



EINFÜHRUNG EINES DEZENTRALEN LEISTUNGSMARKTES IN DEUTSCHLAND

Modellbasierte Untersuchung im Auftrag des
Verbands kommunaler Unternehmen e.V.

Auftraggeber

Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU)

Invalidenstr. 91

10115 Berlin

Gutachter

enervis energy advisors GmbH

Schlesische Str. 29 – 30

10997 Berlin

Autoren: Julius Ecke, Nicolai Herrmann, Uwe Hilmes

Hinweis zum Urheberrecht

Nachdruck oder Veröffentlichung, ganz oder teilweise, nur mit schriftlicher Zustimmung der enervis energy advisors GmbH und des Verband kommunaler Unternehmen e.V.

Inhaltsverzeichnis

1 Kurzzusammenfassung	4
2 Zielstellung der Analyse	8
3 Konzept des dezentralen Leistungsmarktes	9
4 Methodik und Szenariodefinition	11
4.1 Strommarktmodell	11
4.2 Übergeordnete Prämissen.....	12
4.3 Untersuchte Szenarien	13
4.3.1 Szenarien zur Abbildung des EOM mit Netzreserve („EOM 55“ und „EOM 80“)	14
4.3.2 Szenarien zur Abbildung des dezentralen Leistungsmarktes („DZ 55 Flex“ und „DZ 80 o. Flex“)	16
4.4 Fazit zur Methodik	17
5 Kapazitäts- und Erzeugungsentwicklung	18
5.1 Kapazitätsentwicklung.....	18
5.2 Erzeugungsentwicklung.....	20
5.3 Stromaustausch mit dem Ausland.....	21
5.4 Potenzial der KWK-Stromerzeugung.....	21
5.5 CO ₂ -Emissionsentwicklung	22
5.6 Fazit zur Kapazitäts- und Erzeugungsentwicklung	22
6 Preisniveau an den Großhandelsmärkten.....	23
6.1 EOM-Szenarien.....	24
6.2 Leistungsmarkt-Szenarien.....	26
6.3 Fazit zur Großhandelspreisentwicklung.....	28
7 Systemkosten der Stromerzeugung	29
7.1 Methodik zur Analyse der Systemkosten.....	29
7.2 Ergebnisse des Szenariovergleichs.....	31
7.2.1 Szenario EOM 55 im Vergleich zum Szenario DZ 55 Flex	31
7.2.2 Szenario EOM 80 im Vergleich zum Szenario DZ 80 o. Flex	33
7.3 Fazit zur Systemkostenentwicklung.....	35
8 Verbraucherbelastung	36
8.1 Methodik zur Analyse der Verbraucherbelastung.....	36
8.2 Ergebnisse des Szenariovergleichs.....	37
8.2.1 Szenario EOM 55 im Vergleich zum Szenario DZ 55 Flex	37
8.2.2 Szenario EOM 80 im Vergleich zum Szenario DZ 80 o. Flex	39
8.3 Fazit zur Verbraucherbelastung	42
9 Diskussion der Ergebnisse und Fazit.....	43
9.1 Diskussion der Ergebnisse	43
9.2 Fazit.....	45
10 Literaturverzeichnis	47

1 Kurzzusammenfassung

Fragestellung

- Dieser Bericht untersucht die Wirkungen der Einführung eines technologieoffenen und dezentralen Leistungsmarktes im Vergleich zur Fortführung eines Energy-Only-Marktes (EOM) mit einer Netzreserve nach Reservekraftwerksverordnung („Status Quo“ des Strommarktdesigns).
- Anhand von modellgestützten Szenarioberechnungen wurde untersucht, wie sich die Struktur des Kraftwerksparks und des Erzeugungsmixes durch Einführung eines Leistungsmarktes verändern.
- Als übergeordnete Ergebnisgrößen wurden außerdem die Systemkosten der Stromerzeugung sowie die Verbraucherbelastung in den beiden unterschiedlichen Marktdesigns vergleichend gegenübergestellt.

Methodik und Annahmen

- Für die Analysen wurde das von enervis entwickelte europäische Strommarktmodell „enervis Market Power“ eingesetzt.
- In den EOM-Szenarien wurde eine Preisbildung auf Basis von kurzfristigen Grenzkosten unterstellt, ergänzt durch eine Reserve, die in Knappheitsstunden nachrangig zum Einsatz kommt. In den Leistungsmarktszenarien ergeben sich EOM-Preise basierend auf kurzfristigen Grenzkosten, Leistungspreise bilden sich auf der Grundlage der nicht im EOM gedeckten Kosten von Kraftwerken, die zur Lastdeckung nachgefragt werden (bei Bestandskraftwerken sind fixe Betriebskosten, bei neuen Kraftwerken Betriebs- und Kapitalkosten ausschlaggebend).
- Sensitivitätsberechnungen wurden in Bezug auf die Kosten der Leistungsvorhaltung durchgeführt. Dazu wurden die Kosten für Gasturbinenkraftwerke sowie die Verfügbarkeit von Lastflexibilitätsoptionen variiert.
- Es wurde ein auf historischem Niveau stabiler Nettostromverbrauch zzgl. eines zusätzlichen Stromverbrauchs aus dem Ausbau der Elektromobilität angenommen.
- Die Annahmen zum EE-Ausbaupfad richten sich nach den aktuellen politischen Planungen (EEG Novelle 2014 mit Stand vom 30.03.2014).
- Die weiteren energiewirtschaftlichen Rahmenannahmen sind zwischen den Szenarien konstant und entstammen dem World Energy Outlook 2013 („New Policy“-Szenario).

Kapazitätsentwicklung

- Es ergibt sich annahmegemäß ein weiterhin stetiger und zwischen den analysierten Szenarien identischer Ausbau an Kapazitäten der erneuerbaren Energien (EE) und daraus resultierenden EE-Erzeugungsmengen.
- In den Leistungsmarkt-Szenarien erhalten Anbieter von gesicherter Leistung Erlöse aus dem Leistungsmarkt. In Ergänzung zu den Erlösen aus dem EOM können diese zumindest die fixen Betriebskosten der Kraftwerke decken. Die Erlöse aus dem Leistungsmarkt führen zu einem insgesamt höheren Niveau von flexibler Kraftwerksleistung bzw. Lastflexibilität in den Leistungsmarktszenarien. Dieser Effekt ist anteilig auf verschiedene Einflussgrößen zurückzuführen. So dämpft ein geeignet ausgestalteter Leistungsmarkt die Marktzyklen (des EOM) und stabilisiert die Anreize für Kraftwerksinvestoren. Dadurch wird der Zubau von Kraftwerkskapazitäten ggü. den reinen EOM-Szenarien zeitlich vorgezogen.

- Ein Sensitivitätsszenario zeigt, dass die Erschließung von Lastflexibilität, z. B. angereizt durch einen dezentralen Leistungsmarkt, den Neubau von Kraftwerkskapazitäten in Teilen substituieren kann.
- In den untersuchten EOM-Szenarien sind relevante Bestandteile des Kraftwerksparks im derzeitigen Marktumfeld unwirtschaftlich. Daher kommt es in den EOM-Szenarien zu Beginn des Betrachtungszeitraums zum Marktaustritt von Kraftwerken (durch Stilllegung oder Überführung in einen Reservemechanismus). Die Einführung eines Leistungsmarktes stabilisiert die wirtschaftliche Situation der betroffenen Kraftwerke und könnte dadurch betriebswirtschaftlich bedingte Marktaustritte verhindern; die zukünftig benötigten Kraftwerke bleiben dem Markt dann auch längerfristig erhalten.

Entwicklung der Stromerzeugung und Handelsbilanz

- Durch den weiterhin starken Ausbau der EE-Stromerzeugung und die daraus resultierende Abnahme des Erzeugungsanteils fossiler Kraftwerke verändert sich der Erzeugungsmix nachhaltig. Konventionelle Kraftwerke werden in allen Szenarien vermehrt zur Leistungssicherung vorgehalten, bei sinkender Auslastung.
- In den Leistungsmarkt-Szenarien wird über den Betrachtungszeitraum rund 2 bis 3% mehr Strom im Inland erzeugt. Dies ist auf eine insgesamt etwas höhere Investitionstätigkeit im Inland und die Vermeidung von Marktaustritten zurückzuführen. Die betreffenden Strommengen werden in den EOM-Szenarien primär über Importe zur Verfügung gestellt.
- Der heute bestehende Exportüberschuss reduziert sich in allen untersuchten Szenarien im Rahmen des Kernenergieausstiegs bis 2023; in der Folge ist Deutschland Nettoimporteur von Strom. In den Leistungsmarkt-Szenarien ist dies vorübergehend, in den EOM-Szenarien bleibt der Importüberschuss auch längerfristig erhalten.

Preisentwicklung für Strom und Leistung

- Wird eine rein grenzkostenbasierte Preisbildung im EOM fortgeschrieben, so kommt es zukünftig vermehrt zu Stunden, in denen Strom knapp ist. Je nach Annahmen zum dann eintretenden Knappheitspreis bilden sich in diesen Zeiträumen hohe Strompreise. In dieser Studie wurde angenommen, dass ein Reservemechanismus (der sich in seiner Ausgestaltung an der heute bereits bestehenden Netzreserve orientiert) in diesen Stunden mit 3.000 €/MWh preissetzend ist. Ergänzende Sensitivitätsberechnungen mit einem Knappheitspreis in Höhe von 1.000 €/MWh zeigen, dass diese Annahme (in dem ausgewerteten Intervall) keinen entscheidenden Einfluss auf die Ergebnisse hat.
- Entscheidend für Ausmaß und Häufigkeit der Knappheitspreise ist vielmehr, wie stark Marktakteure (und Politik) bereit und in der Lage sind, langfristige und potenziell volatile Preis- und Marktentwicklungen zu antizipieren und im Rahmen von Risikoabwägungen in betriebswirtschaftlichen Entscheidungen (d. h. Marktaustritts- und Zubauentscheidungen) einzubeziehen.
- Geht man von der plausiblen Annahme aus, dass ein Kraftwerkszubau erst bei einem dafür auskömmlichen Erlösniveau im EOM erfolgt, so entstehen in den EOM-Szenarien vermehrt Knappheitspreise. In den EOM-Szenarien stellen sich daher ausgeprägte Preiszyklen ein, die durch den Marktaustritt von Kraftwerken zu Beginn des Betrachtungszeitraums zeitlich vorgezogen werden. Die erhöhte Preisvolatilität führt zu einem stärkeren Anstieg des mittleren Strompreisniveaus als in den Leistungsmarkt-Szenarien.

- In den Leistungsmarktszenarien zeigen die Modellergebnisse bereits ein frühzeitiges und stabiles Leistungspreisniveau. Durch die daraus resultierenden Anreizwirkungen (Verhinderung von Marktaustritten und Kraftwerkszubau) glättet ein Leistungsmarkt die Preiszyklen ggü. den EOM-Szenarien und dämpft insgesamt das Strompreisniveau.

Aus Verbraucherperspektive stehen den Vorteilen eines niedrigeren Strompreises die Kosten für die Leistungsvorhaltung in einem Leistungsmarkt gegenüber, die in den folgenden zwei Abschnitten der Zusammenfassung in Bezug auf die Systemkosten sowie die Verbraucherbelastung abgewogen werden.

Systemkosteneffekt¹ eines Leistungsmarktes

- Die Ergebnisse der Modellrechnungen zeigen, dass die Einführung eines dezentralen Leistungsmarktes nicht zu einer Kostenerhöhung im Vergleich zur Fortführung eines reinen EOM führt, sondern dass die Einführung eines Leistungsmarktes die Kosten des Erzeugungssystems mittel- bis langfristig sogar senken kann.
- So sinken die Systemkosten in den Leistungsmarkt-Szenarien über den betrachteten Zeitraum bis 2034 in der Größenordnung von kumuliert rund 24 bis 27 Mrd. € ggü. den EOM-Szenarien. Dieses Ergebnis ist innerhalb der untersuchten Szenarien insbesondere bzgl. der Kosten der Leistungsvorhaltung robust.
- Die durchschnittliche spezifische Kostendämpfung beträgt über den gesamten Zeitraum bis 2034 rund 2,1 bis 2,3 €/MWh (bezogen auf den Nettostromverbrauch in Deutschland). Die Kostendämpfung liegt damit in einer relevanten Größenordnung bezogen auf die hier erfassten Gesamtsystemkosten.
- In diesen Systemkostenvorteil fließen verschiedene, z. T. gegenläufige, Effekte ein, die integriert abzuwägen sind (siehe hierzu Untersuchung von Systemkosten und Verbraucherbelastung in den Abschnitten 7 und 8). Zu berücksichtigen ist insbesondere eine Absenkung der Nettoimportkosten durch die Vermeidung von Importen (beziehungsweise die Erhöhung von Exporten) in den Leistungsmarktszenarien. Dem stehen tendenziell höhere fixe und variable Kosten in Deutschland gegenüber, die durch eine höhere Leistungsvorhaltung und Stromerzeugung entstehen.
- Wird angenommen, dass der Leistungsmarkt die Erschließung nachfrageseitiger Flexibilitätspotenziale besser als der heutige EOM anregt, so wird das System dadurch zusätzlich kosteneffizienter. Erfolgt keine Erschließung von Lastflexibilität durch den Leistungsmarkt, so dämpft das seine Systemkostenvorteile ggü. dem EOM – dies jedoch nur in begrenztem Umfang. So bleibt die absolute Vorteilhaftigkeit im Vergleich zu den EOM-Szenarien auch ohne die Erschließung von Lastflexibilität erhalten.
- Anfänglich liegen die Systemkosten des Leistungsmarktes dabei leicht höher als die eines reinen EOM, da höhere Fixkosten zu tragen sind. Dies stellt sich jedoch insbesondere im Kontext des Kernenergieausstieges als eine „produktive Systeminvestition“ heraus, ergibt sich doch ein höheres Niveau (inländischer) Versorgungssicherheit. Zu Beginn der 2020er

¹ Die Systemkosten umfassen alle Kosten, die die deutsche Energiewirtschaft für die Stromerzeugung aufwendet (vgl. Systematik in Abbildung 7). Im Szenarienvergleich bieten die Systemkosten (bzw. deren relative Veränderung) daher einen Maßstab dafür, wie effizient ein Strommarktdesign die Entscheidungen der Marktakteure koordiniert. Je effizienter das Marktdesign, desto niedriger die Gesamtkosten des Erzeugungssystems. Die Systemkosten setzen sich zusammen aus den variablen und fixen Kosten der Stromerzeugung in Deutschland. Um Abweichungen der Import-/Exportbilanz zwischen den Szenarien abzubilden, werden Nettoimportkosten in den Systemkosten berücksichtigt.

² Alle in diesem Bericht genannten Werte sind real (Basis 2014).

Jahre kehrt sich dieser anfängliche Systemkostenvorteil daher um und es kommt zu einem nachhaltigen Systemkostenvorteil der Leistungsmarkt-Szenarien.

Wirkung eines Leistungsmarktes auf die Verbraucherbelastung³

- Die Ergebnisse der Modellrechnungen zeigen, dass die Einführung eines dezentralen Leistungsmarktes nicht zu einer Zunahme der Verbraucherbelastung im Vergleich zur Fortführung eines reinen EOM führt, sondern dass die Einführung eines Leistungsmarktes die Verbraucher mittel- bis langfristig ggü. der Fortführung des Status Quo sogar entlasten kann.
- Die in den Szenarien ermittelte mögliche Entlastung der Verbraucher liegt in der Größenordnung von rund 25 bis 41 Mrd. € bis 2034 (kumuliert). Dies stellt eine in Relation zur Gesamtverbraucherbelastung relevante Größenordnung dar. Dieses Ergebnis ist innerhalb der untersuchten Szenarien insbesondere bzgl. der Kosten der Leistungsvorhaltung robust.
- Bezogen auf den Nettostromverbrauch in Deutschland beträgt die spezifische Verbraucherentlastung durchschnittlich rund 2,2 bis 3,5 €/MWh im Zeitraum bis 2034.
- In Bezug auf die Gesamtwirkung auf die Verbraucherbelastung sind verschiedene, z. T. gegenläufige, Effekte integriert zu berücksichtigen. Indem Knappheitspreise vermieden werden, kann ein stabiles Leistungspreissignal die Verbraucher vor Kostenschwankungen durch die Preiszyklen des EOM schützen und das Strompreinsniveau im Vergleich zu einem reinen EOM nachhaltig senken. Diese Entlastung wird nur anteilig durch die im Gegenzug steigenden EEG-Differenzkosten und die durch die Verbraucher zu tragenden Kosten des Leistungsmarktes kompensiert. Im Ergebnis kommen die durch einen Leistungsmarkt entstehenden Effizienzvorteile jedoch den Stromverbrauchern zu Gute.
- Anfänglich liegt die Verbraucherbelastung in den Leistungsmarkt-Szenarien etwas höher als in den EOM-Szenarien. Da in diesem Zeitabschnitt die Leistungspreise ausschließlich durch den Kraftwerksbestand gesetzt werden und daher vergleichsweise niedrig liegen, ist diese Mehrbelastung jedoch begrenzt. Durch wirtschaftlich bedingte Marktaustritte von Kraftwerken steigt die Verbraucherbelastung in den EOM-Szenarien dann zudem rasch auf ein ähnliches Niveau wie in den Leistungsmarkt-Szenarien und liegt langfristig darüber.

Fazit

- Innerhalb des unterstellten Modell- und Prämissenrahmens ist die Einführung eines dezentralen Leistungsmarktes, der technologieoffen ist und Bestands- und Neuanlagen adressiert, sowohl aus Systemkostensicht als auch aus Verbraucherperspektive vorteilhaft.
- Die Systemkosten und die Verbraucherbelastung fallen langfristig, d. h. über den Betrachtungshorizont 2014 bis 2034, in relevanter Größenordnung geringer aus als bei Fortführung eines reinen EOM.

³ In der hier vorliegenden Betrachtung umfasst die Verbraucherbelastung alle Zahlungen, die Verbraucher (über alle Sektoren wie Haushalte, Gewerbe, Industrie) für die Stromerzeugung aufwenden. Zahlungen für Stromtransport und -verteilung sowie Steuern werden dabei nicht erfasst. Relevante Zahlungsströme entstehen vor allem durch das sich ergebende Großhandelsvolumen, die EEG-Differenzkosten sowie Zahlungen für die Leistungsvorhaltung (vgl. hierzu Systematik in Abbildung 8).

2 Zielstellung der Analyse

Im März 2013 hat der Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) einen Vorschlag für ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland vorgestellt. Dieses „integrierte Energiemarktdesign“ (iEMD) schlägt die Einführung eines dezentral organisierten Kapazitätsmarktes (im Folgenden: dezentraler Leistungsmarkt oder DLM) vor, der umfassend und technologieneutral ausgestaltet ist. Ziel des Mechanismus ist es, die Vorhaltung von gesicherter Leistung marktnah zu organisieren: Die Nachfrage nach und das Angebot von gesicherter Leistung gehen jeweils von Marktakteuren aus und das Gut „gesicherte Leistung“ wird auf Basis von Leistungszertifikaten handelbar gestaltet.

