikatoren ein solches Gewicht beigemessen werden darf, dass die Optimierung anhand dieses Indikators gewissermaßen zum vorrangigen Zweck der Redispatch-Maßnahmen gerät. So würde beispielsweise eine vorrangige Kostenoptimierung dazu führen, dass die Übertragungsnetzbetreiber faktisch ein zentrales Dispatch durchführen, was mit dem liberalisierten Strommarkt in Deutschland unvereinbar wäre. Ähnliches würde für eine vorrangige Optimierung der CO₂-Emissionen gelten. Diese würde dazu führen, dass Redispatch-Maßnahmen primär mit dem Ziel durchgeführt würden, CO₂-Emissionen zu verringern. Das ist von § 13 EnWG nicht gedeckt.

Vielmehr sind die betroffenen Belange angemessen zu gewichten und gegeneinander abzuwägen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Ergebnisse hinsichtlich der verschiedenen Indikatoren keine signifikanten Schnittpunkte oder Knicke erkennen lassen. Ziel der Abwägung muss es daher sein, innerhalb der Ermessensgrenzen eine Lösung zu identifizieren, bei der die betroffenen Belange in einen vernünftigen Ausgleich gebracht werden.

Da der rechtlich gebotene Einspeisevorrang von KWK-Strom gegenüber nicht vorrangberechtigtem Strom bereits mit einem KWK-Mindestfaktor von 5 gewahrt wird, erscheint es nicht zweckmäßig, den KWK-Mindestfaktor darüber hinaus anzuheben.

Denn ein höherer KWK-Mindestfaktor würde sich voraussichtlich nur gering auf die jährliche Menge an reduziertem KWK-Strom auswirken. Die Berechnungen der Bundesnetzagentur zu höheren KWK-Mindestfaktoren bei einem um 5 höheren EE-Mindestfaktor (vgl. Abschnitt II. 2.1.3.4) lassen zwar einen leichten Rückgang des negativen Redispatch von KWK-Strom bei dem Ansatz von höheren EE-/KWK-Faktorenpaaren erkennen, dieser geht aber zu einem großen Teil zu Lasten des EE-Stroms: Die reduzierten EE-Strommengen würden bei den höheren EE-/KWK-Faktorenpaaren deutlich ansteigen. Dies spricht dafür, dass bei KWK-Mindestfaktoren von mehr als 5 der Abstand von 5 zum EE-Mindestfaktor nicht ausreicht, um den Einspeisevorrang von EE-Strom gegenüber KWK-Strom im gleichen Maße sicherzustellen und eine nicht erwünschte Verschiebung des negativen Redispatch zu Lasten des EE-Stroms zu vermeiden. Eine Erhöhung des KWK-Mindestfaktors über 5 würde es daher erfordern, die Differenz zwischen dem KWK- und dem EE-Mindestfaktor ebenfalls zu erhöhen, um eine Erhöhung der EE-Abregelung zu vermeiden.

Die verbleibende geringfügige Verringerung des negativen Redispatch von KWK-Strom zu Lasten von konventioneller Erzeugung rechtfertigt nicht die Anhebung des KWK-Mindestfaktors auf einen Wert über 5. Denn die Anhebung geht mit einer Steigerung des Redispatch-Volumens insgesamt einher. Die in diesem Fall für den negativen Redispatch herangezogenen konventionellen Kraftwerke zeigen nur eine sehr geringe Wirkung auf die Engpässe, so dass bereits fraglich ist, ob es sich überhaupt um geeignete Maßnahmen zu Beseitigung der Engpässe handelt. Jedenfalls würde die – vom Gesetzgeber bezweckte (vgl. BT-Drs. 19/7375, S. 52) – Nutzung von KWK-Anlagen, die gut auf Engpässe wirken, für Redispatch-Zwecke erschwert. Das Ziel der Systemsicherheit spricht daher gegen eine Anhebung des KWK-Mindestfaktors.

