



Begleitdokument

Aufgrund von verschiedenen fachlichen Nachfragen zu dem Vorgehen und den Ergebnissen der Simulationsrechnungen für die Mindestfaktor-Festlegung vom 30.11.2020 (Az. PGMF-8116-EnWG § 13j), stellt die Bundesnetzagentur mit diesem Begleitdokument zusätzliche Informationen für interessierte Fachkreise zur Verfügung.

1. Verwendete Modelle

Wie in der Begründung zur Mindestfaktor-Festlegung ausgeführt, wurde für die Berechnungen das Modell der Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) 2019 t+4 verwendet. Dieses Modell wurde von den ÜNB für die Systemanalyse erstellt und in diesem Rahmen von der Bundesnetzagentur geprüft.

Die beiden Kernbestandteile Markt- und Netzmodell werden im Folgenden erläutert.

1.1 Marktmodell

Das Marktmodell prognostiziert für jede einzelne Stunde den Kraftwerks- bzw. Anlageneinsatz, der erforderlich ist, um die zu erwartende Nachfrage zu decken. Die Nachfrage wird durch Endverbraucherlastzeitreihen simuliert. Diese werden auf Basis der MaBiS¹-Zählwerte aus dem Jahr 2012 erstellt, die den ÜNB im Rahmen von Abrechnungsprozessen und in Form von Zeitreihen vorliegen und eine hohe regionale Auflösung ermöglichen. Bei der späteren Lastflussberechnung und der Redispatch-Optimierung werden diese MaBiS-Zeitreihen auf die Netzknoten ihrem Wirkanteil nach umgelegt. Dieses Vorgehen garantiert eine möglichst genaue Abbildung des Verhaltens der nachgelagerten Netze.

Neben der Nachfrage gehören u.a. auch der konventionelle Kraftwerkspark, die Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern, Brennstoff- und CO₂-Preise sowie die Handelskapazitäten zwischen den einzelnen Gebieten des europäischen Elektrizitätsmarkts zu den Eingangsparametern.

¹ Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS).

Grundlage für die installierte Leistung der Erzeugungskapazitäten aus Erneuerbaren Energien (EE) im Betrachtungszeitraum 2022/2023 ist die EEG-Mittelfristprognose 2018. Besonderes Augenmerk liegt auf der Regionalisierung des Zubaus von Windenergieanlagen und Photovoltaikanlagen. Die Regionalisierung erfolgt analog zur Regionalisierung im Netzentwicklungsplan. Dazu werden z. B. auch die den Verteilnetzbetreibern vorliegenden Netzanschlussanträge ausgewertet und so belastbare Informationen über die Lage und Leistung der in den nächsten Jahren geplanten neuen EE-Anlagen gewonnen. Beantragt bspw. der Betreiber eines in Planung befindlichen Windparks eine Anschlussleitung mit einer Kapazität von mehreren Hundert Megawatt, können daraus Rückschlüsse gezogen werden, wieviel Strom an welchem Netzknoten dieser Windpark zukünftig in das Netz einspeisen wird. Anhand der erwarteten Windgeschwindigkeiten und der solaren Strahlungsstärken lassen sich mit Hilfe der Anlagendaten (Masthöhen, Schwach- oder Starkwindanlage, Gleichzeitigkeitsfaktor durch ungünstige Ausrichtungswinkel, Abschattungseffekte usw.) die volatilen Erzeugungszeitreihen für Wind- und Solarenergie berechnen.² Zur Ermittlung dieser Erzeugungszeitreihen wird das Wetterjahr 2012 herangezogen. Das Jahr 2012 gilt als ein sehr durchschnittliches Wetterjahr und wird auch für andere Prozesse – wie den Netzentwicklungsplan – herangezogen.