Der Vorschlag des dezentralen Leistungsmarktes wurde in der Energiewirtschaft und -politik breit diskutiert und wird mittlerweile als Grundlage einer zukunftsfähigen Strommarktstruktur insbesondere von vielen Akteuren der Energiewirtschaft befürwortet. In der Diskussion kursieren dabei verschiedene Schätzungen bzw. Größenordnungen für die Kosten (und Nutzen) eines dezentralen Leistungsmarktes, die zum Teil auch auf verschiedenen Kostenbegriffen beruhen oder die Effekte des Instruments nur selektiv erfassen. Daher hat der VKU die möglichen Auswirkungen der Einführung eines dezentralen Leistungsmarktes detaillierter und umfassender untersuchen bzw. quantifizieren lassen. Hierfür wurde der Marktdesignvorschlag durch die energiewirtschaftliche Beratungsgesellschaft enervis energy advisors GmbH einer modellgestützten Analyse unterzogen.

Für diese Analyse wurde das von enervis entwickelte Strommarktmodell („enervis Market Power“) eingesetzt, welches den Marktrahmen und die resultierenden Entscheidungen der Marktakteure zeitlich hochaufgelöst und im europäischen Kontext abbildet. Die für den vorliegenden Bericht analysierten Modellergebnisse basieren auf Annahmen zu den energiewirtschaftlichen Entwicklungen von 2014 bis 2034 und sind daher naturgemäß mit Unsicherheiten behaftet (vgl. Abschnitt 4). Anhand von vergleichenden Sensitivitätsanalysen kann jedoch die Wirkung zentraler Einflussfaktoren untersucht werden, um die Ergebnisse robuster zu gestalten. Dabei steht die Fragestellung im Fokus, welche Auswirkungen die Einführung eines dezentralen Leistungsmarktes im Vergleich zu einer Weiterführung des heutigen Energy-Only-Marktdesigns haben könnte. Ein Vergleich mit alternativ diskutierten Kapazitätsmarktkonzepten wird an dieser Stelle nicht vorgenommen.

Für die energiewirtschaftliche und energiepolitische Bewertung des Leistungsmarktes sind insbesondere die folgenden Größen ausschlaggebend, anhand derer detaillierter betrachtet werden kann, welche Wirkung die Einführung eines Leistungsmarktes haben könnte:

- Investitions- und Einsatzverhalten der Akteure im Strommarkt (Abschnitt 5),
- Preisniveau an den Großhandelsmärkten für Strom und ggf. Leistung (Abschnitt 6),
- Systemkosten der Stromerzeugung in Deutschland (Abschnitt 7) und
- Verbraucherbelastung aus dem Strommarkt (Abschnitt 8).

Der vorliegende Bericht legt den Fokus auf die Ergebnisse der durchgeführten Analysen; die Methodik wird ergänzend in den Abschnitten 3 und 4 erläutert.

3 Konzept des dezentralen Leistungsmarktes

Vorrangige Aufgabe eines Strommarktdesigns im Erzeugungssegment ist es, Erzeugung und Verbrauch durch die Koordination von Einsatz- und Investitionsentscheidungen der Marktakteure effektiv und effizient in Einklang zu bringen. Im Vorschlag des dezentralen Leistungsmarktes wird dies durch die Kombination des Energy-Only-Marktes (EOM) mit einem neu zu schaffenden Markt für das Gut „gesicherte Leistung“ erreicht. Hierfür wird neben dem EOM ein umfassender Leistungsmarkt eingeführt, welcher das Gut „gesicherte Leistung“ in Form von handelbaren Leistungszertifikaten abbildet. Untenstehende Abbildung 1 zeigt schematisch die Funktionsweise des dezentralen Leistungsmarktes, der in den vorliegenden Analysen untersucht wurde.

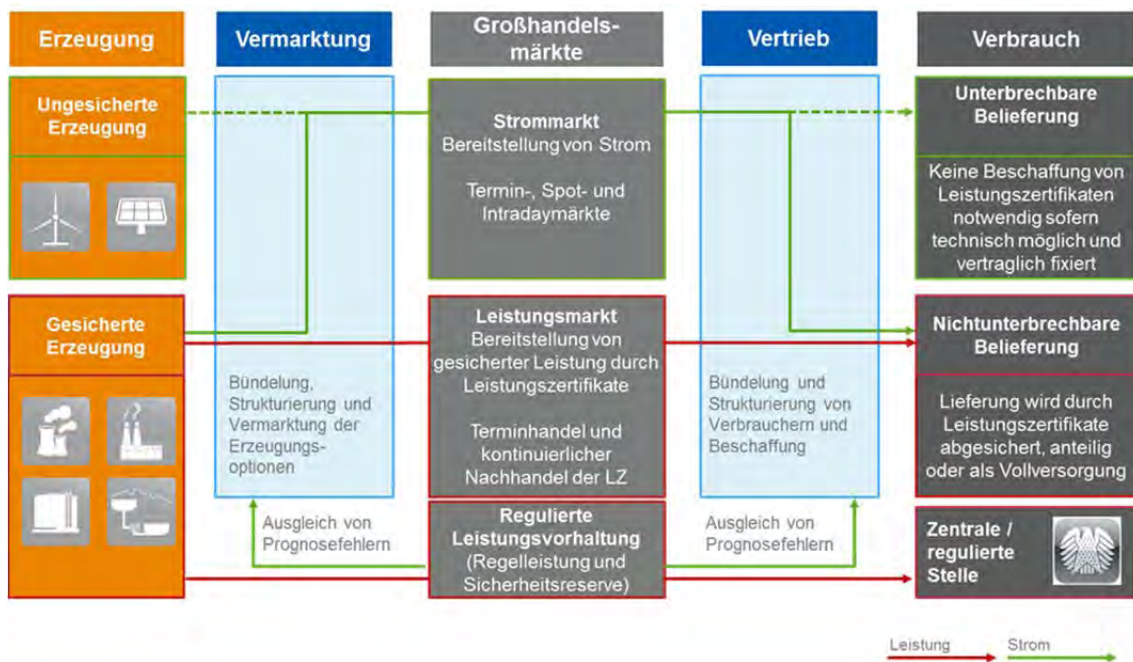


Abbildung 1: Akteure und Funktionsweise des dezentralen Leistungsmarktes

Das Angebot an gesicherter Leistung geht im dezentralen Leistungsmarkt von allen geeigneten Flexibilitätsoptionen aus (links in obiger Abbildung). Die Fähigkeit, gesicherte Leistung bereitstellen zu können, wird dabei durch Leistungszertifikate verbrieft. Am Leistungsmarkt können alle Anbieter gesicherter Leistung (d. h. neue und bestehende konventionelle Kraftwerke, KWK-Anlagen, Speicher, steuerbare Lasten und geeignete erneuerbare Anlagen) teilnehmen. Voraussetzung ist, dass diese Anlagen für längere Zeiträume (z. B. Jahre/Quartale/Monate) Leistung im Voraus verlässlich zusagen können. Dies kann einzeln oder aus einem Portfolio heraus erfolgen. Die Veräußerung von Leistungszertifikaten stellt für Anbieter gesicherter Leistung zusätzlich zum Stromverkauf am EOM eine Erlösquelle dar. Die Anbieter gesicherter Leistung können ihre Differenzkosten zum EOM im Leistungsmarkt erwirtschaften. Der Leistungsmarkt ermöglicht damit langfristig eine Vollkostendeckung der vom System benötigten Kraftwerke. Es ist dabei nicht das Ziel des Leistungsmarktes, Kraftwerksinvestoren und -betreiber z. B. durch langfristige Leistungspreisgarantien risikofrei zu stellen. Vielmehr geht es darum, dass die Marktakteure ein angemessenes Rendite-Risikoverhältnis erreichen können und in diesem Rahmen Entscheidungen in ihrem eigenen Ermessen treffen.

Die Nachfrage nach gesicherter Leistung geht im dezentralen Leistungsmarkt von den Stromkunden aus. Bisher wird diese Zahlungsbereitschaft am Markt nicht sichtbar, da (auch im Knappheitsfall) keine Differenzierung nach gesicherter und ungesicherter Leistung erfolgt. Mit der Umsetzung des dezentralen Leistungsmarktes und der Einführung von Leistungszertifikaten wird diese Produktdifferenzierung über die Strom- und Leistungslieferung eindeutig ermittelt und damit preiswirksam. Großkunden, Händler und Vertriebe (als Agenten kleiner Verbraucher) beschaffen im dezentralen Leistungsmarkt gesicherte Leistung in Form von Leistungszertifikaten in dem Umfang, in dem sie Strom gesichert (d. h. auch im Fall hoher Strompreise bzw. einer Knappheit am Markt) beziehen wollen.

Sind Verbraucher technisch in der Lage, ihren Bedarf an gesicherter Leistung kontrolliert abzusenken, indem sie ihren Stromverbrauch in Zeiträumen hoher Nachfrage bzw. hoher Preise reduzieren, so senken sie damit den Bedarf an vorzuhaltender Leistung im Energiesystem und sparen Systemkosten ein. Sie benötigen in diesem Fall weniger Leistungszertifikate und sparen dadurch auch einzelwirtschaftlich Kosten. Damit entsteht aus dem Leistungsmarkt ein betriebswirtschaftlicher Anreiz zur Lastflexibilisierung bzw. zu einer (energiewirtschaftlich) kosteneffizienten Leistungsvorhaltung. Wird in Knappheitszeiten von Verbrauchern mehr Strom bezogen oder von Erzeugern weniger Strom erzeugt, als über Leistungszertifikate abgesichert bzw. zugesagt, erfolgt eine Pönalisierung mit dem Ziel, Abweichungsanreize zu minimieren.

Die Koordination der Leistungsvorhaltung erfolgt im dezentralen Leistungsmarkt somit primär durch die Marktakteure selbst; die regulatorische Einflussnahme bleibt minimal. So können die Marktteilnehmer ein kosteneffizientes Portfolio an Optionen zur Leistungsvorhaltung zusammenstellen. Für eine umfassende Beschreibung des Konzeptes des dezentralen Leistungsmarktes siehe Ecke/Herrmann et al. (2013).

4 Methodik und Szenariodefinition

Das folgende Kapitel fasst die Vorgehensweise für die Analyse sowie die für den Bericht untersuchten Szenarien zusammen.

4.1 Strommarktmodell

Für die Modellierung der Effekte der Einführung eines dezentralen Leistungsmarktes wurde das von enervis entwickelte europäische Strommarktmodell „enervis Market Power“ eingesetzt, welches Deutschland und die umliegenden Strommärkte integriert abbildet. Das Modell bildet dabei Strom- und Leistungsmärkte ab. Die Ausgestaltung der Preisbildung wird im Folgenden zusammenfassend beschrieben:

- Die Modellierung des Kraftwerkeinsatzes, des Stromaustauschs über die europäischen Kuppelkapazitäten und damit der **Preisbildung auf dem Strommarkt** erfolgt grundsätzlich auf Basis von kurzfristigen Grenzkosten. In diesem Zusammenhang wird unterstellt, dass Kraftwerke immer dann zum Einsatz kommen, wenn sie durch den Betrieb mindestens ihre variablen Betriebskosten decken können. Diese setzen sich im Wesentlichen aus Brennstoff-, CO₂- sowie variablen Wartungs- und Instandhaltungskosten zusammen. Die Kraftwerke werden dabei nach ihren Grenzkosten aufsteigend sortiert. Die so entstehende Angebotskurve (im Folgenden als Merit-Order bezeichnet) wird außerdem dahingehend angepasst, dass die technischen und monetären Beschränkungen der jeweiligen Kraftwerkstypen im Kraftwerkspark, wie zum Beispiel Verfügbarkeiten sowie Flexibilitätsparameter und -kosten, berücksichtigt werden. Der Grenzkostenstrompreis wird durch das letzte gerade noch zur Lastdeckung benötigte Kraftwerk gesetzt. Alle „vorher“ zum Einsatz kommenden Kraftwerke erzielen dadurch einen Deckungsbeitrag auf die Fixkosten. Für Strompreis und Erlössituation ist deshalb die Struktur der Merit-Order entscheidend.

Der Marktpreis für Strom im Großhandel ergibt sich schließlich durch das Zusammenführen von Angebots- und Nachfragekurve auf Stundenbasis. Der Strompreis wird als Einheitspreis an alle Kraftwerke ausgezahlt, die in der jeweiligen Stunde im Einsatz sind.

- Die **Preisbildung auf dem dezentralen Leistungsmarkt** erfolgt im Modell auf Grundlage aller Kraftwerke, die im entsprechenden Zeitraum zur Lastdeckung nachgefragt werden. Je nach Szenario, kann hierbei auch ein bestimmtes Potenzial von Lastflexibilitätsoptionen berücksichtigt werden. Zur Ermittlung des Leistungspreises (€/MW) wird eine Differenzkostenbetrachtung durchgeführt, d. h. im Leistungsmarkt bilden sich die Preise auf Basis der im EOM nicht gedeckten fixen Betriebskosten (Kraftwerksbestand) ggf. zzgl. der nicht gedeckten Kapitalkosten (bei notwendigem Kraftwerksneubau). Vereinfacht gilt: Das Kraftwerk (oder eine alternative Option) mit dem höchsten Fehlbetrag aus dem EOM setzt den Leistungspreis. Der Leistungspreis wird als Einheitspreis an alle Kraftwerke ausgezahlt, die im betreffenden Zeitraum zur Lastdeckung beitragen, d. h. gesicherte Leistung liefern. Lastflexibilität wird, sofern sie in dem entsprechenden Szenario als Option zugelassen ist, in dem Umfang aktiviert, wie sie kosteneffizient ggü. der Kontrahierung von Bestandskraftwerken bzw. dem Neubau von Kraftwerksleistung ist. Der Leistungspreis entspricht hier dem Preis eines Leistungszertifikates von einem Megawatt für ein Jahr [€/MW/a].

In allen Szenarien und unabhängig von Annahmen zum Marktdesign wird von innerdeutschen Netzengpässen abstrahiert. Dies folgt der Annahme, dass der Netzausbau in Deutschland mittel- bis langfristig im ausreichenden Maße erfolgt, um die Fiktion einer „Kupferplatte“ ohne (zu) große Effizienzverluste zu ermöglichen.

Nachfolgende Abbildung fasst die wesentlichen Ein- und Ausgangsdaten sowie die abgebildeten Regionen des verwendeten Strommarktmodells zusammen.



Abbildung 2: Übersicht der Ein- und Ausgangsdaten sowie der umfassten Länder des verwendeten Strommarktmodells

4.2 Übergeordnete Prämissen

Zur Abbildung der zukünftigen Entwicklungen wurden im Strommarktmodell die folgenden fundamentalen Prämissen hinterlegt:

- Brennstoff- und CO₂-Preisentwicklung: Hier wurden Annahmen basierend auf dem „New Policy Scenario“ des World Energy Outlook 2013 getroffen.
- Stromverbrauch: Es wird ein auf dem historischen Niveau stabiler Nettostromverbrauch zzgl. eines zusätzlichen Stromverbrauchs aus dem Ausbau der Elektromobilität angenommen. Auch die Laststruktur wird aus der Historie fortgeschrieben und nur durch den Anteil der E-Mobilität verändert.
- EE-Ausbau: Der Ausbau orientiert sich am mittleren EE-Ausbaukorridor der aktuellen politischen Planungen, wie im Kabinettsbeschluss der Bundesregierung hinterlegt (BMWi 2014). Diese Annahmen ergeben einen EE-Anteil am Bruttostromverbrauch von 42,5% in 2025 und 57,5% in 2035.
- EE-Technologiemix: Die technologische Zusammensetzung des EE-Ausbaus orientiert sich am Bruttozubaue des Referentenentwurfs für die EEG-Novelle 2014 (BMWi 2014, Stand 31.03.2014). Fehlmengen zur Erreichung des übergeordneten Ausbaupfades werden so ergänzt, dass das Technologieverhältnis (nach Stromerzeugung) entsprechend des aktuellen EEG-Referentenentwurfs erhalten bleibt.
- Stromnetzverbindung zum Ausland: Der aktuelle Bestand an Kuppelkapazitäten wurde nach Daten des Verbands Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E 2014) hinterlegt. Annahmen zum Ausbau an den deutschen Grenzen basieren auf dem Netzentwicklungsplan 2013 (ÜNB 2013).

- Konventioneller Kraftwerkspark: Annahmen zu Bestandsanlagen und ihren Kraftwerkparametern werden von enervis regelmäßig basierend auf verschiedenen Quellen zusammengestellt. Dies beinhaltet auch Annahmen zur technischen Lebensdauer der Kraftwerksblöcke. Aus wirtschaftlichen Gründen ist modellendogen eine frühere Stilllegung möglich.
- Gesetzte Kraftwerksprojekte: Absehbar (mit hoher Wahrscheinlichkeit) in Betrieb gehende Kraftwerksprojekte werden von enervis separat mit dem jeweiligen Inbetriebnahmedatum erfasst.
- Gesetzte Kraftwerksstilllegungen: Angekündigte und politisch vorgesehene Stilllegungen (z. B. Kernenergieausstieg) werden von enervis blockscharf mit dem jeweiligen Außerbetriebnahmedatum erfasst.

Diese Prämissen entsprechen einem derzeit üblichen energiewirtschaftlichen Annahmesatz und stehen für eine von vielen Akteuren als realistisch eingeschätzte, mittlere Entwicklung („Trend-Szenario“).⁴

4.3 Untersuchte Szenarien

Um die Wirkungsweise eines dezentralen Leistungsmarktes (zusätzlich zum EOM) im Vergleich zu einem alleinigen Fortbestehen des EOM zu untersuchen, wurden die folgenden zwei Marktdesignausrichtungen abgebildet:

1. **„EOM“**: Weiterführung des aktuellen EOM-Marktdesigns basierend auf einem durch einen (Netz-)Reservemechanismus flankierten Strommarkt und
2. **„DZ“**: Einführung eines dezentralen Leistungsmarktes zusätzlich zur Weiterführung des Strommarktes.

Erfahrungen aus vorgelagerten Marktdesignanalysen zeigen, dass Annahmen zu den Potenzialen und Kosten der Bereitstellung gesicherter Leistung einen großen Einfluss auf das Preisniveau im Leistungsmarkt haben und bezüglich ihrer Ausprägung Unsicherheiten bestehen. Daher wurde eine Absicherung der Analysen durch die Betrachtung einer weiteren Sensitivität vorgenommen.

Die Sensitivitätsberechnung wurde dabei über den Umfang der (wettbewerbsfähig) aktivierbaren Lastflexibilität und die Kosten einer „konventionellen“ Leistungsbereitstellung, mit offenen Gasturbinenkraftwerken als Benchmark-Technologie, durchgeführt, so dass sich in Summe vier Szenarien ergeben. Diese Herangehensweise soll eine Spannweite von niedrigen bis hin zu hohen Kosten der Leistungsbereitstellung aufzeigen und jeweils unter diesen Annahmen die aus der Einführung eines Leistungsmarktes resultierenden Effekte, insbesondere für die Systemkosten und die Verbraucherbelastung, ableiten.