Soweit eine Anhebung des KWK-Mindestfaktors auf einen Wert über 5 eine leichte Verringerung der CO₂-Emissionen bewirken könnte, genügt dies nicht, um die gegen eine Anhebung sprechenden Belange zu überwiegen. Die leichte Verringerung ist größtenteils durch das höhere Redispatch-Volumen begründet, da dadurch Kraftwerke mit hohem CO₂-Ausstoß (v. a. Braunkohle) zugunsten von Kraftwerken mit etwas geringerem CO₂-

Ausstoß abgeregelt werden. Dies allein rechtfertigt aber nicht die Durchführung von Redispatch-Maßnahmen. Ein „Redispatch“ der marktlichen Einsatzentscheidungen durch die Netzbetreiber darf nur zum Zweck der Beseitigung einer Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems erfolgen. Es ist eine politische Entscheidung, ob und wann Kraftwerke aufgrund ihres CO₂-Ausstoßes abgeschaltet werden. Insoweit ist auch zu berücksichtigen, dass ebendiese politische Entscheidung bereits getroffen ist: Aufgrund des Ausstiegs aus der Kohleverstromung wird ein Großteil des Erzeugungspotentials im rheinischen Revier vom Netz gehen (§ 40 Abs. 1 i. V. m. Anlage 2 KVBG). Es ist nicht Zweck der Mindestfaktor-Festlegung, diese politische Entscheidung durch eine Erhöhung des KWK-Mindestfaktors teilweise vorzuziehen.

Die Abwägung spricht daher insgesamt dafür, den KWK-Mindestfaktor mit dem Wert 5 festzulegen.

Bei einem KWK-Mindestfaktor von 5 muss der EE-Mindestfaktor nach den dargelegten Ermessensgrenzen mindestens 10 betragen. Es stellt sich folglich die Frage, ob ein höherer EE-Mindestfaktor als 10 zweckmäßig wäre. Das ist nicht der Fall. Ein EE-Mindestfaktor von 10 erscheint in Kombination mit einem KWK-Mindestfaktor von 5 auch unter Berücksichtigung und Abwägung der Ziele nach § 1 EnWG als zweckmäßig:

Das Ziel der Sicherheit und Netzverträglichkeit ist bei dem EE-Mindestfaktor von 10 (in Kombination mit dem KWK-Mindestfaktor von 5) gewahrt. Der Indikator des Redispatch-Volumens wird bei Betrachtung der jährlichen Gesamtmengen durch die Höhe des EE-Mindestfaktors nicht wesentlich verändert. Ein höherer EE-Mindestfaktor als 10 führt nur noch zu einer sehr geringen Verschiebung der jährlichen Redispatch-Mengen. Insgesamt lässt sich feststellen, dass eine Anhebung des EE-Mindestfaktors über 10 in der Gesamtbetrachtung der Jahresmengen kaum Auswirkungen hat.

Durch das Abweichen von einem starren Einspeisevorrang kann der EE-Mindestfaktor – trotz der geringen Auswirkungen auf die Jahrgesamtmengen – in einzelnen Stunden und Engpass-Konstellationen jedoch durchaus zu einer Senkung des Redispatch-Volumens beitragen. Dies bestätigen die Auswirkungen in den 50 kritischsten Stunden des Jahres (vgl. Abschnitt II. 2.1.3.1.3 „Auswirkungen in kritischen Stunden“, insb. Abbildung 3). Das Ziel des Gesetzgebers, durch eine Reduzierung des Redispatch-Volumens „in bestimm-

ten Situationen und Stunden des Jahres“ die Systemsicherheit zu stärken (vgl. Gesetzesbegründung zu § 13 Abs. 1a EnWG, BT-Drs. 19/7375, S. 52), wird im vorgegebenen Rahmen erreicht. Die Lösung konkreter, besonders kritischer Stunden kann jedoch mit einem höheren EE-Mindestfaktor tendenziell schwieriger werden. Das Ziel der Sicherheit und Netzverträglichkeit spricht daher – auch bei geringen Auswirkungen auf die Jahresgesamtmengen – dafür, den EE-Mindestfaktor auf das für den Einspeisevorrang erforderliche und im Hinblick auf die Umweltziele zweckmäßige Maß zu begrenzen und nicht über den Wert von 10 hinauszugehen.