Aus den Stromerzeugungszeitreihen der EE- und KWK-Anlagen sowie den Lastzeitreihen wird im Rahmen des Marktmodells die Residuallast bestimmt. Eine realitätsnahe Modellierung der Deckung der Residuallast wird durch das Nachbilden des europäischen Strommarkts sichergestellt. Konkret bedeutet dies, dass der für den Betrachtungszeitraum zu erwartende Kraftwerkspark im In- und Ausland, basierend auf dem Mid-term Adequacy Forecast 2018 ENTSO-E³ abgebildet wird. Die Kraftwerke stehen bedingt durch unterschiedliche Kostenstrukturen, vor allem bei den Brennstoff- und CO₂-Preisen, in einer bestimmten Einsatzreihenfolge, der sogenannten Merit-Order, im Markt. Die Grenzkosten des teuersten Kraftwerks, das in einer bestimmten Stunde gerade noch zur Residuallastdeckung zum Zuge kommt, legt den Markträumungspreis (vereinfacht: Großhandelspreis) in dieser Stunde fest. Alle in der Einsatzreihenfolge günstiger liegenden Kraftwerke speisen ein, alle teureren nicht. Diese vereinfachte Darstellung wird in der Modellierung noch durch reale Kraftwerkparameter ergänzt. So sind gerade Kohlekraftwerke nur bedingt flexibel und können nicht stundenweise an- und ausgeschaltet werden. Durch die Berücksichtigung von Anfahr- und Stillstandzeiten wird den in Realität vorherrschenden Bedingungen Rechnung getragen, auch wenn dies in manchen Stunden zu einer Überdeckung des Bedarfs führt.

² Eine ausführliche Erläuterung zur Regionalisierung der EE-Stromerzeugung liefert das Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan 2019-2030, abrufbar unter https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/FfE_Begleitstudie_Regionalisierung_EE-Ausbau_%282018%29_aktualisiert.pdf

³ Abrufbar unter https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-documents/MAF/MAF_2018_Methodology_and_Detailed_Results.pdf

Um die preisunelastische Erzeugung von KWK-Strom im Marktmodell abzubilden, wird vorab ein Wärmemodell berechnet. Aus den benötigten Wärmemengen werden so die Einsätze von sog. „Mustrun-Kraftwerken“ abgeleitet. Wie auch in der Realität, reagieren diese Kraftwerke nicht auf Strompreissignale, da die Wärmelieferverpflichtungen unabhängig vom Strompreis bedient werden.

Andere Märkte werden nicht modelliert. Der Terminmarkt dient in der Praxis der Absicherung von Preisschwankungen. Für die tatsächliche Stromlieferung bzw. Stromerzeugung ist er von nachrangigem Interesse. Marktteilnehmer können immer entscheiden, ob sie den Strom zum Lieferzeitpunkt produzieren oder kaufen. Da davon ausgegangen wird, dass Erzeuger immer die für sie günstigste Variante zur Erfüllung ihrer Lieferverpflichtungen wählen, ist eine Fokussierung auf die Einsatzentscheidung im Day-Ahead Markt im Modell ausreichend.

Der Intraday-Markt wird ebenfalls nicht betrachtet, da die vor allem durch die Prognoseungenauigkeiten der EE-Erzeugung ausgelösten Preisschwankungen nicht in geeigneter Weise sinnvoll modelliert werden können.

Die Ergebnisse der Marktsimulation sowie die Regionalisierung der Erzeugung und der Last liefern stunden- und netzknotenscharfe Kraftwerks- bzw. Anlageneinsätze und Verbräuche. Zusätzlich zeigen die Ergebnisse, zu welchen Zeitpunkten wie viel Strom importiert oder exportiert wird. Im Ergebnis definiert die Marktmodellierung damit für alle 8760 Stunden⁴ des modellierten Betrachtungszeitraums die Transportaufgabe, deren Auswirkung auf das Netz in der Netzberechnung ermittelt wird.