⁴ Annahmen zu energiewirtschaftlichen Entwicklungen über einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren sind naturgemäß mit Unsicherheiten behaftet. Da die übergeordneten Prämissen nicht zwischen den untersuchten Szenarien variiert wurden (um eine möglichst weitgehende Vergleichbarkeit in Hinsicht auf die Szenarioergebnisse zu gewährleisten) kann nicht beurteilt werden, wie robust die Ergebnisse gegenüber einer starken Variation dieser Prämissen sind (z. B. innerhalb von Extremszenarien). Dennoch zeigen die vorliegenden Ergebnisse im Rahmen der getroffenen Annahmen ein belastbares Ergebnis, d.h. die Ergebnisse sind innerhalb der untersuchten Szenarien (insbesondere bzgl. der Kosten der Leistungsvorhaltung) stabil und haben eine relevante Größenordnung.

Nachfolgende Abbildung fasst die Definition der vier untersuchten Szenarien zusammen. Die einzelnen Szenarien werden nachfolgend näher beschrieben.

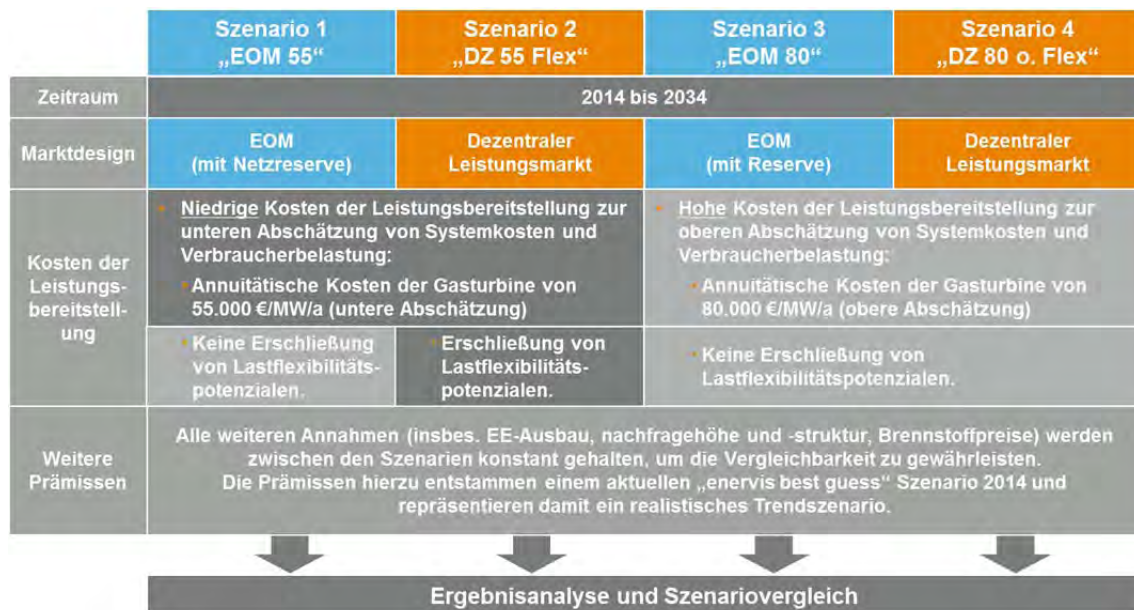


Abbildung 3: Übersicht der untersuchten Szenarien

4.3.1 Szenarien zur Abbildung des EOM mit Netzreserve („EOM 55“ und „EOM 80“)

Die EOM-Szenarien 1 und 3 bilden die Referenz für die vorliegende Analyse. Sie sollen daher – so weit wie möglich – den Status Quo des heutigen Strommarktdesigns abbilden. Dieser besteht momentan aus dem EOM und einer flankierenden Netzreserve, welche in der Reservekraftwerksverordnung (ResKV) vom 27. Juni 2013 definiert ist. Diese beiden Marktdesignelemente werden in der Modellierung der EOM-Szenarien wie folgt abgebildet:

- In den EOM-Szenarien wird von einer rein **grenzkostenbasierten Strompreisbildung** nach dem Merit-Order-Prinzip ausgegangen. Dabei wird von potenziellen strategischen Erwägungen der Marktakteure (i. W. Marktmacht, Kapazitätszurückhaltung, Gebotsaufschläge) abstrahiert. Basierend auf dieser Annahme ist langfristig eine Deckung der Fixkosten alleine aus dem EOM nicht für alle Spitzenlastkraftwerke möglich, was auch andere modellbasierte Studien für den deutschen Strommarkt zeigen (z. B. ewi 2012, S. 44 f.). Dieser Effekt stellt sich grundsätzlich auch dann ein, wenn Lastflexibilitäten erschlossen werden, solange diese mit Fixkosten (für Betrieb und Investition) verbunden sind.⁵ Darüber hinaus werden im integrierten europäischen Strommarkt nicht zwangsläufig genügend Kapazitäten vorgehalten, um die Lastdeckung im nationalen Kontext zu ermöglichen. Unter diesen Annahmen weist der EOM allein (d. h. ohne flankierende Maßnahmen) langfristig ein strukturelles Defizit bzgl. der Fixkostendeckung der benötigten Spitzenlastkraftwerke auf.⁶

⁵ Wengleich diese Optionen, insbesondere wenn Sie niedrigere leistungsspezifische Fixkosten aufweisen als Gasturbinen, diesen Effekt natürlich mindern können.

⁶ Dass dieser Effekt theoretisch existiert, ist wenig umstritten. Ob, wie stark und ab wann er in Realität eintritt, ist jedoch Gegenstand der energiewirtschaftlichen Diskussion, die hier nicht weiter vertieft wird.

Wie die Modellierungen zeigen, betrifft das strukturelle Finanzierungsdefizit des EOM unter den hier getroffenen Annahmen (insbesondere denen zum Ausbau der EE) mittel- bis langfristig einen signifikanten Umfang der benötigten Kapazität.

- Daher sind für die EOM-Szenarien Annahmen über die Leistungsbereitstellung und deren Kostendeckung in Spitzenlastzeiten zu treffen. Dazu wird dem Modell Reservekapazität zur Verfügung gestellt. Diese Reserve wird analog zur heutigen **Netzreserve** nach Reservekraftwerksverordnung wie folgt abgebildet:
 - Die Netzreserve kommt in den EOM-Szenarien als **nachrangige Reserve** neben dem EOM dann zum Einsatz, wenn die Stromnachfrage in Deutschland nicht über den im Markt agierenden Kraftwerkspark (unter Berücksichtigung von Austauschoptionen mit dem Ausland) gedeckt werden kann. Dieser Einsatz der Netzreserve zum Ausgleich eines Systembilanzdefizits ist von der bestehenden ResKV⁷ grundsätzlich gedeckt. Es wird angenommen, dass sich in den Stunden, in denen die Netzreserve nachrangig für den Erhalt der Leistungsbilanz eingesetzt wird, im Strommarkt ein Preis in Höhe des heutigen technischen Preislimits am day-ahead- Spotmarkt von 3.000 €/MWh bildet.⁸
 - Die Netzreserve wird für die EOM-Szenarien anfangs, wie durch die BNetzA vorgegeben, mit rund 4,8 GW dimensioniert (BNetzA 2013, S. 30). Sofern für den Erhalt der Leistungsbilanz im EOM-Szenario notwendig, wird die Reserve im Zeitverlauf ausgeweitet. Um die Systemkosten und die Verbraucherbelastung durch die Netzreserve geeignet abzubilden, werden die Gesamtkosten (variable Kosten, ggf. Kapital- und Betriebskosten) der Netzreserve um eventuelle Erlöse bereinigt und den Verbraucherkosten zugeschlagen (vgl. Abschnitte 7 und 8).

Die beiden EOM-Szenarien unterscheiden sich insbesondere in Bezug auf die Annahmen zu den Kosten neuer Gasturbinenkraftwerke: im Szenario EOM 55 werden Gasturbinenkosten i.H.v. 55.000 €/MW/a, im Szenario EOM 80 hingegen 80.000 €/MW/a unterstellt. Diese Annahmen repräsentieren die annuitätischen Fixkosten neuer offener Gasturbinenkraftwerke und beinhalten annuitätische Kapitalkosten und fixe Betriebskosten inkl. fixer Gastransportkosten (pauschalisiert). Die Kostenannahmen bleiben (real) über den Betrachtungszeitraum konstant. Die angenommene Spannweite repräsentiert Unsicherheiten zu den Kosten der Leistungsbereitstellung und resultiert in einer Abschätzung eines Niedrig- und eines Hochpreispfades der Leistungsbereitstellungskosten. Die Kosten der Leistungsbereitstellung werden in den EOM-Szenarien insbesondere über die Netzreserve kostenwirksam.

⁷ In der Erläuterung des Gesetzgebers zur ResKV heißt es hierzu: „Neben der Beherrschung von Strom- und Spannungsproblemen kann der Einsatz der Netzreserve auch [...] mit dem Ziel der Einhaltung der Systembilanz, notwendig sein. Falls die Prognose der Übertragungsnetzbetreiber ergibt, dass es ein Leistungsbilanzdefizit geben könnte, das durch sonstige Reserven ohne Berücksichtigung der Regelenergie voraussichtlich nicht aufgefangen werden kann, müssen auch die Kraftwerke der Netzreserve rechtzeitig angefahren werden“ (ResKV 2013, S. 20). Und weiter: „Selbst für den [...] Fall des Ausbleibens einer Markträumung am Spotmarkt [...] bietet der bisherige Ansatz im Rahmen der physikalischen Möglichkeiten eine Lösung. Soweit ein solches Defizit nicht mehr durch marktgetriebene Maßnahmen ausgeglichen werden kann, käme es auch in diesem Fall zum Einsatz der Reservekraftwerke.“ (ResKV 2013, S. 21).

⁸ Für eine detailliertere Diskussion dieser Annahme vgl. Abschnitt 6.1.

4.3.2 Szenarien zur Abbildung des dezentralen Leistungsmarktes („DZ 55 Flex“ und „DZ 80 o. Flex“)

Alternativ zum EOM mit Netzreserve werden zwei Szenarien untersucht, in denen ab 2015 ein dezentraler Leistungsmarkt eingeführt wird, der wie in Abschnitt 3 beschrieben konfiguriert ist. Die Leistungsmarkt-Szenarien unterscheiden sich wiederum in Bezug auf die unterstellten Kosten für die Vorhaltung von gesicherter Leistung. Dies mit dem Ziel, die bezüglich der Kosten der Vorhaltung von gesicherter Leistung bestehenden Unsicherheiten im Sinne einer robusten Analyse abzuschätzen. Daher werden in den Leistungsmarkt-Szenarien die Kosten von Gasturbinenkraftwerken (GT) sowie der Umfang der erschließbaren Lastflexibilität variiert. Beide Parameter stellen wichtige Faktoren für die Preisbildung im Leistungsmarkt mit signifikantem Einfluss auf die Modellergebnisse dar.

Das Szenario DZ 55 Flex dient dazu, eine untere Abschätzung der Kosten eines Leistungsmarktes zu ermitteln. Zu diesem Zweck werden die annuitätischen Kosten der GT mit 55.000 €/MW/a angesetzt; dieser Wert liegt im unteren Bereich marktüblicher Größenordnungen. GT stellen dabei die Referenztechnologie für die Kosten der Leistungsbereitstellung dar, da sie vergleichsweise geringe Kapital- und Fixkosten aufweisen und in größerem Umfang verfügbar sind. GT sind dabei als ein aus heutiger Sicht absehbarer „Platzhalter“ für eine zur Spitzenlastdeckung besonders geeignete und fixkosteneffiziente Technologie anzusehen.

Als Alternative geeignet wären Technologien, die gesicherte Leistung zu niedrigeren Fixkosten bereitstellen können. In Frage kommen hierfür insbesondere lastseitige Flexibilitätspotenziale, also Verbraucher, die über begrenzte Zeiträume ihren Stromverbrauch unterbrechen oder verlagern können. Welche Potenziale in diesem Segment über den Betrachtungszeitraum aktiviert werden können, ist jedoch mit Unsicherheiten versehen. Daher werden die diesbezüglichen Annahmen variiert.

Um die Wirkung einer Aktivierung signifikanter lastseitiger Flexibilitätspotenziale zu untersuchen, wurde im Leistungsmarktszenario DZ 55 Flex eine Erschließung von Lastflexibilitätsoptionen angenommen. Für die anderen EOM- und Leistungsmarkt-Szenarien wird dies nicht unterstellt. Diese Szenariodefinition folgt der Annahme, dass ein dezentraler Leistungsmarkt besonders geeignet ist, eine Aktivierung solcher „atypischen“ Flexibilitätspotenziale zu erreichen.⁹

Nimmt man an, dass ein dezentraler Leistungsmarkt signifikante nachfragezeitige Flexibilitätspotenziale aktivieren kann (und der EOM mit Netzreserve nicht), so wird das System „leistungseffizienter“ und die Fixkosten des Systems sinken (vgl. Abschnitt 7). Lastflexibilität wird im Modell in dem Umfang aktiviert, wie sie im Kostenwettbewerb effizient ggü. anderen Optionen der Leistungsbereitstellung ist. Für das hier untersuchte Szenario DZ 55 Flex wird ein nach Erschließungskosten gestaffeltes Portfolio von Lastflexibilität unterstellt.

⁹ Es kann argumentiert werden, dass auch im EOM eine Erschließung von Lastflexibilitätspotenzialen erfolgen kann. Im Rahmen der vorliegenden Studie wurde für die EOM-Szenarien eine Sensitivität mit Lastflexibilität jedoch nicht näher untersucht; dies steht im Einklang mit dem Ziel, eine breite Spannweite an Kostenentwicklungen insbesondere für den dezentralen Leistungsmarkt über Szenarien abzubilden. Die Aktivierung von Lastflexibilität im Szenario DZ 55 Flex stellt damit eine eher optimistische Annahme dar, die jedoch in ihrer Wirkung nicht ausschlaggebend für das Gesamtergebnis ist (vgl. Abschnitt **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Aus dem gleichen Argument heraus ist die Parametrierung des Szenarios DZ 80 o. Flex zu verstehen: aus energiewirtschaftlicher Sicht würde bei Annahme identischer Lastflexibilitätspotenziale bei einem höheren Leistungspreis zusätzliche Lastflexibilität ggü. dem Szenario DZ 55 Flex erschlossen. Aufgrund der Definition für das Szenario DZ 80 o. Flex, die mit dem Ziel erfolgt, eine obere Abschätzung der Leistungsvorhaltungskosten abzubilden und daher die Option Lastflexibilität nicht enthält, erfolgt dies hier jedoch nicht.

Werden beispielsweise 55.000 €/MW/a als Kosten-Benchmark der Technologiealternative Gasturbine unterstellt, so sind im Szenario DZ 55 Flex rund 7.500 MW an Lastflexibilität erschließbar, bevor der Zubau neuer Gasturbinen günstiger ist. Die Annahmen zur Kostenstruktur und den Potenzialen der Lastflexibilität orientieren sich dabei an Untersuchungen im Rahmen der dena Netzstudie 2010.¹⁰

Das Szenario DZ 80 o. Flex dient dazu, eine obere Abschätzung der Kosten der Leistungsvorhaltung in einem dezentralen Leistungsmarkt zu ermitteln. Zu diesem Zweck werden die annuitätischen Kosten der Gasturbine mit 80.000 €/MW/a im oberen Bereich der marktüblichen Annahmen angesetzt. Eine kostenmindernde Erschließung von Lastflexibilität wird im Szenario DZ 80 o. Flex nicht angenommen.

4.4 Fazit zur Methodik

- Mit dem Ziel, die Auswirkungen der Einführung eines Leistungsmarktes zu analysieren, wurde eine modellgestützte Szenarioanalyse durchgeführt.
- Dazu wurden Szenarien definiert, die eine Weiterführung des Status-Quo-Marktdesigns beschreiben (EOM-Szenarien) und Szenarien, die eine mögliche zukünftige Entwicklung bei Einführung eines dezentralen Leistungsmarktes repräsentieren (Leistungsmarkt-Szenarien).
- In den EOM-Szenarien wurde eine Preisbildung auf Basis von kurzfristigen Grenzkosten unterstellt, ergänzt durch eine Reserve, die in Knappheitsstunden nachrangig zum Einsatz kommt, um die Systembilanz zu gewährleisten.
- In den Leistungsmarktszenarien ergeben sich EOM-Preise basierend auf kurzfristigen Grenzkosten, Leistungspreise bilden sich auf der Grundlage der nicht im EOM gedeckten Kosten von Kraftwerken, die zur Lastdeckung nachgefragt werden (bei Bestandskraftwerken sind fixe Betriebskosten, bei neuen Kraftwerken Betriebs- und Kapitalkosten ausschlaggebend).
- Es wurden insgesamt vier Szenarien betrachtet (zwei Leistungsmarkt-Szenarien und zwei EOM-Szenarien). Durch diese Szenarioaufstellung erfolgt eine Sensitivitätsbetrachtung in Bezug auf die Kosten der Leistungsvorhaltung; zwischen den Szenarien wurde die Kosten von Gasturbinenkraftwerken sowie die Verfügbarkeit von Lastflexibilitätsoptionen variiert.
- Die Szenarioergebnisse werden sodann in Hinblick auf Systemkosten und Verbraucherbelastung verglichen, um eine Einordnung der Wirkungsweisen und Effekte eines Leistungsmarktes zu ermöglichen.

¹⁰ Der Datensatz zu DSM-Potenzialen basiert auf der dena Netzstudie 2010 (dena 2010, S. 514 ff.), der durch Annahmen von enervis ergänzt wurde. Darin enthalten sind Potenziale und Kosten für Lastflexibilitätsoptionen aus den Sektoren Industrie, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Haushalte sowie Querschnittstechnologien.

5 Kapazitäts- und Erzeugungsentwicklung

5.1 Kapazitätsentwicklung

Nachfolgende Abbildung zeigt die Entwicklung der konventionellen und erneuerbaren Erzeugungskapazitäten in Deutschland in den vier betrachteten Szenarien. In allen analysierten Szenarien wird ein identischer Ausbau von erneuerbaren Erzeugungskapazitäten und daraus resultierenden Erzeugungsmengen angenommen, der sich an der aktuellen politischen Planung (Kabinettsbeschluss der Bundesregierung) orientiert. Somit unterscheiden sich die Szenarien i. W. in Bezug auf die Kapazitäten im Bereich der konventionellen Erzeugung und im Szenario DZ 55 Flex auch der Lastflexibilität. Gleichermaßen ist in allen Szenarien die Außerbetriebnahme der Kernenergie im Zeitraum bis 2023 vorgesehen. So stellt die Außerbetriebnahme von 8.500 MW in 2021/2022 für das Versorgungssystem einen Wendepunkt dar. Dies vor dem Hintergrund, dass in diesem Zeitraum auch weitere Kohlekapazitäten altersbedingt vom Netz gehen. In diesem Zeitraum wird daher in allen untersuchten Szenarien neue gesicherte Kraftwerksleistung in signifikantem Umfang benötigt.