Die Festlegung des EE-Mindestfaktors in Höhe von 10 bei einem KWK-Mindestfaktor von 5 wird auch dem Ziel der Umweltverträglichkeit gerecht. Für beide Indikatoren zur Umweltverträglichkeit, die CO₂-Emissionen und die reduzierte EE-Strommenge, ergibt sich ein übereinstimmendes Bild: Die wesentlichen Effekte zugunsten der Umwelt werden bereits durch einen EE-Mindestfaktor von 10 im Vergleich zu niedrigeren Faktorwerten realisiert. Dementsprechend verringern sich durch einen EE-Mindestfaktor über 10 die CO₂-Emissionen und die reduzierten EE-Mengen nur noch geringfügig. Zwar liegt keine exakte Modellierung der Auswirkung eines EE-Mindestfaktors über 10 vor, sondern nur die Abschätzung einer Bandbreite, innerhalb derer sich die Auswirkungen auf die CO₂-Emissionen sehr wahrscheinlich bewegen (vgl. Abschnitt II. 2.1.3.2 „Auswirkungen auf die CO₂-Emissionen“, insb. Abbildung 2 und Abschnitt II. 2.1.3.4.2 „Auswirkungen verschiedener EE-/KWK-Faktorenpaare auf die CO₂-Emissionen“, insb. Abbildung 8). Die Abschätzung der Bandbreite ist für die vorzunehmende Abwägung jedoch ausreichend. Alle Verläufe innerhalb der Bandbreite möglicher CO₂-Effekte verlaufen ab einem Faktor von 10 nahezu konstant, so dass keine nennenswerten CO₂-Einsparungen mit einem Faktor über 10 realisierbar sind.

Auch das Ziel der Preisgünstigkeit und Effizienz bleibt gewahrt. Zwar liegt keine exakte Modellierung der Auswirkung eines EE-Mindestfaktors über 10 vor, sondern nur die Abschätzung einer Bandbreite, innerhalb derer sich die Kosten sehr wahrscheinlich bewegen (vgl. Abschnitt II. 2.1.3.3 „Auswirkungen auf die Redispatch-Kosten“, insb. Abbildung 3, und Abschnitt II. 2.1.3.4.3 „Auswirkungen verschiedener EE-/KWK-Faktorenpaare auf die Redispatch-Kosten“, insb. Abbildung 9). Die Abschätzung der Bandbreite ist für die vorzunehmende Abwägung jedoch ausreichend. Allen angenommenen Verläufen innerhalb der Bandbreite ist gemein, dass eine Anhebung des EE-Mindestfaktors über 10 jedenfalls nur geringe Auswirkungen auf die jährlichen Kosten hat. Daher steht die

verbleibende Unsicherheit über die genaue Kostenentwicklung einer Entscheidung für einen EE-Mindestfaktor von 10 jedenfalls nicht im Wege. Die geringfügige Steigerung der Kosten spricht allerdings dafür, den EE-Mindestfaktor nicht über 10 anzuheben.

In der Gesamtabwägung wiegen die allenfalls sehr geringen Verbesserungen, die ein EE-Mindestfaktor von über 10 erzielen könnte, die Nachteile bei der Beherrschung kritischer Netzsituationen nicht auf.

Ergänzend sei angefügt, dass die Bundesnetzagentur zu keinem anderen Abwägungsergebnis käme, wenn für die Einhaltung des Einspeisevorrangs von EE-Strom gegenüber KWK-Strom auch ein niedrigerer EE-Mindestfaktor als 10 (bei einem KWK-Mindestfaktor von 5) ausreichen würde. Denn ein solcher niedrigerer EE-Mindestfaktor wäre nicht zweckmäßig. Zwar könnte ein niedrigerer EE-Mindestfaktor das Redispatch-Volumen etwas senken, würde allerdings nicht nur zu spürbar mehr EE-Abregelung führen, sondern auch zu tendenziell höheren CO₂-Emissionen und höheren Kosten. Ein EE-Mindestfaktor von 10 bringt daher nach Auffassung der Bundesnetzagentur die widerstreitenden Belange zu einem angemessenen Ausgleich.