1.2 Netzmodell

Im Netzmodell wird für jede einzelne Stunde des Betrachtungszeitraums – auf Grundlage eines stationären Netzzustands – eine sogenannte Lastflussberechnung durchgeführt und untersucht, ob es im Höchstspannungsnetz zu Leitungsüberlastungen kommt. Dabei werden die Einspeisungen und Lasten aus den untergelagerten Verteilernetzen an den Netzknoten abgebildet. Aufgrund der oben beschriebenen Methodik zur Regionalisierung der Last über die MaBis-Zeitreihe wird dabei die Gesamtheit der Erzeugung und Last im Netzmodell abgebildet. Neben den Lastflussberechnungen für den Normalfall werden auch Ausfälle einzelner Leitungen ((n-1)-Sicherheit) untersucht. Treten Überlastungen auf, werden nach dem Netzmodell Maßnahmen zur Herstellung eines sicheren Netzzustands eingeleitet. Sollten diese Maßnahmen (z. B. topologische Schalthandlungen) nicht ausreichen, greifen die ÜNB in den Netzanalysen in einem iterativen Prozess in die Fahrweise von Erzeugungsanlagen ein. Dabei werden „diesseits“ der Netzengpässe Anlagen in ihrer Erzeugung abgesenkt. Gleichzeitig werden „jenseits“ der

⁴ Da das Jahr 2012, das die Grundlage für das Wetterjahr und den Lastgang bildet, ein Schaltjahr war, wird der 31.12. „abgeschnitten“.

Netzengpässe Kraftwerke hochgefahren. Die dadurch hervorgerufenen Lastflussänderungen, wirken den Netzengpässen entgegen. Auf die Leistungsbilanz haben diese Eingriffe keine Auswirkungen, da reduzierte Mengen durch gleichzeitiges Hochregeln anderer Kraftwerke ausgeglichen werden. Dazu wird in einem iterativen Prozess das zur Verfügung stehende Redispatch-Potential so eingesetzt, dass sich ein kostenoptimaler Anlageneinsatz ergibt, durch den Netzengpässe behoben werden, d. h. je kosteneffizienter Redispatch-Maßnahmen einen Engpass beheben, desto eher kommen sie zu Einsatz. Zum negativen Redispatch kommen konventionelle Marktkraftwerke sowie KWK- und EE-Anlagen zum Einsatz. Für KWK- und EE-Strom werden kalkulatorische Preise (vgl. Abschnitt 2) angesetzt, um bei der Findung der kostenoptimalen Lösung auch den jeweiligen EE- und KWK-Mindestfaktor zu berücksichtigen. Zum positiven Redispatch werden nach dem Netzmodell konventionelle Kraftwerke, die zwar am Markt anbieten, aber im konkreten Moment nicht oder nicht vollständig einspeisen, eingesetzt. Zusätzlich können Kraftwerke in Österreich im Umfang von maximal 1,5 GW zum Redispatch eingesetzt werden, die aufgrund der deutsch-österreichischen Redispatchkooperation gesichert für solche Einsätze zur Verfügung stehen. Falls verfügbar, besteht auch die Möglichkeit, den Leistungsbezug von Pumpspeichern im Pumpbetrieb einzusenken. Auf eine Erzeugung aus Pumpspeichern wird aufgrund der begrenzten Speichervolumina nach dem Netzmodell nicht zurückgegriffen. Des Weiteren steht die Netzreserve zur Verfügung. Diese wird im Modell mit den Kosten des teuersten, regelmäßig im positiven Redispatch eingesetzten Marktkraftwerk angesetzt. Zusätzlich können Anlagen im Ausland eingesetzt werden.

2. Herleitung der Formel zur Berechnung der kalkulatorischen Preise

Die Mindestfaktoren geben vor, um wie viel besser eine EE- oder KWK-Stromerzeugung auf einen Engpass wirken muss, um vom Einspeisevorrang für EE- oder KWK-Strom abweichen zu dürfen. Aus den vorgegebenen Mindestfaktoren ist durch die Übertragungsnetzbetreiber jeweils ein einheitlicher kalkulatorischer Preis für die Abregelung von EE- und KWK-Strom zu bestimmen und zu veröffentlichen. Die beiden kalkulatorischen Preise sind (jährlich) so zu bestimmen, dass die Mindestfaktoren in der Regel eingehalten werden. Die Mindestfaktoren geben mit anderen Worten die maßgebliche Stellgröße vor, um den EE-Preis bzw. den KWK-Preis zu bestimmen, der anschließend als kalkulatorischer Preis in die Kostenoptimierung der Netzbetreiber für die Auswahlentscheidung der insgesamt günstigsten Maßnahmenkombination eingeht.