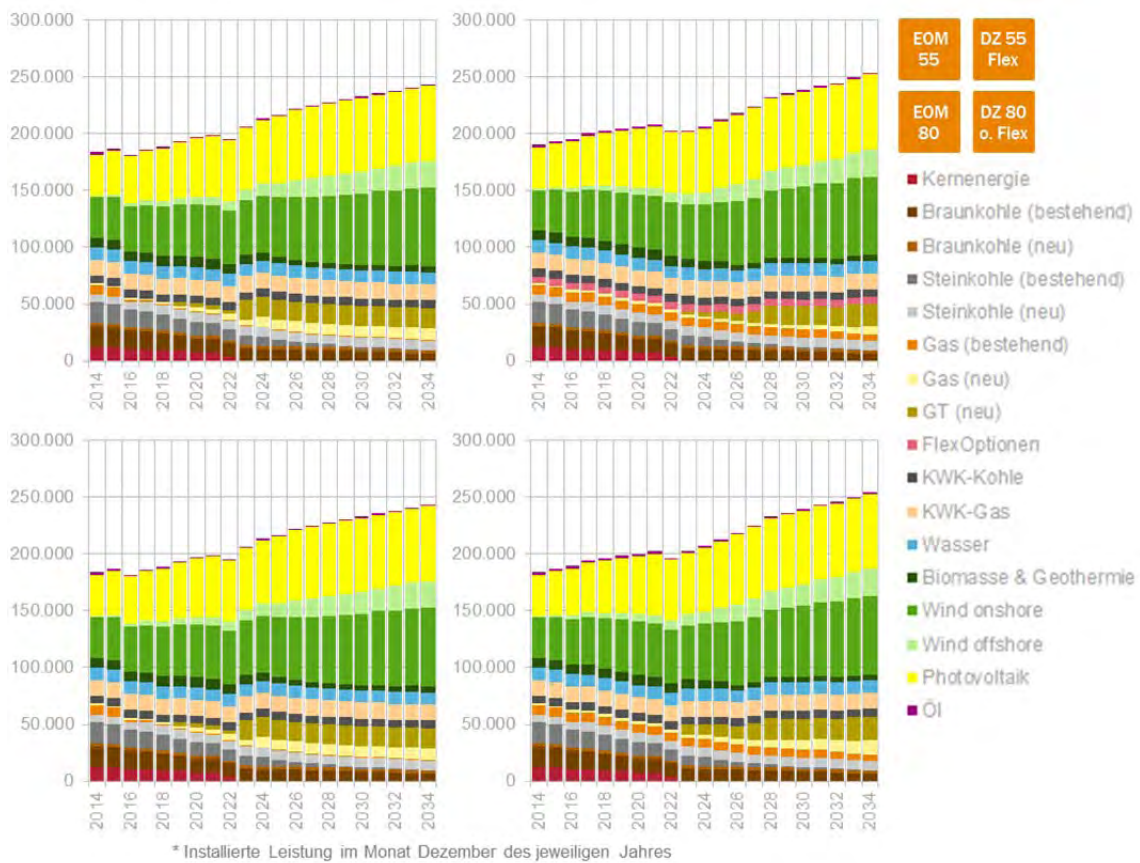


Abbildung 4: Kapazitätsentwicklung (MW) 2014 – 2034 gesamter Kraftwerkspark

In den beiden EOM-Szenarien (linke Seite, oben und unten) findet bereits zu Beginn des Betrachtungszeitraums ein Marktaustritt von Bestandskraftwerken in der Größenordnung von rund 8.000 MW statt. Dieser Marktaustritt erfolgt, bevor die betroffenen Anlagen ihre technische Lebensdauer erreicht haben. Dabei handelt es sich um Kraftwerksblöcke, die über mehrere Jahre in Folge ihre fixen Betriebskosten allein durch die EOM-Erlöse nicht decken können. In diesem Fall kann aus Sicht eines Marktteilnehmers ein Marktaustritt betriebswirtschaftlich rational bzw. sogar geboten sein.

Die Modellergebnisse zur Unwirtschaftlichkeit vieler Bestandskraftwerke decken sich grundsätzlich mit den im aktuellen Marktumfeld in größerem Umfang zu beobachtenden Stilllegungsankündigungen. So liegen bei der Bundesnetzagentur mit Stand vom 18.03.2014 Stilllegungsankündigungen für rund 11.000 MW an Erzeugungskapazität (davon mehr als die Hälfte zur endgültigen Stilllegung) vor (BNetzA 2014).

Der Marktaustritt kann dabei auf unterschiedliche Weisen erfolgen: Entweder die Anlagen werden dauerhaft in einen außerhalb des Marktes stehenden Reservemechanismus (z. B. die Netzreserve) überführt (1) oder die Anlagen werden dauerhaft stillgelegt (2). Beide Formen des dauerhaften Marktaustritts würden zu vergleichbaren Modellergebnissen führen, da die betroffenen Anlagen dauerhaft nicht mehr mit ihren Grenzkosten in den Strommarkt bieten. Nicht abgebildet ist eine auf begrenzte Zeiträume ausgelegte vorübergehende Stilllegung („Einmottung“). Wie hoch der Anteil der von vorläufigen bzw. endgültigen Marktaustritten betroffenen Kraftwerke in den nächsten Jahren sein wird, ist jedoch aus heutiger Perspektive unsicher und hängt insbesondere von strategischen Erwartungen der Kraftwerksbetreiber ab.

Die Kapazität der von Marktaustritten betroffenen Anlagen werden zu Beginn der nächsten Dekade spätestens im Kontext des Kernenergieausstieges wieder benötigt (zu kleineren Teilen auch schon früher). Die durch vorzeitigen Marktaustritt fehlenden Kapazitäten werden daher in den EOM-Szenarien modellendogen ab 2019 und mit einem Schwerpunkt im Jahr 2023 durch Kraftwerkszubauten kompensiert (zunächst Gasturbinen, später auch GuD). Dabei könnte ein Teil der in den EOM-Szenarien ab Beginn der 2020 abgebildeten Kraftwerkszubauten stellvertretend für die Reaktivierung von zuvor vorläufig stillgelegten Kraftwerken stehen. Dies wäre in Hinsicht auf die Wirkung im EOM vergleichbar, wenngleich eine Reaktivierung vermutlich zu niedrigeren Fixkosten (Einsparung von Kapitalkosten neuer Kraftwerke nach Abzug von Konservierungs- und Reaktivierungskosten) führen würde. Ergänzende Sensitivitätsberechnungen stützen dieses Bild: geht man davon aus, dass in den EOM-Szenarien keine wirtschaftlichkeitsbedingten Marktaustritte erfolgen, so weisen diese Szenarien zwar etwas niedrigere Systemkosten auf, die Höhe dieses Effekts ist jedoch begrenzt und führt nicht zu grundlegenden Veränderungen der Bewertung in den Folgeabschnitten (siehe Abschnitt 7 zu den Systemkosteneffekten und Abschnitt 8 zur Verbraucherbelastung).

In den beiden Leistungsmarkt-Szenarien (rechte Seite, oben und unten) erhalten Anbieter von gesicherter Leistung Erlöse aus dem Leistungsmarkt, welcher ab 2015 zumindest die fixen Betriebskosten des im EOM eingesetzten Kraftwerksbestandes deckt. In diesem Zeitraum ist Leistung zwar noch nicht „technisch“ knapp, hat jedoch durch die Unwirtschaftlichkeit von relevanten Teilen des Bestandskraftwerksparks im EOM bereits einen Preis im Leistungsmarkt. Durch die Erlöse aus dem Leistungsmarkt kommt es in den Leistungsmarktszenarien nicht zu betriebswirtschaftlich induzierten Marktaustritten von Bestandskraftwerken. Aufgrund des um rund 8.000 MW höheren Kapazitätsbestandes besteht in den Leistungsmarkt-Szenarien dann erst später und in geringerem Umfang als in den EOM-Szenarien Zubaubedarf. Im Vergleich der Szenarien kann also der Zubaubedarf an konventioneller Erzeugungskapazität durch die zwischenzeitliche Vermeidung von endgültigen Marktaustritten kosteneffizient reduziert werden. Dies zeigen die in den Abschnitten 7 ff. dargestellten Ergebnisse.

Das Leistungspreissignal zieht dabei teilweise auch Investitionen zeitlich vor bzw. reizt einen höheren Zubau von Gasturbinenkraftwerken im Markt an. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die in den EOM-Szenarien aufgeführte Spitzenleistung z. T. nicht am Strommarkt agiert, sondern durch die unterstellten Reservemechanismen („Netzreserve“) finanziert werden muss, um die Versorgungssicherheit gewährleisten zu können. Im Szenario DZ 55 Flex fällt der Kapazitätsbedarf unter Berücksichtigung von Lastflexibilität nochmals geringer aus, da die Reduktion von Nachfragespitzen zum großen Anteil den Zubau von Gasturbinen vermeidet. Die Erschließung von Lastflexibilität (Szenario DZ 55 Flex) kann somit einen zusätzlichen Beitrag zur Leistungssicherung erbringen und Gasturbinenkapazität kosteneffizient ersetzen.

5.2 Erzeugungsentwicklung

In den vier analysierten Szenarien wird eine identische Erzeugung von EE-Strom unterstellt. Der Ausbaupfad leitet sich aus den Zielen der Bundesregierung und den Annahmen zum Stromverbrauch ab. Nachfolgende Abbildung zeigt den Verlauf der Stromerzeugung in Deutschland in den vier analysierten Szenarien bis 2034. Ebenfalls dargestellt ist die jährliche Nettostromnachfrage (schwarze Linie).

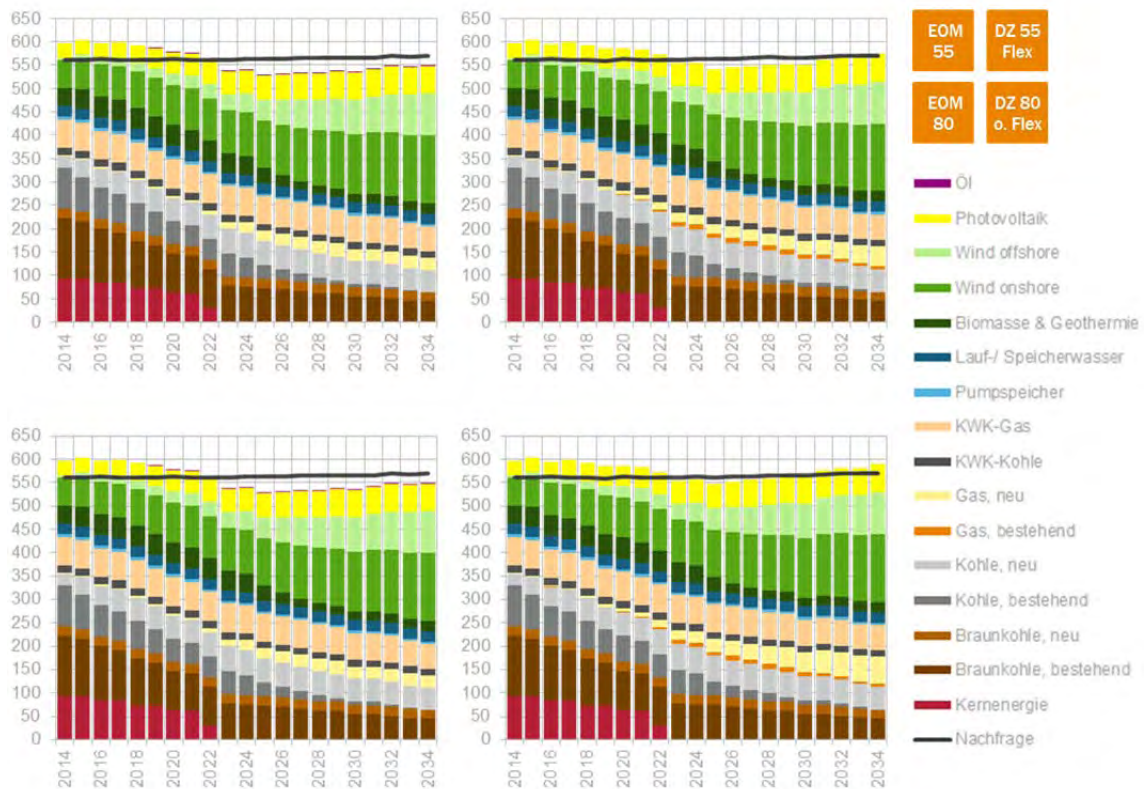


Abbildung 5: Erzeugungsentwicklung und Stromnachfrage (TWh) 2014 – 2034

In allen vier Szenarien verändert sich der Erzeugungsmix nachhaltig durch die zunehmende EE-Stromerzeugung und die daraus resultierende stetige Abnahme des Erzeugungsanteils konventioneller Kraftwerke. Konventionelle Kraftwerke werden demnach in allen Szenarien vermehrt zur Leistungssicherung vorgehalten, bei sinkender Auslastung und Erzeugungsmenge. In den EOM-Szenarien (linke Seite) ist die gasbasierte Stromerzeugung aufgrund der stattfindenden Marktaustritte sowie der angenommenen Brennstoff- und CO₂-Preisentwicklungen vorerst praktisch nicht mehr vorhanden; sie gewinnt erst ab 2022 wieder (relativ geringfügig) an Bedeutung. Unter den in Abschnitt 4 dargestellten Szenarioannahmen kommt es im Betrachtungszeitraum zu keinem Zubau von Kohlekraftwerken (über die heute bereits gesetzten Projekte hinaus). Zwar sind die älteren Steinkohlekraftwerke bei der angenommenen Preisentwicklung weniger von wirtschaftlichen Stilllegungen betroffen, doch geht ihre Stromerzeugung aufgrund altersbedingter Stilllegungen im Betrachtungszeitraum deutlich zurück. Analoge Überlegungen treffen, wenngleich in noch geringerem Ausmaß, auf die Stromerzeugung aus Braunkohleanlagen zu. Der Rückgang der Bedeutung des Stein- und Braunkohlesegments ist auch auf den Einfluss der EE auf die Residuallaststruktur zurückzuführen. Eine sinkende Auslastung ist für bestimmte Kraftwerkstypen besonders nachteilig, sie entwickeln durch ihre Kapitalkostenintensität ggü. anderen Kraftwerkstypen einen Wettbewerbsnachteil.

5.3 Stromaustausch mit dem Ausland

Die Differenzen zwischen Nachfrage und inländischer Erzeugung in Abbildung 5 sind per Saldo Exporte (Erzeugungsüberschuss) bzw. Importe (Nachfrageüberschuss). Infolge des Kernenergieausstiegs wird Deutschland in allen Szenarien vom Nettoexporteur zum Nettoimporteur von Strom. Dieser Importüberschuss bleibt in den EOM-Szenarien auch über den gesamten Betrachtungszeitraum bestehen, wenn auch mit abnehmender Tendenz.

In den Leistungsmarkt-Szenarien (rechte Seite in Abbildung 5) geht der Importüberschuss, welcher infolge des Kernenergieausstiegs auch in den Leistungsmarkt-Szenarien entsteht, wieder zurück und kehrt sich zum Ende des Betrachtungszeitraums wieder in einen Exportüberschuss um. In den Leistungsmarkt-Szenarien wird damit über den Betrachtungszeitraum rund 2 bis 3% mehr Strom im Inland erzeugt, der in den EOM-Szenarien importiert wird.

Dies ist nicht nur auf Kraftwerkskapazitäten zurückzuführen, die in den Leistungsmarkt-Szenarien nicht aus dem Markt austreten werden, sondern auch auf eine etwas höhere Investitionstätigkeit: Dadurch, dass Kraftwerke neben der Erzeugung von Strom auch für eine Leistungsbereitstellung entlohnt werden, werden vermehrt GuD-Kapazitäten gebaut, die sich in den entsprechenden Lastsegmenten wirtschaftlich gegen offene Gasturbinenkraftwerke durchsetzen und in diesem Fall die kosteneffizientere Technologie darstellen.

5.4 Potenzial der KWK-Stromerzeugung

Im Rahmen der Entwicklung des Kraftwerksparks bestehen neben dem Erhalt des bestehenden KWK-Anteils auch Potenziale für einen Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung. Anhand der dargestellten Entwicklung der Stromerzeugungsmengen lässt sich eine vereinfachte Abschätzung dieses KWK-Wachstumspotenzials mit den folgenden Schlussfolgerungen vornehmen:

- Um das politische Ziel eines 25%-Anteils der KWK-Stromerzeugung an der Gesamtstromerzeugung zu erreichen, ist neben dem Erhalt der bestehenden KWK-Kapazität (bzw. deren Ersatz) ein Zuwachs von gekoppelter Stromerzeugung aus neuen Kraftwerken notwendig.
- In den Leistungsmarkt-Szenarien wird über den Betrachtungszeitraum der Analyse rund 2 bis 3% mehr Strom in Deutschland erzeugt (d. h. per Saldo weniger importiert) als in den EOM-Szenarien. Diese zusätzliche Stromerzeugung kann, wenn sie in KWK erfolgt, zur Erreichung des 25%-KWK-Ziels beitragen.
- Unabhängig vom stromseitigen KWK-Potenzial in den Szenarien ist die Wirtschaftlichkeit der KWK-Bestands- und Neuanlagen durch geeignete Anreizsysteme sicherzustellen. Soll das KWK-Ziel erreicht werden, so ist unter Umwelt- und Effizienzgesichtspunkten die KWK ökonomisch mindestens mit der getrennten Erzeugung von Strom und Wärme gleichzustellen.
- Unter diesen Rahmenbedingungen kann, insbesondere in den Leistungsmarkt-Szenarien, das 25%-KWK-Ziel erreicht werden.

5.5 CO₂-Emissionsentwicklung

Im engen Zusammenhang mit der Entwicklung der Stromerzeugung stehen die sich aus der Stromerzeugung ergebenden Treibhausgasemissionen. Zwischen den Szenarien lassen sich dabei nur geringe Unterschiede bezüglich der strombedingten Emissionen feststellen. Dabei ist Folgendes zu beachten:

- In den Leistungsmarktszenarien erfolgt über den Betrachtungszeitraum bis 2034 eine um 2 bis 3% höhere inländische Stromerzeugung (vgl. Abschnitt 5). Bei rein nationaler Betrachtung führt diese Mehrerzeugung in Deutschland im Vergleich mit den EOM-Szenarien zu leicht höheren CO₂-Emissionen in ähnlicher Größenordnung.
- Jedoch ersetzt diese Mehrerzeugung im Umfang von 220 - 340 TWh direkt Stromimporte aus den Nachbarländern, die potenziell zu CO₂-Emissionen im Ausland führen. Es ist daher davon auszugehen, dass sich der Nettoeffekt der Einführung eines Leistungsmarktes auf die CO₂-Emissionen in einem marginalen Rahmen bewegt oder es sogar zu einer Absenkung der Gesamtemissionen kommt.¹¹

5.6 Fazit zur Kapazitäts- und Erzeugungsentwicklung

Als Fazit aus diesem Abschnitt lässt sich folgendes festhalten:

- Der Leistungsmarkt kann wirtschaftlichkeitsbedingte Marktaustritte in den Jahren vor dem Kernenergieausstieg verhindern. Diese Kraftwerke bleiben dem System in den Leistungsmarkt-Szenarien längerfristig erhalten, der EOM alleine schafft diese Anreize nicht.
- Diese modellendogenen Marktaustritte werden spätestens im Kontext des Kernenergieausstieges wieder zur Lastdeckung benötigt und wieder stärker im EOM eingesetzt. Die durch vorzeitige Stilllegungen fehlenden Kapazitäten werden in den EOM-Szenarien durch Kraftwerkszubauten kompensiert.
- Der Leistungsmarkt führt zu einer etwas höheren Investitionstätigkeit, insbesondere im Spitzenlastsegment. Insgesamt nimmt die inländische Stromerzeugung daher relativ zu den EOM-Szenarien zu.
- Eine höhere inländische Stromerzeugung führt zu geringeren Stromimporten und vermeidet Knappheitspreise. Sie kann, wenn sie gekoppelt mit Wärmeproduktion erfolgt, zur Erreichung des 25%-KWK-Ziels beitragen. Die zusätzliche Stromerzeugung ist im europäischen Kontext mit hoher Sicherheit emissionsneutral.