Nach alledem hält die Bundesnetzagentur folgende Mindestfaktoren für zweckmäßig:

- EE-Mindestfaktor: 10
- KWK-Mindestfaktor: 5

2.2. Recht- und Zweckmäßigkeit der Festlegungen zur Berechnung und Veröffentlichung der kalkulatorischen Preise

Die Festlegungen zur Berechnung und Veröffentlichung der kalkulatorischen Preise (Tenorziffer 3) sind recht- und zweckmäßig.

Nach § 13j Abs. 5 Nr. 2 EnWG kann die Bundesnetzagentur durch Festlegung Vorgaben zur Bestimmung der kalkulatorischen Preise und zur Veröffentlichung durch die Netzbetreiber treffen. Diese Befugnisse umfassen sowohl den kalkulatorischen EE- und KWK-Preis als auch den kalkulatorischen NR-Preis. Der kalkulatorische NR-Preis ist der einheitliche Preis, anhand dessen kalkulatorische Kosten für Maßnahmen zur Erhöhung der Erzeugungsleistung von Anlagen der Netzreserve nach § 13 Abs. 1c EnWG im Rahmen der Auswahl der insgesamt kostengünstigsten Maßnahmenkombination anzusetzen sind.

Die Bundesnetzagentur hält es für sinnvoll, Vorgaben für eine zentrale Bestimmung und Veröffentlichung der kalkulatorischen Preise zu machen. Dadurch ist sichergestellt, dass alle Netzbetreiber rechtzeitig die gültigen einheitlichen kalkulatorischen Preise kennen und anwenden können. Mildere Mittel sind nicht ersichtlich.

Die Bundesnetzagentur hält es für zweckmäßig, dass die Bestimmung der kalkulatorischen Preise durch die Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung erfolgt. Diese verfügen über die notwendigen Informationen – insbesondere die durchschnittlichen Kosten für positiven und negativen Redispatch mit nicht vorrangberechtigtem Strom –, um die Vorgabe zur Bestimmung des kalkulatorischen EE-Preises nach § 13 Abs. 1a S. 2 EnWG und des kalkulatorischen KWK-Preises nach § 13 Abs. 1b Nr. 2 i. V. m. Abs. 1a S. 2 EnWG nach Maßgabe des EE- und des KWK-Mindestfaktors praktisch umzusetzen. Damit wird zugleich sichergestellt, dass die notwendigen Informationen, die teilweise Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse Dritter sind, nicht einem weiteren Kreis bekannt gemacht werden müssen, als sie ohnehin schon bekannt sind. Das Gleiche gilt für die Bestimmung des einheitlichen kalkulatorischen NR-Preis gemäß § 13 Abs. 1c EnWG für den Einsatz der Netzreserve.

Die Bundesnetzagentur hält eine jährliche Berechnung der kalkulatorischen Preise für notwendig, aber auch ausreichend. Dem stimmen mehrere Konsultationsbeiträge zu. Lediglich ein Konsultationsbeitrag fordert eine quartalsweise Berechnung, um saisonale Preisunterschiede abbilden zu können. Dem ist nicht zu folgen. Die jährliche Berechnung bringt das Bedürfnis nach aktuellen Werten und einer aufwandsarmen Umsetzung in einen vernünftigen Ausgleich. Insoweit ist zu beachten, dass der gesetzliche Rahmen für Schwankungen der Preise für konventionellen Redispatch einen Spielraum vorsieht, indem verlangt wird, dass „in der Regel“ der Mindestfaktor umgesetzt wird (§ 13 Abs. 1a S. 2 EnWG). Die Bundesnetzagentur konnte keine saisonalen Schwankungen der durchschnittlichen Kosten für konventionellen Redispatch feststellen, diesen Spielraum überschreitet und daher eine quartalsweise Berechnung sinnvoll machen. Zwar treten durchaus Schwankungen der durchschnittlichen Kosten für konventionellen Redispatch auf. Diese lassen aber kein jahreszeitliches Muster erkennen. Die Schwankungen sind auch nicht so gravierend, dass dadurch der gesetzlich vorgesehene Spielraum überschritten würde.