Konkret bedeutet dies, dass der kalkulatorische Preis so hoch gewählt werden muss, dass bei der Auswahlentscheidung der Netzbetreiber zwischen unterschiedlichen Optionen unter Berücksichtigung von Wirksamkeit und Kosten die vorgegebenen Mindestfaktoren in der Regel eingehalten werden. Der kalkulatorische Preis ergibt sich damit aus den unterschiedlichen Wirksamkeiten von Anlagen und den durchschnittlichen Kosten bzw. durchschnittlichen Erlösen

für den konventionellen Redispatch. Aus diesem Zusammenhang kann die folgende Formel zur Ermittlung des kalkulatorischen „Schwellenpreises“ abgeleitet werden:

$$Preis_{kalkEE/KWK} = (Mindestfaktor \times (Kosten_{posRD} - Erlöse_{negRD})) - Kosten_{posRD}$$

Sofern Netzbetreiber Algorithmen für die Optimierung des Redispatch-Einsatzes verwenden, für deren Parametrierung sie beispielsweise Straftherme nutzen, liegt es in ihrer Verantwortung, die o. g. Formel dahingehend anzupassen, dass die vorgegebenen Mindestfaktoren in der Regel eingehalten werden.

In der Praxis sehen sich die Netzbetreiber zeitgleich einer Vielzahl von Engpässen und Anlagen in einem vermaschten Netz gegenüber. Es ist daher weder möglich noch für den Auswahlmechanismus des optimierten Redispatch 2.0 erforderlich, dass die Übertragungsnetzbetreiber für jeden Einzelfall die o. g. Rechnungen durchführen. Stattdessen muss vielmehr für die Bestimmung des einheitlichen kalkulatorischen EE- Preises auf durchschnittliche Redispatch-Kosten und -Erlöse abgestellt werden. Dies gilt ebenso für die Bestimmung des einheitlichen kalkulatorischen KWK-Preises.

Mit den kalkulatorischen Preisen wird die Einhaltung der Mindestfaktoren „in der Regel“ garantiert und die Maßnahmen zur Reduzierung von vorrangberechtigtem EE- und KWK-Strom erhalten jeweils ein klares, einheitliches „Preisschild“ für alle EE- und für alle KWK-Anlagen. Diese fiktiven Preisschilder gelten ausschließlich für die Auswahl der Redispatch-Maßnahmen und sind von etwaigen finanziellen Ausgleichsansprüchen im Fall einer Erzeugungsreduzierung entkoppelt.

3. Differenzierte Kosten- und Erlösdarstellung

Die folgenden beiden Abbildungen zeigen ergänzend zu den in der Begründung der Mindestfaktor-Festlegung dargestellten saldierten Gesamtkosten (jeweils oberes Bild innerhalb der Abbildung), aus welchen Kosten und Erlösen sich die saldierten Werte ergeben (jeweils die beiden unteren Bilder innerhalb der Abbildung).

Die für die Kosten des KWK-Stroms dargestellte Bandbreite ergibt sich aus den im Beschluss dargelegten methodischen Annahmen. Diese führen für den Fall der Obergrenze der dargestellten Bandbreite zu zusätzlichen Kosten durch die Reduzierung von KWK-Strom. Die Untergrenze der dargestellten Bandbreite bildet den Fall ab, in dem die KWK-Stromreduzierung im Saldo Erlöse generiert. Die folgende Abbildung 1 zeigt die Redispatch-Kosten und -Erlöse bei unterschiedlichen EE-Mindestfaktoren (Jahresläufe). Abbildung 2 stellt auf die Auswirkungen verschiedener EE-/KWK-Mindestfaktorkombinationen ab (Wochenläufe).