¹¹ Darüber hinaus sind auch Wechselwirkungen über den EU-ETS zu beachten.

6 Preisniveau an den Großhandelsmärkten

Die Strompreise im EOM spiegeln grundsätzlich die kurzfristigen, d. h. variablen, Kostenstrukturen der eingesetzten Kraftwerke wider. Jedoch müssen im EOM längerfristig auch Fixkosten (insbesondere Kapitalkosten) über die Strommarkterlöse gedeckt werden. Unabhängig vom Ausbau der EE und dem daraus resultierenden Rückgang der Volllaststunden und Erlöse der konventionellen Kraftwerke besteht in einem rein grenzkostenbasierten EOM (ohne „mark-ups“) eine strukturelle Unterdeckung der Fixkosten, insbesondere von Kraftwerken im Spitzenlastsegment. Bei Mittellastkraftwerken (vor allem GuD) trägt der Zubau der EE darüber hinaus zu der aktuell zu beobachtenden Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit bei.

Die Problematik einer mangelhaften Fixkostendeckung konventioneller Kraftwerke im EOM wirkt sich in den analysierten Marktdesignausprägungen wie folgt auf die Höhe und Struktur der Großhandelsstrompreise aus:

- Da im EOM die Kosten der eingesetzten Kraftwerke alleine über Arbeitserlöse zu decken sind, kommt es zu Zeitfenstern in denen Strompreise herrschen, die über den variablen Kosten des Grenzkraftwerks liegen. Diese Preisspitzen dienen der Kostendeckung der nur wenig eingesetzten aber benötigten Kraftwerkskapazität (d. h. vor allem Spitzenlast) bzw. stellen Knappheitspreise dar. In den EOM-Szenarien treten diese Preisspitzen insbesondere in den Stunden auf, in denen die Netzreserve (nachrangig) zur Sicherung der Systembilanz aktiviert wird; hier bildet sich ein Strompreis in Höhe von 3.000 €/MWh.
- Im Leistungsmarkt besteht einerseits ein Zahlungsfluss für die Stromlieferung (Strompreis aus dem EOM), der auf variablen Kosten basiert, und andererseits ein Zahlungsfluss für die Lieferung gesicherter Leistung (Leistungspreis aus dem Leistungsmarkt) auf Basis der Vorhaltekosten für gesicherte Leistung. Aus diesem Grund treten im EOM mit Leistungsmarkt keine Knappheitspreise auf, es sind jedoch Kosten für die Leistungsvorhaltung anzusetzen.

Betrachtet man die Strompreisentwicklung im Vergleich der Szenarien, so ist das methodisch zu erwartende Auftreten von Knappheitspreisen beziehungsweise einer hohen Preisvolatilität in den EOM-Szenarien auch in den Modellergebnissen deutlich erkennbar, wie nachfolgende Auswertung zeigt.

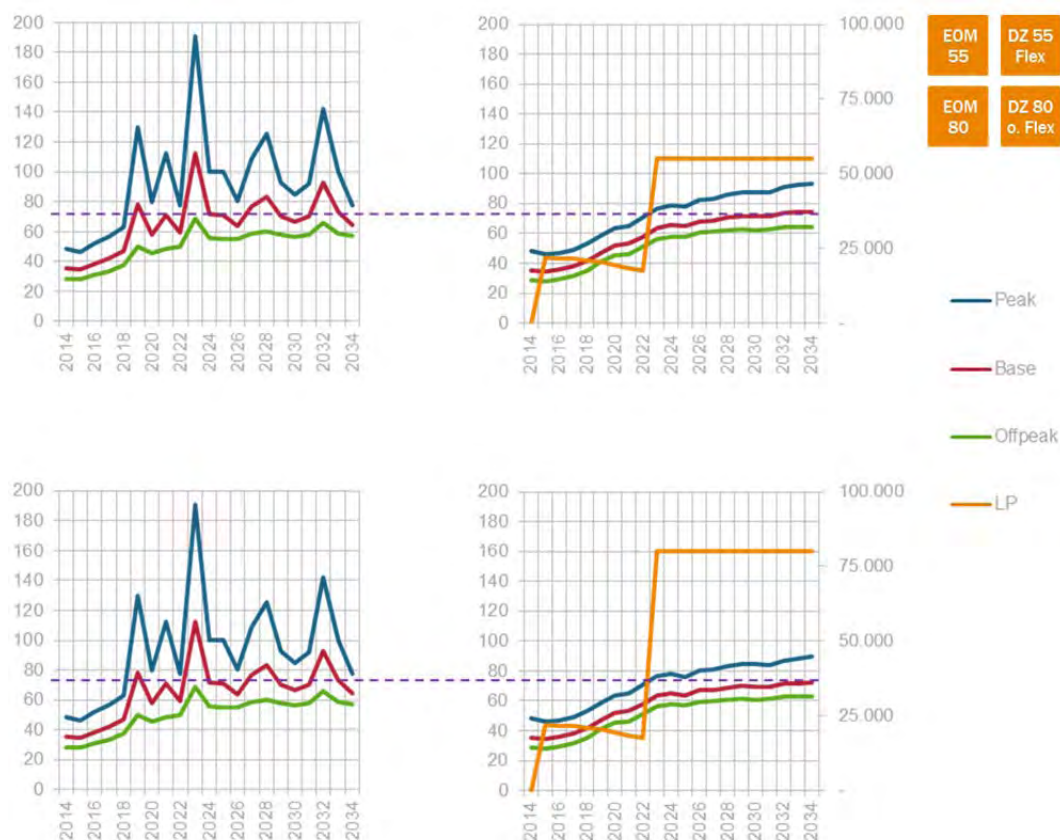


Abbildung 6: Strompreise im EOM (€/MWh) und Leistungspreise im Leistungsmarkt (€/MW) 2014 – 2034

6.1 EOM-Szenarien

Für die EOM-Szenarien (links) ergibt sich ein Marktpreis für Strom, dessen Höhe und Entwicklung wie folgt erklärt werden kann:

- Die Strompreise in den beiden EOM-Szenarien (links in obiger Abbildung) sind zu Beginn (Zeitraum 2014 - 2018) durch die beschriebenen Marktaustritte geprägt. Das Strompreisniveau liegt etwas höher als in den Leistungsmarkt-Szenarien, in denen diese Kraftwerke nicht aus dem Markt austreten und daher dem Markt noch weiter zur Verfügung stehen. Knappheitspreise treten bis 2018 auch in den EOM-Szenarien noch nicht auf.
- Ab 2019 ergeben sich in den beiden EOM-Szenarien Knappheitspreise. Sie werden hervorgerufen, wenn zu Zeitpunkten hoher Stromnachfrage eine Knappheit an Erzeugungskapazität im Strommarkt auftritt und es daher zu einem Einsatz der Netzreserve kommt (vgl. Ausführungen zum EOM-Szenariodesign in Abschnitt 4).
- Knappheitspreise treten jedoch nicht durchgängig in gleichem Umfang auf, sondern mit schwankender Häufigkeit. Treten hohe Strompreise mit einer ausreichenden Häufigkeit auf, lösen sie im Strommarktmodell einen Zubauanreiz für Kraftwerkskapazität aus. Diese Zubauten dämpfen wiederum die Strompreise. Kommt es danach zu (altersbedingten oder politisch induzierten) Stilllegungen, kann wieder Knappheit auftreten. Die Strompreise steigen an, so dass über den Betrachtungszeitraum deutliche Preiszyklen auftreten. Erkennbar ist insbesondere eine ausgeprägte

Preisspitze im Jahr 2023, die mit Beendigung des Kernenergieausstiegs und dem damit einhergehenden Kapazitätsbedarf auftritt.

- Erkennbar ist weiterhin ein unterschiedlich starker Einfluss von Knappheitspreisen auf die drei Stromprodukte Peak, Base und Offpeak.¹² Das Peakprodukt (Tagstunden an Werktagen), welches insbesondere im Winter mit Zeiten von hoher Nachfrage zusammenfällt, wird überdurchschnittlich stark von den in diesem Zeitraum vergleichsweise häufig auftretenden Knappheitspreisen angehoben und zeigt daher die höchste Volatilität. Im Zeitraum des Offpeakprodukts (Nachtstunden und Wochenenden) treten Knappheitspreise weniger häufig auf, die Offpeakpreise sind daher deutlich weniger volatil. Das (zeitgewichtete) Baseprodukt liegt zwischen dem Peak- und Offpeakprodukt. Die Variation der Fixkosten der Gasturbine (55.000 bzw. 80.000 €/MW) hat kaum eine relevante Wirkung auf das Strompreisniveau, da sie vorwiegend den Reservekosten zuzuordnen ist.
- In den beiden EOM-Szenarien wird kein Leistungsmarkt unterstellt, daher existiert auch kein Leistungspreis.

Zur in den EOM-Szenarien unterstellten Höhe des Knappheitspreises wurde für die Untersuchung folgende Abwägung durchgeführt:

- In den hier ausgewerteten EOM-Szenarien wurden Knappheitspreise in Höhe von 3.000 €/MWh angenommen (BKartA 2011, S. 50). Diese Preissetzung orientiert sich an der heute bestehenden Preisobergrenze im day-ahead-Strommarkt der EPEX sowie den wichtigen Nachbarmärkten Nordpool, APX und Belpex. Im Knappheitsfall würden sich mit den heutigen Marktregeln Preise in dieser Größenordnung einstellen, eine Annahme in dieser Größenordnung ist daher gut begründbar.
- Eine alternative Preisstellung, z. B. durch nachfrageseitige Flexibilitäten ohne Fixkosten (bzw. mit geringen Fixkosten) könnte durchaus in einer ähnlichen Größenordnung wie die EPEX-Preisobergrenze liegen, so dass die Aktivierung dieser Option in einer ähnlichen (Preis-)Wirkung münden würde.
- Eine Ausrichtung von Knappheitspreisen an den volkswirtschaftlichen Kosten einer Nichtversorgung mit Strom („Value of lost load“) läge z.T. vermutlich noch deutlich über den genannten 3.000 €/MWh (vgl. ewi 2013).
- Gleiches würde für Knappheitspreise gelten, die sich an der Preisobergrenze des EPEX-Spot Intraday-Marktes orientieren: Hier sind derzeit Preise bis zu einem Limit von 10.000 €/MWh möglich (BKartA 2011, S. 53).
- Wenngleich die hier gewählte Knappheitspreissetzung von 3.000 €/MWh den aktuellen Marktgegebenheiten entspricht und gut begründbar erscheint, bestehen doch Unsicherheiten bzgl. der Höhe der im Knappheitsfall entstehenden Strompreise, in Hinsicht auf Technologieentwicklungen und regulatorische Rahmenbedingungen wie z. B. Preisobergrenzen.
- Daher wurde eine flankierende Sensitivitätsberechnung für die EOM-Szenarien mit einem auf 1.000 €/MWh reduzierten Knappheitspreis durchgeführt. Diese Sensitivität führt annahmegemäß zu einer Deckelung der Knappheitspreise bei 1.000 €/MWh und damit zu geringeren Preisausschlägen. Sie zeigt jedoch auch, dass eine solche Variation keinen entscheidenden Einfluss auf die Grundaussagen der Ergebnisse hat.

¹² Analog zur Definition der EPEX wird in den Modellergebnissen zwischen den Produkten Base (Preisdurchschnitt aller Stunden), Peak (Mo.-Fr. 8.00-20.00 Uhr) und Offpeak (Mo.-Fr. 20.00-8.00 Uhr, Sa, So) unterschieden.

- Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass eine Anpassung der Preissetzung im Knappheitsfall Rückwirkungen auf die Entwicklung des Kraftwerksparks hat. Wird die Höhe des Knappheitspreises abgesenkt, so sinken auch die Zubauanreize für neue Kraftwerke. Dies führt mittel- bis langfristig zu weniger Kraftwerkszubauten und damit indirekt zu einer höheren Anzahl der Stunden mit Knappheit. Vereinfacht kann also festgehalten werden: Je niedriger der unterstellte Knappheitspreis, desto höher die Anzahl an Stunden mit Knappheit, die notwendig sind für einen Investitionsanreiz.¹³
- Aufgrund dieser Überlegungen bleiben die wesentlichen Aussagen des Szenariovergleichs (siehe Abschnitte 7 und 8) auch bei einer Variation des technischen Preislimits bestehen.

6.2 Leistungsmarkt-Szenarien

Für die Leistungsmarkt-Szenarien (rechts in Abbildung 6) ergeben sich Marktpreise für Strom und für Leistung, die nachfolgend separat erläutert werden:

Strompreise:

- Die Strompreise in den beiden Leistungsmarkt-Szenarien (rechts) zeigen keine starken Preisausschläge. Knappheitspreise bzw. eine Preissetzung durch eine Netzreserve o. ä. treten nicht auf, da alle zur Lastdeckung nachgefragten Kraftwerke neben einem Deckungsbeitrag aus dem Strommarkt einen Leistungspreis erhalten und damit über diese beiden Märkte die betriebswirtschaftlich entscheidungsrelevanten Kosten decken können.
- Daher ist kein Einsatz der Reserve notwendig, die die Preisstellung wie in den EOM-Szenarien beeinflussen würde; die Strompreisentwicklung ist im Vergleich zu den EOM-Szenarien (in denen Knappheitspreise bzw. eine Preissetzung durch die Netzreserve auftreten), deutlich weniger volatil. Die Strompreisentwicklung wird in den Leistungsmarkt-Szenarien nur durch fundamentale Faktoren (z. B. Brennstoffpreissteigerungen) bestimmt.
- Dies gilt im Szenariovergleich insbesondere für die Jahre 2019 – 2023, in denen in den Leistungsmarkt-Szenarien keine Knappheitspreise auftreten, wohingegen in den EOM-Szenarien eine hohe Strompreisvolatilität herrscht.
- In der ersten Hälfte des Betrachtungszeitraums liegen die Strompreise in den Leistungsmarkt-Szenarien daher im Mittel niedriger als in den EOM-Szenarien. In der zweiten Hälfte des Betrachtungszeitraums schwanken sie deutlich weniger stark als in den EOM-Szenarien und liegen im Mittel auf ähnlichem Niveau wie in den Szenarien ohne Leistungsmarkt.
- Im Szenario DZ 80 o. Flex liegt der Strompreis im Mittel auf einem leicht niedrigeren Niveau als im Szenario DZ 55 Flex. Dies ist auf den etwas stärkeren Zubau von Kraftwerkskapazität in Deutschland zurückzuführen, der sich im Strommarkt preismindernd auswirkt. Dem steht annahmegemäß ein höherer Leistungspreis im Szenario DZ 80 o. Flex gegenüber.

¹³ Ähnliche Überlegungen gelten auch für die Wirkung regulatorischer Preisobergrenzen oder das Verbot von Preisaufschlägen (mark-ups), die z. B. eingeführt werden könnten, um die Verbraucherbelastung regulatorisch zu begrenzen. Auch eine solche Vorgabe hemmt Investitionsanreize und würde in einem reinen EOM-Szenario damit zu einer zunehmenden Verlagerung von Kapazitäten in die Netzreserve führen und könnte in letzter Konsequenz die Versorgungssicherheit gefährden.

Leistungspreise:

- Der Leistungsmarkt startet modellendogen ab 2015, weshalb Leistungspreise ab 2015 auftreten und die EOM-Preise in 2014 in den Szenarien weitgehend identisch sind.
- Bis 2022 wird der Leistungspreis durch Bestandskraftwerke gesetzt. Er bewegt sich in der Höhe der nicht gedeckten Fixkosten dieser Bestandskraftwerke. Da der Leistungspreis annahmegemäß die fehlenden Deckungsbeiträge der im Leistungsmarkt nachgefragten Kraftwerke widerspiegelt, führt die zunehmende Auslastung der Bestandskraftwerke im EOM (bei steigenden Strompreisen) im Zeitraum bis 2022 zu moderat sinkenden Leistungspreisen.
- In diesem Zeitraum ist Leistung noch nicht „technisch“ knapp, gesicherte Leistung hat jedoch durch die Unwirtschaftlichkeit eines Teils der Bestandskraftwerke bereits einen ökonomischen Wert und im Leistungsmarkt damit auch einen Preis.
- Mit dem Kapazitätsbedarf im Zuge des Kernenergieausstiegs steigen die Leistungspreise 2022 auf ein höheres Niveau, die Preissetzung erfolgt dann durch neu zu bauende Kraftwerke. Aufgrund nicht oder nur teilweise gedeckter Kapitalkosten ist die finanzielle „Deckungslücke“ dieser Kapazitäten größer und der Leistungspreis fällt daher höher aus.
- Langfristig stellen sich Leistungspreise ein, die stabil auf dem Niveau der Kosten einer neuen Gasturbine liegen – je nach Szenario 55.000 €/MW/a (DZ 55 Flex) oder 80.000 €/MW/a (DZ 80 o. Flex).
- Der Unterschied der Leistungspreise zwischen den Szenarien DZ 55 Flex und DZ 80 o. Flex ergibt sich durch die unterschiedlichen Kostenannahmen für die Gasturbine als preissetzende Technologie im Leistungsmarkt. Die höheren Leistungspreise im Szenario DZ 80 o. Flex sind u. a. auch Auslöser des in Abbildung 4 gezeigten zusätzlichen Zubaus von GuD in diesem Szenario ggü. dem Szenario DZ 55 Flex, welches niedrigere Leistungspreise zeigt. Dieser Effekt erklärt auch die im Mittel etwas niedrigeren Strompreise im Szenario DZ 80 o. Flex mit höheren Leistungspreisen.
- Die im Szenario DZ 55 Flex angenommenen Lastflexibilitätspotenziale haben unter den hier angenommenen Entwicklungen keine größeren Auswirkungen auf die Leistungspreise, da sie im Leistungsmarkt langfristig nicht preissetzend sind. Sie ersetzen jedoch kosteneffizient den Zubau von Gasturbinen.

6.3 Fazit zur Großhandelspreisentwicklung

Als Fazit aus diesem Abschnitt lässt sich festhalten:

- In den EOM-Szenarien stellen sich ausgeprägte Preiszyklen ein, sobald im EOM Knappheitsstunden auftreten. Entscheidend für deren Ausmaß und Häufigkeit ist, neben dem unterstellten Einsatz der Netzreserve in Knappheitsstunden zu 3.000 €/MWh, wie stark die Marktakteure bereit und in der Lage sind, langfristige Marktentwicklungen zu antizipieren und im Rahmen von Risikoabwägungen in ihre betriebswirtschaftlichen Entscheidungen zu Zubauten und ggf. Marktaustritten einzubeziehen (vgl. hierzu Abwägung und Diskussion auf S. 43).
- Auch eine Variation des angenommenen Maximalpreises im EOM (Beschränkung auf 1.000 €/MWh) führt nicht zu grundlegend anderen Aussagen, da bei niedrigeren Preisgrenzen die Häufigkeit von Knappheitsstunden ansteigt, die notwendig sind, damit Kraftwerksneubauten alleine auf Basis des EOM-Preissignals ausgelöst werden.
- In den Leistungsmarktszenarien zeigen die Modellergebnisse ein frühzeitiges und stabiles Leistungspreissignal.
- Bis 2022 wird der Leistungspreis in den Leistungsmarkt-Szenarien durch Bestandskraftwerke gesetzt. Er bewegt sich in der Höhe der nicht gedeckten Fixkosten der Bestandskraftwerke.
- Mit dem Bedarf an neuen Kraftwerken steigen die Leistungspreise 2022 auf ein neues, höheres Niveau, die Preissetzung erfolgt dann durch neu zu bauende Kraftwerke. Insbesondere aufgrund der nicht oder nur anteilig im EOM gedeckten Kapitalkosten ist deren finanzielle „Deckungslücke“ größer und der Leistungspreis fällt höher aus.
- Durch seine kontinuierlichere Anreizwirkung glättet ein Leistungsmarkt die Preiszyklen des EOM und dämpft insgesamt das Strompreisniveau. Trotzdem bestehen verlässliche Investitionsanreize.