Es obliegt den Übertragungsnetzbetreibern, die vorgegebenen Mindestfaktoren so in kalkulatorische Preise zu überführen, dass die Mindestfaktoren entsprechend der genannten Vorgaben in der Praxis „in der Regel“ eingehalten oder übertroffen werden. Soweit in der Konsultation die Verwendung des Ausdrucks „in der Regel“ kritisiert wurde, ist darauf hinzuweisen, dass dieser Ausdruck der gesetzlichen Regelung entnommen ist (§ 13 Abs. 1a S. 2 EnWG). Er ist Teil des Konzeptes des Gesetzgebers, aus Gründen der Praktikabilität im Rahmen eines kostenoptimierten Redispatch den kalkulatorischen Preis einheitlich und nicht anlagen- oder engpassbezogen zu bestimmen (vgl. BT-Drs. 19/7375, S. 53).

Soweit in der Konsultation gefordert wurde, die Ermittlung der kalkulatorischen Preise für die Fachöffentlichkeit nachvollziehbar zu gestalten, ist die Bundesnetzagentur dem insoweit nachgekommen, als die Übertragungsnetzbetreiber zur Veröffentlichung der durchschnittlichen Kosten für positiven und negativen Redispatch mit nicht vorrangberechtigtem Strom verpflichtet werden. Die Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber werden dadurch für die Öffentlichkeit besser nachvollziehbar. Die Veröffentlichung der durchschnittlichen Kosten kann ohne Gefahr der Preisgabe von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen Dritter erfolgen, da es sich um stark aggregierte Werte handelt.

In der Konsultation wurde vorgeschlagen, darüber hinaus auch sensible Daten der Bundesnetzagentur und sachkundigen Dritten mit Vertraulichkeitsvereinbarung zugänglich zu machen. Hinsichtlich der Bundesnetzagentur bedarf es dahingehend keiner weiteren Regelung. Hinsichtlich der weitergehenden Forderung, sensible Informationen zugänglich zu machen, ist zu berücksichtigen, dass es sich um Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse Dritter – namentlich der Kraftwerksbetreiber – handelt. Eine Vertraulichkeitsvereinbarung mit den Übertragungsnetzbetreibern hat gegenüber diesen keine Wirkung. Ferner ist für den vorliegenden Fall keine Rechtsgrundlage ersichtlich, die Kraftwerksbetreiber zu zwingen, die Weitergabe ihrer Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse an Dritte zu dulden.

In der Konsultation wurde vorgeschlagen, die Berechnung der kalkulatorischen Preise durch die Übertragungsnetzbetreiber durch ein Expertengremium zur Ermittlung der finanziellen Auswirkungen von Redispatch-Maßnahmen und deren Überführung in ein Preissystem für Entschädigungsleistungen zu begleiten. Dem ist nicht zu folgen, da die kalkulatorischen Preise keine Auswirkungen auf die Höhe der Entschädigungsleistungen für tatsächlich durchgeführte Redispatch-Maßnahmen haben (vgl. auch BT-Drs. 19/7375, S. 53).

Soweit ferner in der Konsultation gefordert wurde, ein System zu implementieren, welches die Entscheidung zur Abregelung nachvollziehbar mache, da neben den Preisen auch die geografische Nähe zum Engpass eine Rolle spiele, ist es zwar zutreffend, dass bei der Auswahlentscheidung nach § 13 Abs. 1 S. 2 EnWG auch die engpassentlastende Wirkung der Anlagen aufgrund ihrer netztopologischen Lage zu berücksichtigen ist. Ebenso zutreffend ist, wenn in der Konsultation darauf hingewiesen wird, dass die Auswahlentscheidung eine netz- bzw. regelzonenübergreifende Optimierung der Maßnahmen der Netzbetreiber erfordert. Die Auswahlentscheidung ist aber – wie ausgeführt – nicht Gegenstand dieser Festlegung. Dessen ungeachtet sieht das EnWG gerade keine Überprüfung der Auswahlentscheidung durch die Anlagenbetreiber vor. Diese wäre auch ohne Preisgabe von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen Dritter sowie von möglicherweise sicherheitsrelevanten Informationen kaum möglich.