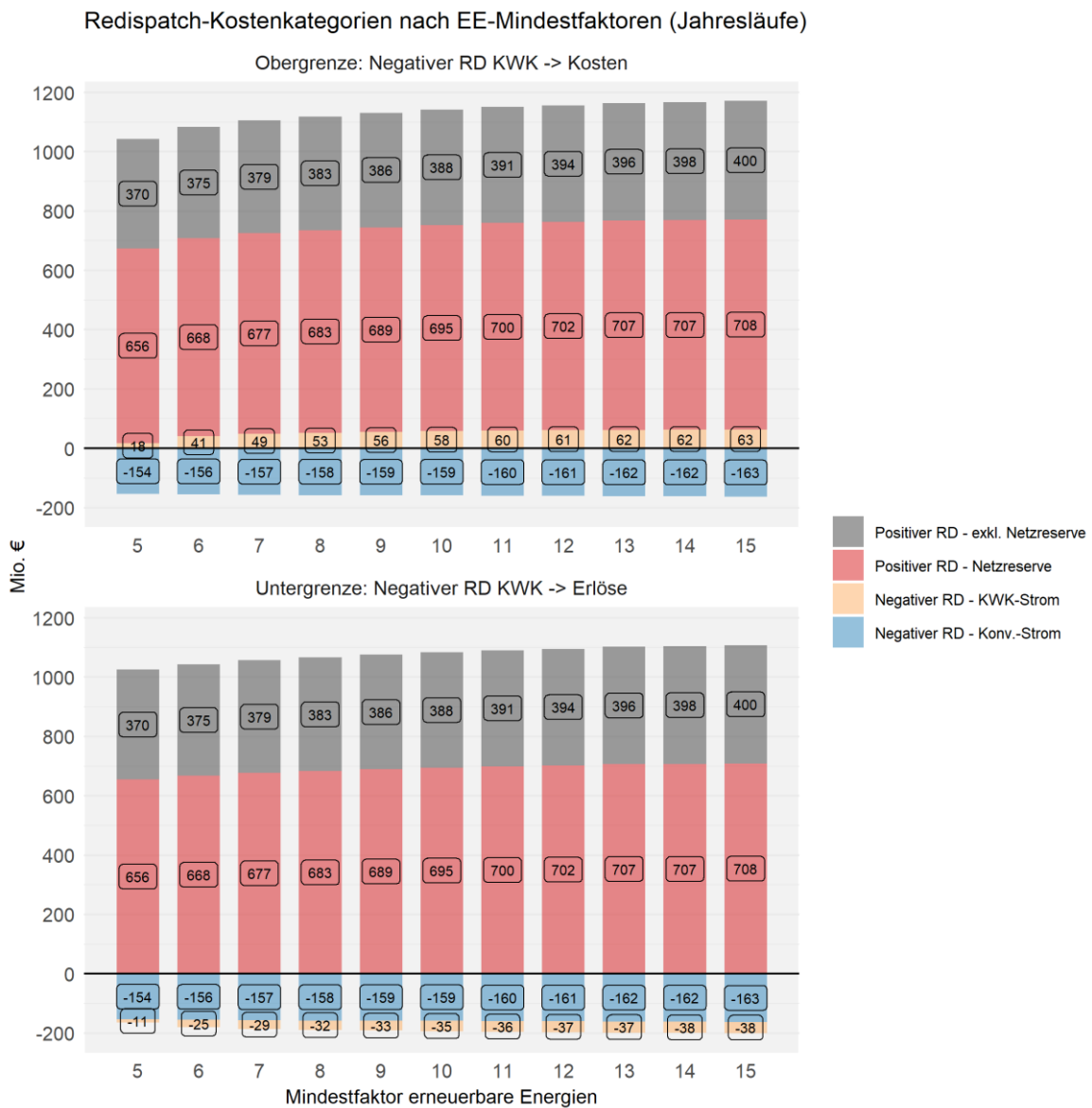
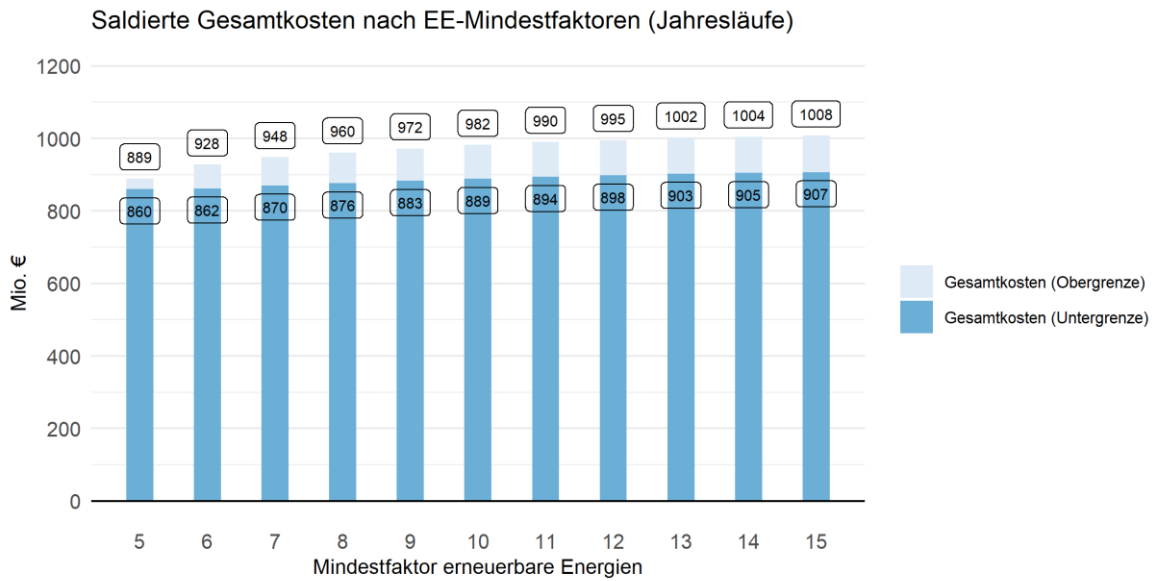