7 Systemkosten der Stromerzeugung

Für einen umfassenden Vergleich der berechneten Szenarien, insbesondere im Hinblick auf die Effekte des abgebildeten Marktdesigns, ist eine integrierte Abwägung und Betrachtung der verschiedenen Kosten- und Nutzeneffekte notwendig. Aus energiewirtschaftlicher Perspektive stellen die Systemkosten der Stromerzeugung einen geeigneten Maßstab dar, um die übergeordnete Eignung von Marktdesignszenarien zu bewerten und zu vergleichen; diese Analyse wird nachfolgend beschrieben.

7.1 Methodik zur Analyse der Systemkosten

In der hier durchgeführten Analyse umfassen Systemkosten alle Kosten, die die deutsche Energiewirtschaft für die Stromerzeugung aufwendet.¹⁴ Im Szenarienvergleich bieten die Systemkosten (bzw. deren relative Veränderung) daher einen Maßstab dafür, wie effizient ein Strommarktdesign die Entscheidungen der Marktakteure koordiniert. Je effizienter das Marktdesign ist, desto niedriger fallen die Gesamtkosten des Erzeugungssystems (Systemkosten) aus. Für die Einschätzung der energiewirtschaftlichen Effizienz eines Marktdesigns ist dabei nicht die absolute Höhe der Systemkosten ausschlaggebend, sondern wie sich diese zwischen den verschiedenen Szenarien verändern. Aus diesem Grund werden im Folgenden stets **Systemkostendifferenzen** betrachtet.

Nachfolgende Abbildung zeigt die in diesem Bericht verwendete Definition der Systemkosten der Stromerzeugung und welche Ergebnisgrößen hierin eingehen (rechter Abschnitt). Ergänzend dargestellt ist, wie sich die Analysegröße der Verbraucherbelastung (linker Abschnitt) zusammensetzt (siehe Abschnitt 8).

Die Systemkosten der Stromerzeugung bilden sich aus den folgenden Bestandteilen:

1. Fixkosten des konventionellen Kraftwerksparks,
2. Variable Kosten des konventionellen Kraftwerksparks und
3. Nettoimportkosten.

¹⁴ Dies stellt eine kostenbasierte Betrachtung dar, Erlöse bzw. Verteilungseffekte werden an dieser Stelle explizit nicht betrachtet.

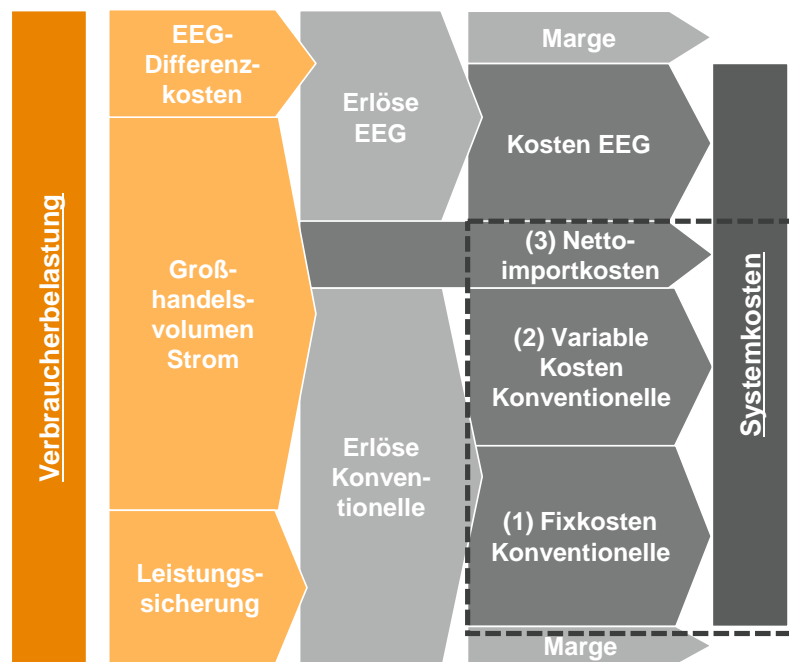


Abbildung 7: Definition der Systemkosten (umrandetes Segment) und der Verbraucherbelastung

Bei der Interpretation des hier verwendeten Systemkostenbegriffs sind die folgenden Anmerkungen zu beachten:

- Kosten für Stromtransport und -verteilung („Netzkosten“) werden als zwischen den Szenarien konstant und für den Kostenvergleich nicht relevant angenommen. Sie werden daher im Folgenden nicht in den zu vergleichenden Systemkosten bilanziert.
- Da annahmegemäß die EE-Erzeugung nach Strommenge und Technologiezusammensetzung zwischen den Szenarien identisch ist, sind auch die Kosten der EE-Stromerzeugung zwischen den Szenarien gleich. Somit sind die EE-Kosten für die absolute Höhe der Systemkosten zwar relevant, sie fließen aber nicht in den Szenariovergleich ein.
- Inländische Margen (oder Defizite) der Marktakteure fließen nicht in die Systemkosten ein, sind jedoch für die Verbraucherbelastung (indirekt über die verschiedenen Märkte) relevant (vgl. Abschnitt 8).
- Im verwendeten Modell werden europäische Wechselwirkungen (Kuppelstellen, Importe und Exporte, etc.) abgebildet. Um die Effekte auf den Sektor der deutschen Stromerzeugung zu erfassen, wird bei der Festlegung von Systemgrenzen ein nationaler Kostenbegriff verwendet. Die gewählte Systemgrenze umfasst den deutschen Strommarkt (Verbraucher, Erzeuger). Daraus folgt, dass Stromimporte als Kosten erfasst werden, während Stromexporten Erlöse gegenüberstehen. Import- und Exportmengen werden stundenscharf zu inländischen Strompreisen bewertet. Saldiert stellen sie die „Nettoimportkosten“ des Systems dar. Hinsichtlich der Behandlung von Stromexporten und -importen in der vorliegenden Studie ist die folgende Abwägung zu berücksichtigen:
 - Die Handelsbilanz an der Systemgrenze ist für die Systemkostenbetrachtung zu bewerten. Würden beispielsweise Importe nicht mit (System)kosten belastet, so würde dies den Vergleich der Szenarien erschweren bzw. verzerren (gleiches gilt analog für die Behandlung von Exporten). So wären Importe in

diesem Fall per definitionem günstiger als inländische Erzeugung und ein Szenario mit höheren Importen hätte somit einen nicht gerechtfertigten Kostenvorteil.

- Es ist daher notwendig, einen Bewertungsmaßstab für die Handelsbilanz an der Systemgrenze festzulegen. Der Strompreis kann an dieser Stelle als geeigneter Bewertungsmaßstab für die Kosten und Erlöse aus Systemsicht dienen. Grundlage hierfür könnten grundsätzlich die jeweiligen stundenscharf zugeordneten deutschen oder ausländischen Strompreise (oder Mischansätze daraus) sein. Beide Bewertungsansätze konvergieren in den Stunden, in denen die Strompreise in den benachbarten Märkten gleich sind, d. h. wenn (temporär) kein Engpass besteht.
 - Im aktuellen Marktgeschehen wird die Stromerzeugung, die aus Deutschland in den Export geht, grundsätzlich mit dem inländischen Strompreis vergütet. Gleichmaßen zahlen Stromverbraucher in Deutschland für Importmengen den inländischen Strompreis. Unter der hier zu Grunde liegenden Systemdefinition wird daher auf die inländischen Strompreise als Bewertungsmaßstab abgestellt.¹⁵ Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Höhe des inländischen Strompreises durch Importe/Exporte jeweils beeinflusst wird, eine Wechselwirkung die das verwendete Fundamentalmodell abbildet.
 - Eine Bewertung der Handelsflüsse zu Inlandsstrompreisen führt tendenziell zu einer höheren Gewichtung der Importe und zu einer geringeren Gewichtung der Exporte in den Nettoimportkosten (im Vergleich zur Bewertung zu Auslandsstrompreisen). Der gewählte Bewertungsmaßstab wendet sich dabei nicht gegen die Vorteile des europäischen Stromhandels, er wird aber der Notwendigkeit gerecht, die Handelsmengen zu bewerten.
- Die Analysen der Systemkosten werden ebenfalls für den Betrachtungszeitraum von 2014 bis 2034 durchgeführt. Investitionskosten werden dabei annuitätisch verteilt.

7.2 Ergebnisse des Szenariovergleichs

Im Folgenden werden die Ergebnisse des Szenariovergleichs in Bezug auf die Systemkosten dargestellt und erläutert.

7.2.1 Szenario EOM 55 im Vergleich zum Szenario DZ 55 Flex

Nachfolgende Abbildung fasst die Systemkostendifferenzen des Szenarios EOM 55 zum Szenario DZ 55 Flex zusammen. Diese beiden Szenarien basieren auf tendenziell niedrigen Kostenannahmen für die Leistungsvorhaltung (Vollkosten der Gasturbine: 55.000 €/MW/a) und sind daher grundsätzlich vergleichbar. Systemkostensenkungen des Leistungsmarktszenarios im Vergleich zum EOM-Szenario sind nach oben abgetragen (positiv), Systemkostensteigerungen nach unten (negativ). Der rechte Balken der Abbildung zeigt den Gesamteffekt auf die Systemkosten, der sich als Summe der anderen Effekte ergibt.

¹⁵ D.h. Kuppelrenten von Händlern und insbesondere den Netzbetreibern, die die Kuppelkapazitäten bewirtschaften, werden nicht einbezogen. Dies erscheint hier sinnvoll, da die zu Grunde liegende Systemdefinition auf den deutschen Strommarkt abstellt, die Kuppelkapazitätsbetreiber aber nicht eindeutig dem deutschen Strommarkt zugerechnet werden können.

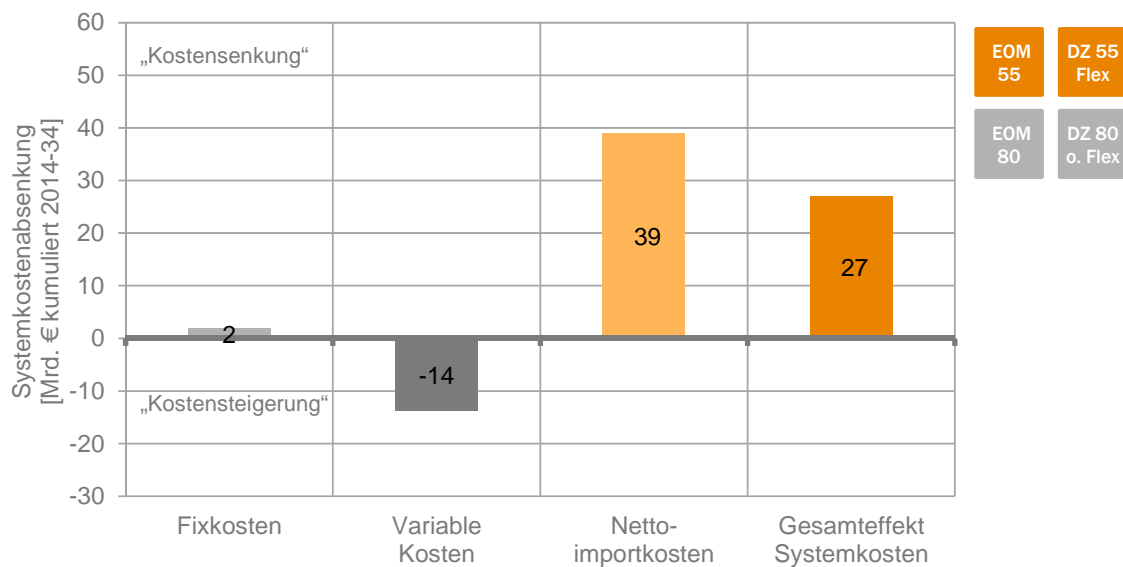


Abbildung 8: Vergleich der Systemkosten im Szenario EOM 55 und DZ 55 Flex.
 Eine Absenkung von Systemkostenbestandteilen durch einen Leistungsmarkt ist nach oben (positiv) abgetragen.
 Negative Werte stehen daher für eine Erhöhung der Systemkosten im Leistungsmarkt-Szenario.

Der Vergleich zeigt, dass das Szenario DZ 55 Flex mit einem dezentralen Leistungsmarkt kumuliert über den Betrachtungszeitraum 2014 bis 2034 **rund 27 Mrd. € geringere Systemkosten** aufweist, als das Szenario EOM 55. Bezogen auf den Nettostromverbrauch in Deutschland liegt der spezifische Kostenminderungseffekt eines Leistungsmarktes im Szenario DZ 55 Flex ggü. dem Szenario EOM 55 bei **rund 2,3 €/MWh**.

Im Einzelnen zeigt das Leistungsmarktszenario DZ 55 Flex ggü. dem EOM-Szenario EOM 55 über den Betrachtungszeitraum bis 2034:

1. geringere Fixkosten (2 Mrd. €). Dies ist zu erklären mit der Vermeidung von fixkostenintensivem Kraftwerksneubau, der im Szenario DZ 55 Flex durch die Vermeidung von anfänglichen Marktaustritten und dem Einsatz von Lastflexibilität in geringerem Umfang notwendig wird und das System im Szenario EOM 55 über den gesamten Betrachtungszeitraum daher etwas fixkostenlastiger macht.
2. höhere variable Kosten (14 Mrd. €). Dies ist zu erklären mit einer höheren inländischen Erzeugung im Leistungsmarktszenario DZ 55 Flex, für die zusätzlicher Brennstoffeinsatz notwendig wird, was zu höheren variablen Kosten führt.
3. geringere Nettoimportkosten (39 Mrd. €). Da im Leistungsmarktszenario DZ 55 Flex mehr inländische Kapazität und Erzeugung zur Verfügung steht, werden Stromimporte (insbesondere zu Hochpreiszeiten) substituiert. Dies entlastet die Systemkosten in relevantem Umfang.

Im Zeitverlauf spiegelt der Systemkostenvergleich der beiden Szenarien die wesentlichen Szenarioergebnisse wider. So weist das Szenario EOM 55 in den ersten Jahren ab 2014 bis zur Beendigung des Kernenergieausstiegs etwas niedrigere Systemkosten auf, da insgesamt weniger Kraftwerke im System vorhanden sind (Effekt der Marktaustritte) und die später relevanten Nettoimportkosten in den ersten Jahren der Analyse noch wenig ins Gewicht fallen. Mit Beginn der 2020er Jahre kehrt sich dieser anfängliche Systemkostenvorteil des EOM-Szenarios jedoch um und es kommt zu den oben beschriebenen Kosteneffekten, die zu einem nachhaltigen Systemkostenvorteil des Leistungsmarktszenarios DZ 55 Flex führen. Im Gesamteffekt verbleibt so eine Senkung der Systemkosten im Leistungsmarktszenario DZ 55 Flex um rund 27 Mrd. € (kumuliert 2014 bis 2034) ggü. dem EOM-Szenario EOM 55.

7.2.2 Szenario EOM 80 im Vergleich zum Szenario DZ 80 o. Flex

Nachfolgende Abbildung fasst die Systemkostendifferenzen des Szenarios EOM 80 zum Szenario DZ 80 o. Flex zusammen. Diese beiden Szenarien basieren auf tendenziell hohen Kostenannahmen für die Leistungsvorhaltung (Vollkosten der Gasturbine: 80.000 €/MW/a) und werden daher hier verglichen. Systemkostensenkungen des Leistungsmarktszenarios im Vergleich zum EOM-Szenario sind in der Abbildung nach oben abgetragen (positiv), Systemkostensteigerungen nach unten (negativ). Der rechte Balken der Abbildung zeigt den Gesamteffekt auf die Systemkosten, der sich als Summe der anderen Effekte ergibt.

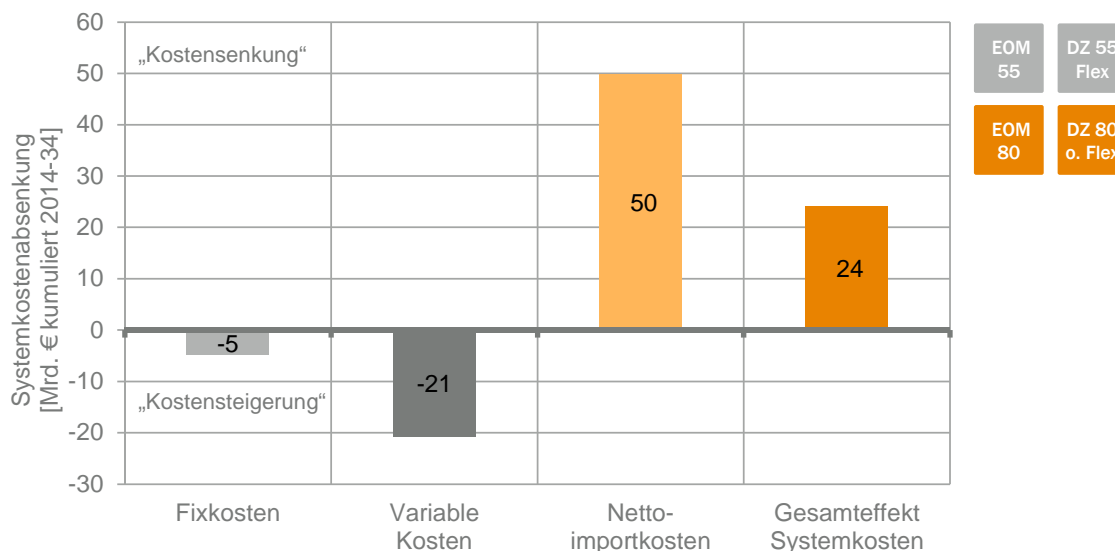


Abbildung 9: Vergleich der Systemkosten im Szenario EOM 80 und DZ 80 o. Flex
 Eine Absenkung von Systemkostenbestandteilen durch einen Leistungsmarkt ist nach oben (positiv) abgetragen.
 Negative Werte stehen daher für eine Erhöhung der Systemkosten im Leistungsmarkt-Szenario.

Der Vergleich zeigt, dass das Szenario DZ 80 o. Flex mit einem dezentralen Leistungsmarkt kumuliert über den Betrachtungszeitraum 2014 bis 2034 **rund 24 Mrd. € geringere Systemkosten** aufweist, als das Szenario EOM 80. Bezogen auf den Nettostromverbrauch in Deutschland liegt der spezifische Kostenminderungseffekt eines Leistungsmarktes im Szenario DZ 80 o. Flex ggü. dem Szenario EOM 80 bei **rund 2,1 €/MWh**.