Die kalkulatorischen Preise sind jeweils spätestens bis zum 1. September eines Kalenderjahres auf einer gemeinsamen Internetseite der Übertragungsnetzbetreiber zu veröffentlichen. Damit ist sichergestellt, dass die jährlich aktualisierten Werte mit einem Mindestvorlauf von einem Monat öffentlich vorliegen und von allen Netzbetreibern bei der netzübergreifenden Optimierung des Redispatch nach § 13 Abs. 1 S. 2 EnWG einheitlich zugrunde gelegt werden.

Für die erstmalige Bestimmung der kalkulatorischen Preise im Jahr 2021 können die Übertragungsnetzbetreiber nicht zu einer vorlaufenden Veröffentlichung verpflichtet werden, da die Festlegung nach § 13j Abs. 5 EnWG „frühestens mit Wirkung zum 1. Oktober 2021“ erfolgen kann. Die Frist für die Veröffentlichung fällt daher im Jahr 2021 mit dem Tag des Inkrafttretens zusammen. Es bleibt den Übertragungsnetzbetreibern jedoch unbenommen, die Werte für das Jahr 2021 bereits vorab zu veröffentlichen.

Soweit die Netzbetreiber Algorithmen für die Optimierung des Redispatch-Einsatzes verwenden, liegt es in ihrer Verantwortung, die Algorithmen bzw. Inputparameter so zu parametrieren, dass die vorgegebenen Mindestfaktoren in der Praxis in der Regel eingehalten werden.

2.3. Recht- und Zweckmäßigkeit der Regelung zum Inkrafttreten

Die Regelung zum Inkrafttreten dieser Festlegung am 1. Oktober 2021 (Tenorziffer 4) ist recht- und zweckmäßig.

Die Festlegung darf frühestens mit Wirkung zum 1.10.2021 in Kraft treten.

Ein späteres Inkrafttreten wäre nicht sinnvoll. Darauf wurde zutreffend in der Konsultation hingewiesen. Die Mindestfaktoren und die Bestimmung und Veröffentlichung von kalkulatorischen Preisen sind für die Auswahlentscheidung nach § 13 Abs. 1 S. 2, Abs. 1a EnWG unerlässlich. Die bis zum Inkrafttreten verbleibende Zeit von neun Monaten genügt den Übertragungsnetzbetreibern, die notwendigen Vorbereitungen für die Berechnung und Veröffentlichung der kalkulatorischen Preise zu treffen.

Soweit in der Konsultation darauf hingewiesen wurde, dass eine Veröffentlichung der kalkulatorischen Preise am 1.10.2021 zu spät sei, kann dies die Bundesnetzagentur gut nachvollziehen. Gleichwohl hindert der insoweit eindeutige Wortlaut der Ermächtigungsgrundlage daran, die Übertragungsnetzbetreiber zu einer früheren Veröffentlichung zu zwingen. Die Bundesnetzagentur ist allerdings zuversichtlich, dass die Übertragungsnetzbetreiber auch ohne eine ausdrückliche Verpflichtung in dieser Festlegung die kalkulatorischen Kosten rechtzeitig vor dem 1.10.2021 veröffentlichen werden.

Die Festlegung gilt unbefristet. Die Bundesnetzagentur hat auch darauf verzichtet, der Festlegung einen allgemeinen oder speziellen Widerrufsvorbehalt beizufügen. Dennoch hat die Bundesnetzagentur nach § 29 Abs. 2 EnWG die Möglichkeit, die Festlegung zu ändern, soweit dies erforderlich ist, um sicherzustellen, dass sie weiterhin den Voraussetzungen genügt. Die Bundesnetzagentur wird daher die Praxis des Redispatch beobachten und kontinuierlich prüfen, ob sich aus den praktischen Erfahrungen mit dem reformierten Redispatch Anlass für eine Änderung dieser Festlegung ergibt.

Rechtsbehelfsbelehrung

Gegen diesen Beschluss kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei der Bundesnetzagentur (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) eingeht.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit der Beschluss angefochten und seine Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten. Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).

Achim Zerres
Abteilungsleiter