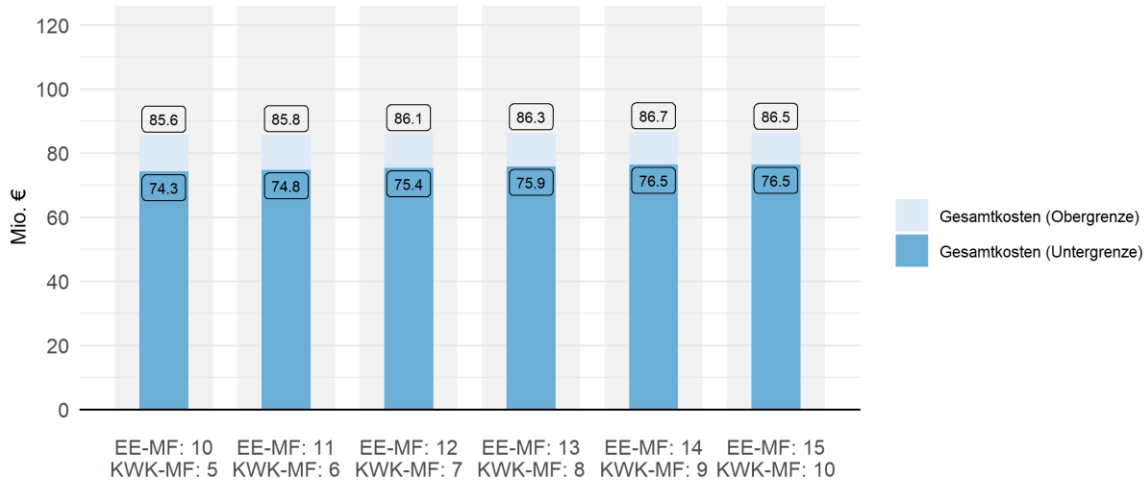