Im Einzelnen zeigt das Leistungsmarktszenario DZ 80 o. Flex ggü. dem EOM-Szenario EOM 80 über den Betrachtungszeitraum bis 2034:

1. höhere Fixkosten (5 Mrd. €). Der (umfangreichere) Kraftwerkspark im Leistungsmarkt-Szenario weist in Summe etwas höhere Fixkosten auf, als der des EOM-Szenarios.
 - Der Unterschied zur Szenariopaarung EOM 55 / DZ 55 Flex ergibt sich hier durch die Veränderung der Annahmen zur Lastflexibilität (die im hier dargestellten Szenario DZ 80 o. Flex nicht vorhanden ist).
2. höhere variable Kosten (21 Mrd. €). Dies ist zu erklären mit der vermehrten inländischen Erzeugung im Leistungsmarktszenario, für die zusätzlicher Brennstoffeinsatz notwendig wird.
 - Das Szenario DZ 80 o. Flex weist etwas höhere Kraftwerkskapazitäten auf als das Szenario DZ 55 Flex. Es wird auch mehr Strom im Inland erzeugt, was höhere variable Kosten innerhalb des betrachteten Systems zur Folge hat.

3. geringere Nettoimportkosten (50 Mrd. €). Da im Leistungsmarktszenario DZ 80 o. Flex mehr inländische Kapazität und Erzeugung¹⁶ zur Verfügung steht, werden Importe (insbesondere zu Hochpreiszeiten) substituiert. Dies entlastet die Systemkosten, da der inländische Aufwand für die Erzeugung (insbesondere variable Kosten) unterhalb der Kosten der Importe liegt.
 - Durch die höhere Stromerzeugung weist der DZ 80 o. Flex auch ggü. dem Szenario DZ 55 Flex eine höhere Absenkung der Nettoimportkosten auf.

Der Systemkostenvergleich der beiden Szenarien im Zeitverlauf spiegelt ebenfalls die wesentlichen Szenarioergebnisse wider. So hat das Szenario EOM 80 in den Jahren 2014 bis 2022 etwas geringere Systemkosten, da insgesamt weniger Kraftwerke im System vorhanden sind (Effekt anfänglicher Marktaustritte) und die Nettoimportkosten in den ersten Jahren der Analyse noch nicht relevant sind. Mit Beginn der 2020er Jahre kehrt sich dieser vorübergehende Systemkostenvorteil des EOM-Szenarios jedoch um und es kommt zu den oben beschriebenen Effekten, die zu einem nachhaltigen Systemkostenvorteil des Leistungsmarktszenarios DZ 80 o. Flex führen. Im Gesamteffekt verbleibt so eine Senkung der Systemkosten im Leistungsmarktszenario DZ 80 o. Flex um rund 24 Mrd. € ggü. dem EOM-Szenario EOM 80.

An dieser Stelle ist darauf hinzuweisen, dass die Systemkostendämpfung im Rahmen der Marktdesignentscheidung nicht einfach maximiert werden kann, indem z. B. der hier untersuchte Leistungsmarkt erst zum Ende der Dekade (z. B. zum Jahr 2020) eingeführt und damit ein „idealer“ zeitlicher Verlauf der dargestellten Systemkostenentwicklung realisiert würde. Denn die Systemkostenentlastungen durch den Leistungsmarkt basieren auch auf der **Wirkung des Mechanismus in den Jahren vor dem Kernenergieausstieg**. Für die vollständige Realisierung der hier erläuterten Effekte und Entwicklungen wäre daher eine zeitnahe Einführung des Leistungsmarktes notwendig.

¹⁶ Aufgrund des höheren Leistungspreises im Szenario DZ 80 o. Flex werden zusätzliche GuD-Anlagen investiert, so dass die Reduktion der Nettoimportkosten im Vergleich zum Szenario DZ 55 Flex um rund 11 Mrd. € höher ausfällt. Dies steigert die inländische Erzeugung, erhöht jedoch auch die variablen Kosten, die im Szenario DZ 80 o. Flex rund 7 Mrd. € höher liegen als im Szenario DZ 55 Flex.

7.3 Fazit zur Systemkostenentwicklung

Als Fazit der Systemkostenentwicklungen im Vergleich der EOM- und Leistungsmarkt-Szenarien lässt sich Folgendes festhalten:

- Die Einführung eines Leistungsmarktes führt im Vergleich zur Fortführung eines reinen EOM nicht zu einer Kostenerhöhung, sondern kann die Kosten des Erzeugungssystems mittel- bis langfristig senken.
- Bis 2018 liegen die Systemkosten des Leistungsmarktes dabei leicht höher als im EOM, da ein umfangreicherer Kapitalstock erhalten wird. Dies stellt sich jedoch insbesondere im Kontext des Kernenergieausstieges als eine „produktive Systeminvestition“ heraus.
- Insgesamt liegt die Kostendämpfung, je nach Szenario, in der Größenordnung von 24 bis 27 Mrd. € bis 2034. Die spezifische Kostendämpfung über den gesamten Zeitraum liegt bei rund 2,1 bis 2,3 €/MWh, bezogen auf den Nettostromverbrauch in Deutschland.
- Der Effizienzvorteil des Leistungsmarktes ggü. dem EOM ist insbesondere auf Investitionsanreizwirkungen des Leistungspreises zurückzuführen. So werden in den Leistungsmarktszenarien Investitionen, die zu Grenzkosten im Strommarkt agieren, zum Teil zeitlich vorgezogen. Dies führt zwischen 2014 und 2034 zu einer um rund 220 bis 340 TWh höheren inländischen Stromerzeugung als in den EOM-Szenarien. Darüber hinaus besteht auch durch die Sicherung von Bestandskapazitäten ein insgesamt etwas höheres Niveau der inländischen im Strommarkt anbietenden Kapazitäten.
- Damit geht eine Reduktion von Importen insbesondere in Hochpreisstunden einher, die aus Binnenperspektive (Systemgrenze Deutschland) kostenerhöhend wirken. Der Vermeidung dieser kostenintensiven Importe stehen in den Leistungsmarktszenarien zusätzliche (insbesondere variable) Kosten in Deutschland gegenüber, die aber niedriger liegen als die Importkosten und daher in Summe die Systemkosten entlasten.
- Die Sensitivitätsberechnung bzgl. Lastflexibilität zeigt: Nimmt man an, dass ein dezentraler Leistungsmarkt im Gegensatz zu einem EOM ohne Leistungsmarkt nachfrageseitige Flexibilitätspotenziale aktiviert, so wird das System dadurch sichtbar „leistungseffizienter“ und die Fixkosten des Systems sinken. Ergänzende Sensitivitätsrechnungen zeigen, dass bei ausbleibender Erschließung von Lastflexibilität die Systemkostenvorteile eines Leistungsmarktes ggü. dem EOM gedämpft werden. Dies jedoch nur in begrenztem Umfang, die absolute Vorteilhaftigkeit im Vergleich zu den EOM-Szenarien bleibt auch ohne die Erschließung von Lastflexibilität erhalten.
- Der Effizienzvorteil eines Leistungsmarktes ggü. dem EOM liegt in einer relevanten Größenordnung. Damit kann auf eine „methodische Reserve“ der Untersuchung verwiesen werden, die mögliche gegenläufige Effekte ausgleichen könnte, was die Robustheit der Ergebnisse erhöht. Darüber hinaus stellt sich der Kostenvorteil der Leistungsmarktszenarien im Rahmen der hier untersuchten Sensitivitäten als stabil dar, insbesondere was eine Veränderung der Fixkosten der Gasturbine als Referenztechnologie der Leistungsvorhaltung betrifft.

8 Verbraucherbelastung

Für die Gesamtwirkung der hier untersuchten Szenarien auf die Verbraucherbelastung¹⁷ sind verschiedene und z. T. gegenläufige Effekte integriert zu berücksichtigen. Dies erfolgt im nachfolgenden Abschnitt.

8.1 Methodik zur Analyse der Verbraucherbelastung

Ziel der vorliegenden Untersuchung ist die Ableitung der Änderung der Verbraucherbelastung durch Einführung eines Leistungsmarktes. Hierfür ist nicht die absolute Höhe der Verbraucherbelastung ausschlaggebend, sondern wie diese sich zwischen den verschiedenen Szenarien verändert. Daher werden im Folgenden stets die **Differenzen der Verbraucherbelastung** betrachtet. Im Szenariovergleich bieten die Verbraucherkosten somit einen Maßstab dafür, zu welcher Be- bzw. Entlastung der Stromverbraucher ein Strommarktdesign im Vergleich mit anderen Szenarien führt.

Nachfolgende Abbildung zeigt die in diesem Bericht verwendete Definition der Verbraucherbelastung und welche Ergebnisgrößen darin eingehen (linker Abschnitt, umrandetes Segment). Relevante Zahlungsströme entstehen vor allem durch:

1. die EEG-Differenzkosten,
2. das Stromgroßhandelsvolumen
3. und die Verbraucherbelastung durch Leistungsvorhaltung.

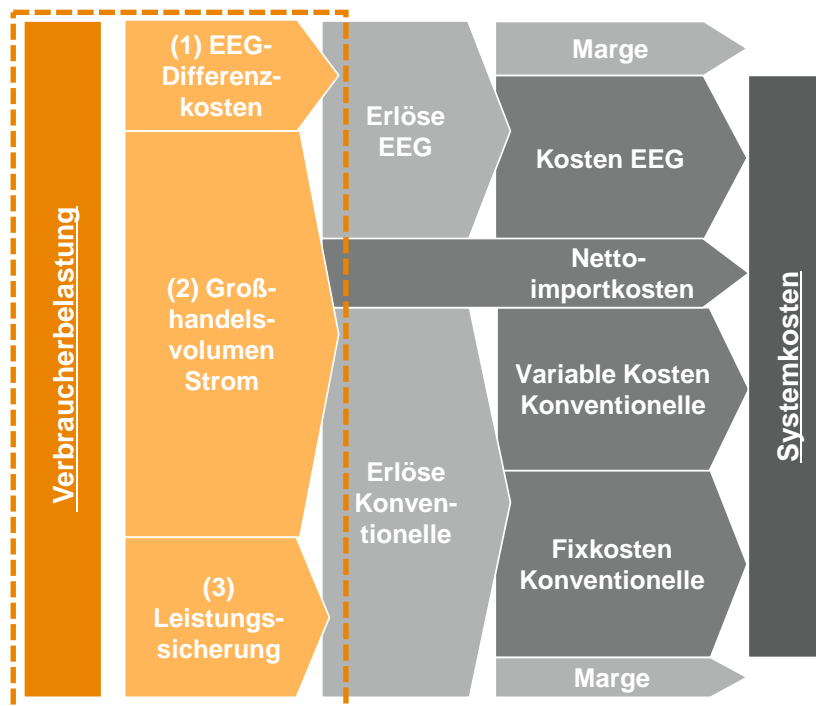


Abbildung 10: Definition der Systemkosten und der Verbraucherbelastung (umrandetes Segment)

¹⁷ Als „Verbraucher“ werden hier die Stromverbraucher aus allen Sektoren bezeichnet, die Strom nachfragen.

Bei der Interpretation der hier verwendeten Definition der Verbraucherbelastung sind die folgenden Anmerkungen zu beachten:

- In der vorliegenden Betrachtung umfasst die Verbraucherbelastung alle Zahlungen, die Verbraucher (über alle Sektoren wie Haushalte, Gewerbe, Industrie) für die Stromerzeugung aufwenden. Zahlungen für Stromtransport und -verteilung, Vertriebskosten und -margen sowie Steuern werden dabei nicht erfasst.
- Bei Ableitung der Großhandelsbelastung und der EEG-Differenzkosten werden stundenscharfe Bewertungen vorgenommen: Die für die Verbraucher relevanten Zahlungen ergeben sich dabei als Produkt aus den zeitlich aufgelösten Börsenpreisen für Strom und den zeitgleich nachgefragten Strommengen bzw. den erzeugten EE-Mengen.
- Die Abbildung dieser Effekte basiert auf der Annahme, dass Änderungen des Großhandelspreises an die Verbraucher weitergegeben werden. In Realität kann sich eine Weitergabe von Preisänderungen nach oben oder unten (z. B. über den Terminhandel) natürlich verzögern, es ist jedoch nicht davon auszugehen, dass ein solches Verhalten über längere Zeiträume Bestand hat, weshalb die Annahme eines direkten Zusammenhangs zwischen Großhandelspreisen und Verbraucherbelastung über die Betrachtungsperiode von 20 Jahren plausibel ist.
- Grundsätzlich sollten Systemkosteneffekte zumindest mittel- bis langfristig auch die Entwicklung der Verbraucherbelastung bestimmen. Insbesondere kurzfristig kann es jedoch zu Abweichungen kommen, so dass eine separate Auswertung der Verbraucherbelastung sinnvoll ist.

8.2 Ergebnisse des Szenariovergleichs

Im Folgenden werden die Ergebnisse des Szenariovergleichs in Bezug auf die Verbraucherbelastung dargestellt und erläutert.

8.2.1 Szenario EOM 55 im Vergleich zum Szenario DZ 55 Flex

Nachfolgende Abbildung fasst die Differenzen der Verbraucherbelastung im Szenario EOM 55 im Vergleich zum Szenario DZ 55 Flex zusammen. Diese beiden Szenarien basieren auf tendenziell niedrigen Kostenannahmen für die Leistungsvorhaltung und sind daher vergleichbar. Eine Abnahme der Verbraucherbelastung im Leistungsmarktszenario (ggü. dem EOM-Szenario) ist in der Abbildung nach oben (positiv) abgetragen, eine Zunahme nach unten (negativ). Der rechte Abschnitt der Abbildung zeigt den Gesamteffekt auf die Verbraucherbelastung, der sich als Summe der anderen Effekte ergibt.

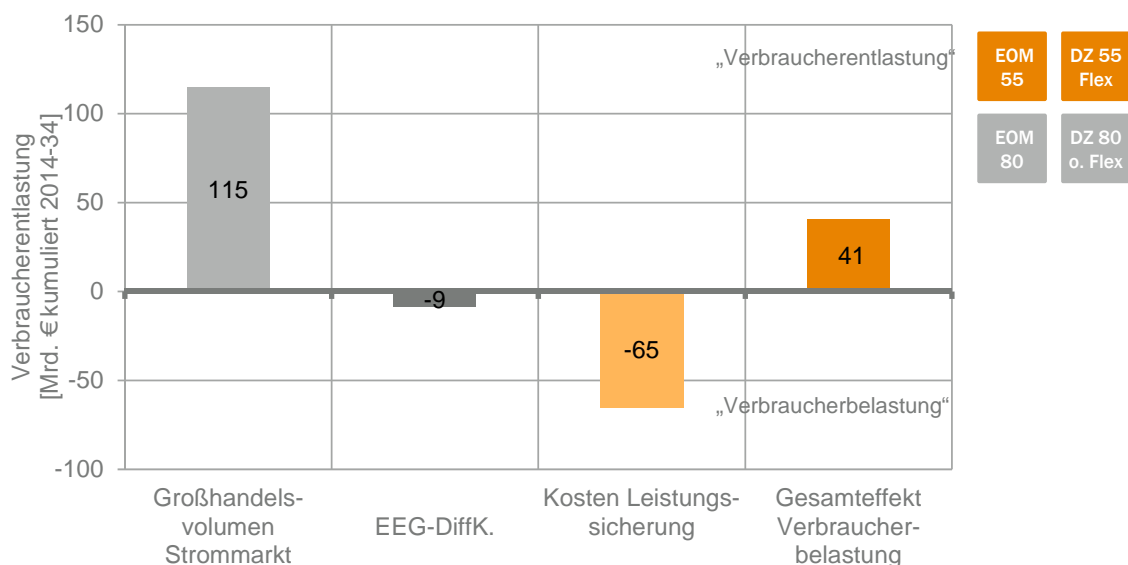


Abbildung 11: Vergleich der Verbraucherbelastung im Szenario EOM 55 und DZ 55 Flex. Eine Absenkung der Verbraucherbelastung durch einen Leistungsmarkt ist nach oben (positiv) abgetragen.
Negative Werte stehen daher für eine Erhöhung der Systemkosten im Leistungsmarkt-Szenario.

Der Vergleich zeigt, dass das Szenario DZ 55 Flex mit einem dezentralen Leistungsmarkt kumuliert über den Betrachtungszeitraum 2014 bis 2034 eine um **rund 41 Mrd. € geringere Verbraucherbelastung** aufweist, als das Szenario EOM 55. Bezogen auf den Nettostromverbrauch in Deutschland liegt der spezifische Kostenminderungseffekt eines Leistungsmarktes für die Verbraucher im Szenario DZ 55 Flex ggü. dem Szenario EOM 55 bei **rund 3,5 €/MWh**. Im Einzelnen zeigt das Leistungsmarktszenario DZ 55 Flex ggü. dem EOM-Szenario EOM 55 über den Betrachtungszeitraum bis 2034:

1. ein geringeres Großhandelsvolumen (115 Mrd. €). Dies ist zu erklären mit der Vermeidung von Knappheitspreisen im Strommarkt durch den Leistungsmarkt im Szenario DZ 55 Flex. Im EOM-Szenario EOM 55 treten hingegen ab 2019 Knappheitspreise auf, welche die Stromverbraucher im Zeitraum bis 2034 ggü. dem Vergleichsszenario mit zusätzlich 115 Mrd. € belasten.
2. höhere EEG-Differenzkosten (9 Mrd. €). Höhere Strompreise führen dazu, dass ein größerer Teil der EEG-Kosten über den Strommarkt gedeckt werden kann. Aus diesem Grund liegen die EEG-Differenzkosten im Szenario EOM 55 unterhalb der EEG-Differenzkosten im Leistungsmarkt-Szenario DZ 55 Flex. Dieser Effekt entlastet die Verbraucher, er liegt jedoch deutlich niedriger, als der Anstieg der Verbraucherbelastung aus dem Großhandelsmarkt (siehe 1.). Dies begründet sich wie folgt:
 - die EE-Stromerzeugung liegt in Summe niedriger als der Stromverbrauch aller Kunden. Somit reagieren die EEG-Differenzkosten absolut betrachtet weniger stark auf Strompreisänderungen als die Verbraucherbelastung aus dem Stromgroßhandel.
 - erneuerbarer Strom (vor allem aus Photovoltaik und Wind) ist gerade in Zeiten von hoher (residualer) Stromnachfrage nur in geringem Maße verfügbar. Da hohe Strompreise sich sehr stark auf relativ wenige Knappheitsstunden konzentrieren, steigt der Marktwert der EE im Szenario EOM 55 daher nur deutlich unterproportional mit den Strompreisen an.

3. höhere Kosten der Leistungssicherung (65 Mrd. €).¹⁸ Die Kosten des Leistungsmarktes werden von den Verbrauchern getragen, die im Gegenzug von gedämpften Strompreisen profitieren (s. o.). In Summe überwiegt letzterer Effekt.