Abbildung 1: Redispatchkosten und -erlöse bei unterschiedlichen EE-Mindestfaktoren (Jahresläufe)

Saldierte Gesamtkosten bei verschiedenen EE-/KWK-Mindestfaktorkombinationen
(Wochenläufe)



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

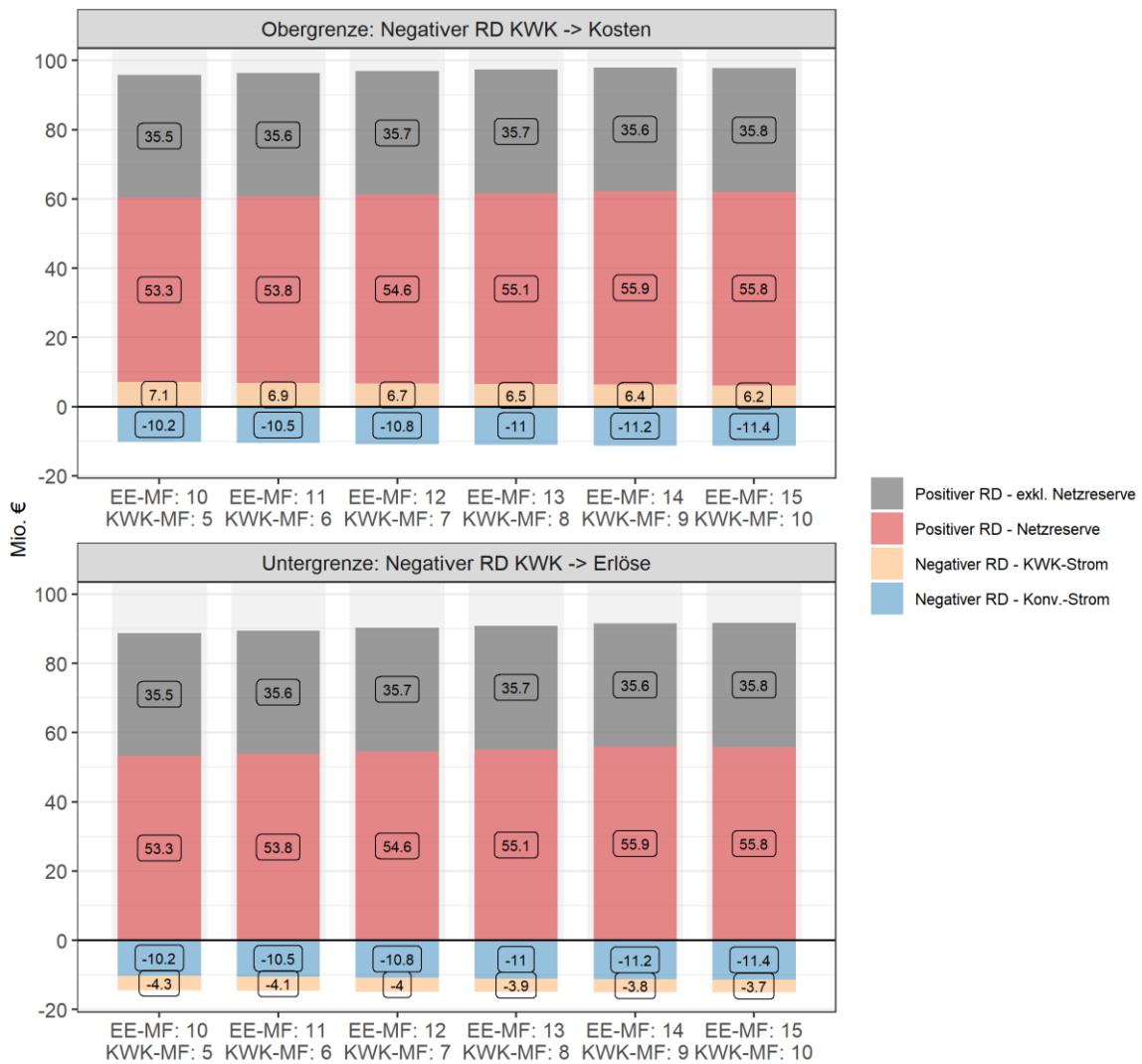


Abbildung 2: Auswirkungen verschiedener EE-/KWK-Mindestfaktorkombinationen auf Kosten und Erlöse (Wochenläufe)