Die zeitliche Entwicklung der Verbraucherbelastung in den beiden hier analysierten Szenarien verläuft wie folgt: Das Szenario EOM 55 zeigt in den Jahren 2014 bis 2018 eine etwas niedrigere Verbraucherbelastung (rund 1,5 Mrd. €/a), da Knappheitspreise in diesem Zeitraum noch nicht auftreten und zudem kein Leistungspreis anfällt. Mit dem Auftreten von Knappheitspreisen im Szenario EOM 55 ab 2019 verkehrt sich dies ins Gegenteil, da diese höheren Strompreise zu einer deutlich höheren Verbraucherbelastung führen als die Leistungskosten (rund 5 Mrd. €/a) im Szenario DZ 55 Flex. Mit Beginn der 2020er Jahre schwindet daher der vorübergehende Vorteil des EOM-Szenarios und es kommt zu den oben beschriebenen Kosteneffekten, die in Bezug auf die Verbraucherbelastung einen nachhaltigen Vorteil des Leistungsmarktszenarios DZ 55 Flex ggü. dem EOM-Szenario EOM 55 in Höhe von 41 Mrd. € bis 2034 ergeben.

8.2.2 Szenario EOM 80 im Vergleich zum Szenario DZ 80 o. Flex

Nachfolgende Abbildung fasst die Differenzen der Verbraucherbelastung im Szenario EOM 80 im Vergleich zum Szenario DZ 80 o. Flex zusammen. Diese beiden Szenarien basieren auf tendenziell hohen Kostenannahmen für die Leistungsvorhaltung und sind daher miteinander vergleichbar. Eine Abnahme der Verbraucherbelastung im Leistungsmarktszenario (ggü. dem EOM-Szenario) ist nach oben abgetragen (positiv), eine Zunahme nach unten (negativ). Der rechte Abschnitt der Abbildung zeigt den Gesamteffekt auf die Verbraucherbelastung, der sich als Summe der anderen Effekte ergibt.

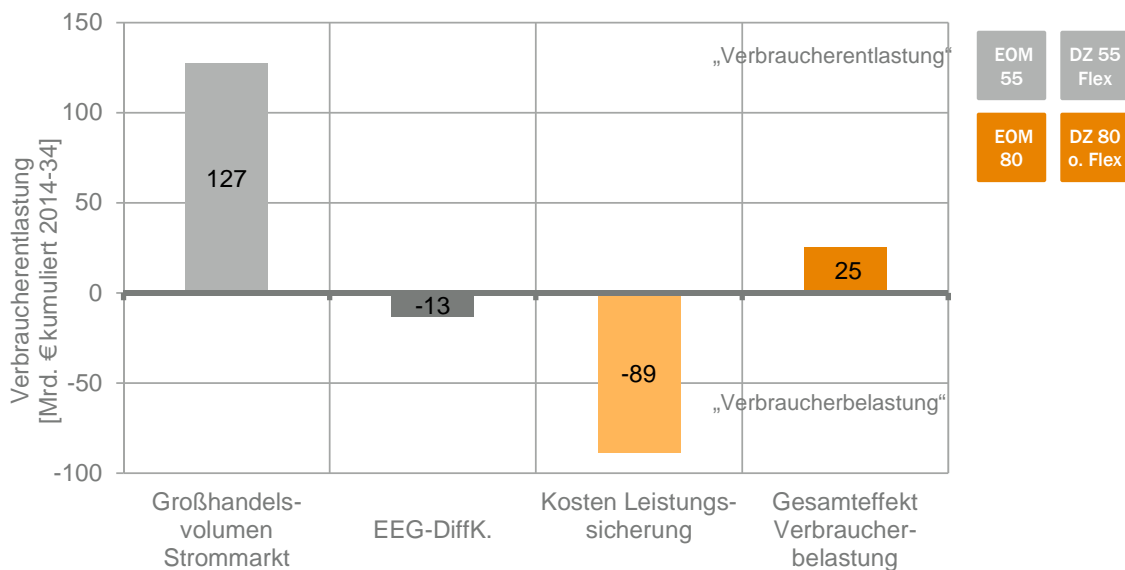


Abbildung 12: Vergleich der Verbraucherbelastung im Szenario EOM 80 und DZ 80 o. Flex. Eine Absenkung der Verbraucherbelastung durch einen Leistungsmarkt ist nach oben (positiv) abgetragen. Negative Werte stehen daher für eine Erhöhung der Systemkosten im Leistungsmarkt-Szenario.

¹⁸ Spezifisch liegen die Kosten der reinen Leistungsvorhaltung im Szenario DZ 55 Flex bei rund 0,3 Cent/kWh (3 €/MWh) im Zeitraum bis 2022 und danach bei rund 0,9 Cent/kWh (9 €/MWh); die Strompreisdämpfung ist gegenzurechnen, was letztendlich zu einer Verbraucherentlastung führt.

Der Vergleich zeigt, dass das Szenario DZ 80 o. Flex mit einem dezentralen Leistungsmarkt kumuliert über den Betrachtungszeitraum 2014 bis 2034 eine um **rund 25 Mrd. € geringere Verbraucherbelastung** aufweist, als das Szenario EOM 80. Bezogen auf den Nettostromverbrauch in Deutschland liegt der spezifische Kostenminderungseffekt eines Leistungsmarktes für die Verbraucher im Szenarios DZ 80 o. Flex ggü. dem Szenario EOM 80 bei **rund 2,2 €/MWh**.

Im Einzelnen zeigt das Leistungsmarktszenario DZ 80 o. Flex ggü. dem EOM-Szenario EOM 80 über den Betrachtungszeitraum bis 2034:

1. ein geringeres Großhandelsvolumen (127 Mrd. €). Dies ist zu erklären mit der Vermeidung von Knappheitspreisen im Strommarkt durch den Leistungsmarkt im Szenario DZ 80 o. Flex. Im EOM-Szenario EOM 80 treten hingegen ab 2019 Knappheitspreise auf, welche die Stromverbraucher im Zeitraum bis 2034 ggü. dem Vergleichsszenario mit 127 Mrd. € belasten.
 - Die im Vergleich zu dem weiter oben dargestellten Szenariovergleich EOM 55 vs. DZ 55 Flex höhere Verbraucherentlastung bzgl. des Großhandelsvolumens speist sich aus der leicht veränderten Kraftwerksstruktur im Szenario DZ 80 o. Flex: Hier existieren aufgrund des höheren Leistungspreises zusätzliche (neue) GuD-Kapazitäten, die den Strompreis im Vergleich zum Szenario DZ 55 Flex langfristig etwas stärker dämpfen. Damit fällt das Delta des Großhandelsvolumens bis 2034 im Vergleich der Leistungsmarkt-Szenarien DZ 55 Flex und DZ 80 o. Flex um rund 12 Mrd. € höher aus.
2. höhere EEG-Differenzkosten (13 Mrd. €). Höhere Strompreise führen dazu, dass ein größerer Teil der EEG-Kosten über den Strommarkt gedeckt werden kann. Aus diesem Grund liegen die EEG-Differenzkosten im Szenario EOM 80 unterhalb der EEG-Differenzkosten im Leistungsmarkt-Szenario DZ 80 o. Flex. Dieser Effekt kann die Verbraucher entlasten. Diese Entlastung liegt jedoch deutlich niedriger, als der Anstieg der Verbraucherbelastung aus dem Großhandelsmarkt.
 - Eine stärkere Dämpfung der Stromgroßhandelspreise als in den EOM/DZ-55-Szenarien führt im Gegenzug zu einem etwas höheren Anstieg der EEG-Differenzkosten.
3. höhere Kosten der Leistungssicherung (89 Mrd. €).¹⁹ Die Verbraucherbelastung aus dem Leistungsmarkt ist von den Verbrauchern zu tragen, die im Gegenzug von gedämpften Strompreisen profitieren (s. o.).
 - Im Vergleich mit dem oben dargestellten Szenario DZ 55 Flex besteht im Szenario DZ 80 o. Flex ein höherer Leistungspreis. Aus diesem Grund liegen die Kosten der Leistungsvorhaltung in diesem Szenario rund 24 Mrd. € über denen im Szenario DZ 55 Flex.

Im zeitliche Verlauf ergeben sich für die Verbraucherbelastung in den beiden hier analysierten Szenarien die folgenden Effekte: das Szenario EOM 80 zeigt in den Jahren 2014 bis 2018 eine etwas niedrigere Verbraucherbelastung (rund 1,5 Mrd. €/a), da noch keine Knappheitspreise auftreten und zudem kein Leistungspreis zu zahlen ist.

¹⁹ Spezifisch liegen die Kosten der reinen Leistungsvorhaltung im Szenario DZ 80 o. Flex bei rund 0,3 Cent/kWh (3 €/MWh) im Zeitraum bis 2022 und danach bei rund 1,3 Cent/kWh (13 €/MWh); die Strompreisdämpfung ist gegenzurechnen, was letztendlich zu einer Verbraucherentlastung führt.

Mit dem Auftreten von Knappheitspreisen ab 2019 verkehrt sich dies ins Gegenteil, da die höheren Strompreise im Szenario EOM 80 die Leistungskosten (rund 5 Mrd. €/a) im Szenario DZ 80 o. Flex deutlich überkompensieren. So kehrt sich der vorübergehende Vorteil des EOM-Szenarios um und es kommt zu den oben beschriebenen Effekten, die in Bezug auf die Verbraucherbelastung zu einem nachhaltigen Vorteil des Leistungsmarktszenarios DZ 80 o. Flex ggü. dem EOM-Szenario EOM 80 in Höhe von 25 Mrd. € bis 2034 führen.

An dieser Stelle ist darauf hinzuweisen, dass die Verbraucherentlastung nicht maximiert werden kann, indem z. B. ein Leistungsmarkt erst zum Ende der Dekade (z. B. zum Jahr 2020) eingeführt und damit ein „idealer“ zeitlicher Verlauf der dargestellten Verbraucherbelastung realisiert werden kann. Die Entlastungen durch den Leistungsmarkt basieren auch auf der Wirkung des Mechanismus in den Jahren vor dem Kernenergieausstieg. Für die vollständige Realisierung der hier vorgestellten Entwicklung wäre daher eine zeitnahe Einführung des Leistungsmarktes notwendig.

Betrachtet man ergänzend die Verbraucherbelastung durch den dezentralen Leistungsmarkt ohne Auswertung von Szenariodifferenzen (isolierte Betrachtung nur der Kosten der Leistungsvorhaltung) und bezieht man diese auf den deutschen Nettostromverbrauch, so ergibt sich der nachfolgend dargestellte Verlauf.

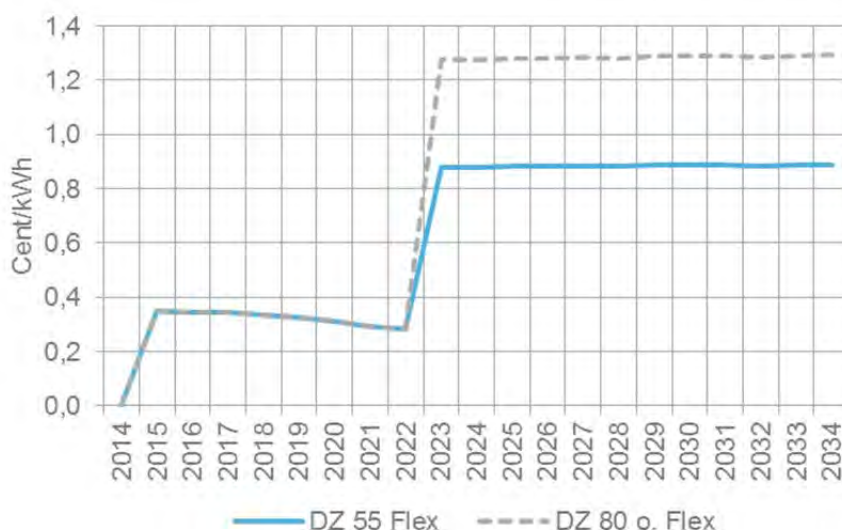


Abbildung 13: Spezifische Verbraucherbelastung (bezogen auf den Nettostromverbrauch) durch den Leistungsmarkt (isoliert, d. h. ohne Auswertung von Szenariodifferenzen und ohne Gegenrechnung von Strompreiseffekten).

Abgebildet sind die zeitlichen Entwicklungen der spezifischen Verbraucherbelastung aus dem Leistungsmarkt in den beiden untersuchten Szenarien. Je nach Szenario beträgt dieser Effekt ab 2023 rund 0,9 bis 1,3 Cent/KWh. In den Jahren zuvor liegt der Effekt des Leistungsmarktes noch deutlich niedriger.

8.3 Fazit zur Verbraucherbelastung

Als Fazit aus der Entwicklung der Verbraucherbelastung im Vergleich der EOM- und Leistungsmarkt-Szenarien lässt sich Folgendes festhalten:

- Die Einführung eines dezentralen Leistungsmarktes führt nicht zu einer Zunahme der Verbraucherbelastung, sondern kann die Verbraucher in Deutschland mittel- bis langfristig gegenüber der Fortführung des heutigen Marktdesigns sogar entlastet. Die durch einen Leistungsmarkt entstehenden Effizienzvorteile kommen demnach auch und vor allem den Endverbrauchern zu Gute.
- Die Modellergebnisse zeigen eine Verbraucherentlastung in der Größenordnung von rund 25 bis 41 Mrd. € bis 2034. Bezogen auf den Nettostromverbrauch in Deutschland beträgt die spezifische Verbraucherentlastung über den gesamten Zeitraum rund 2,2 bis 3,5 €/MWh.
- Dieser Effekt ist insbesondere zurückzuführen auf eine Zunahme der Investitionstätigkeit und die Vermeidung von Marktaustritten durch den Leistungsmarkt. Ein stabiles Leistungspreissignal hat somit das Potenzial, die Verbraucher vor Kostenschwankungen durch die Zyklik des EOM zu schützen. Dies dämpft wiederum die Strompreise im EOM (Vermeidung von Knappheitspreisen) und entlastet in Summe die Verbraucher. Nur anteilig steigen im Gegenzug die EEG-Differenzkosten.
- Die Verbraucherbelastung durch die Kosten des Leistungsmarktes wird durch die Strompreisdämpfung im Ergebnis überkompensiert. Dieses Ergebnis illustriert, dass bei der Analyse von Marktdesignszenarien eine umfassende Perspektive notwendig ist, die Kosten- und Nutzeneffekte möglichst vollständig erfasst.
- Zwar liegt die Verbraucherbelastung anfänglich in den Leistungsmarkt-Szenarien etwas höher als in den EOM-Szenarien, diese Mehrbelastung ist jedoch zeitlich und in der Höhe sehr begrenzt, da in diesem Zeitabschnitt die Leistungspreise von Bestandskraftwerken bestimmt werden und damit vergleichsweise niedrig liegen.
- Hervorzuheben ist auch, dass die Verbraucherbelastung im EOM aufgrund wirtschaftlich bedingter Marktaustritte von Kraftwerken (welche aus betriebswirtschaftlicher Sicht der Kraftwerksbetreiber rational und im heutigen Marktumfeld bereits beobachtbar sind) schnell auf ein ähnliches Niveau ansteigt, wie im Leistungsmarkt.
- Bei Variation der Fixkosten der Gasturbine ist der Verbrauchereffekt etwas weniger stabil als der Systemkosteneffekt. Hier entstehen signifikante Unterschiede ab 2022, wenn (teurere) Gasturbinen im Leistungsmarkt preissetzend werden und damit das Kostenniveau für eine Leistungsvorhaltung insgesamt höher liegt. Trotzdem ergibt sich auch für die Verbraucherbelastung in beiden Leistungsmarkt-Szenarien DZ 55 Flex und DZ 80 o. Flex eine Kostendämpfung in den Leistungsmarktszenarien. Das Ergebnis bezüglich der Verbraucherbelastung kann somit im Rahmen der betrachteten Szenarien als robust bezeichnet werden.

9 Diskussion der Ergebnisse und Fazit

9.1 Diskussion der Ergebnisse

Die in der vorliegenden Studie untersuchten Szenarien resultieren in dem Ergebnis, dass sich die Einführung eines Leistungsmarktes in Bezug auf Systemkosten und Verbraucherberatung im Betrachtungszeitraum positiv auswirken kann. Dieses Ergebnis lässt sich insbesondere auf die folgenden Effekte zurückführen, die nachfolgend jeweils kurz bezüglich ihrer zentralen Einflussfaktoren und den dahinter stehenden Annahmen diskutiert werden.

- **Stabile wirtschaftliche Anreizstrukturen durch ein robustes Leistungspreissignal** können im Vergleich zum reinen EOM, der eine hohe Preisvolatilität aufweist, Investitionen tendenziell zeitlich vorziehen. Durch diese Investitionen wird das Entstehen starker Preiszyklen, die sich in den EOM-Szenarien ergeben, vermieden. Gleichzeitig wird das Strompreisniveau im Vergleich zu den EOM-Szenarien gedämpft sowie die Nettoimportkosten gesenkt. Bezüglich dieser Effekte sind folgende Anmerkungen zu berücksichtigen:
 - **Investitionsverhalten:** Die in den Szenarien dargestellte Entwicklung der Kraftwerksinvestitionen basiert auch auf Annahmen zum Investitionsverhalten beziehungsweise der Antizipation von Marktentwicklungen durch Investoren. So geht das verwendete Modell davon aus, dass Investitionen ad hoc erfolgen, sobald der EOM rechnerisch eine Vollkostendeckung ermöglicht. Diese Betrachtungsweise abstrahiert von szenariospezifischen Risikoerwägungen der Marktakteure in Bezug auf Erlösunsicherheiten und stellt daher insbesondere für die EOM-Szenarien eine idealisierte Entwicklung von Investitionen dar, was tendenziell bereits zu einer Angleichung der Vorteilhaftigkeit der EOM- und Leistungsmark-Szenarien führt. Würde man stattdessen unterstellen, dass Kraftwerksinvestoren aufgrund der hohen Preisvolatilität in dem EOM-Szenarien zusätzliche Risikoaufschläge in ihre Entscheidung einbeziehen und daher Investitionen zurückhalten, bis eine weitgehend gesicherte Erlössituation im EOM besteht, so entstünden längere Phasen von Knappheitspreisen, als in den hier dargestellten EOM-Szenarien. Dies würde wiederum zu einer Aufspreizung der strompreisgebundenen Effekte des Szenariovergleichs führen und damit die Vorteilhaftigkeit der Leistungsmark-Szenarien ggü. den EOM-Szenarien tendenziell verstärken.
 - **Höhe der Strompreise in Knappheitsstunden:** In den hier vorgenommenen Modellierungen wurde angenommen, dass sich Knappheitspreise in Höhe des aktuell gültigen technischen Preislimits am day-ahead-Markt der EPEX-Spot sowie der Nachbarmärkte bilden (3.000 €/MWh). Verändert man diese Annahme, so hätte dies ggf. Rückwirkungen auf die Höhe der ausgewiesenen Systemkostenvorteile der Leistungsmarktszenarien. Ergänzende Sensitivitätsberechnungen mit einem Preislimit von 1.000 €/MWh zeigen jedoch, dass diese Variation keinen entscheidenden Einfluss auf die Grundaussagen des Szenariovergleichs hat.

- **Bewertung von Importen zu Inlandsstrompreisen:** Eine Bepreisung der Handelsflüsse an den Systemgrenzen ist notwendig für die Ermittlung der Systemkosten. Eine Bewertung zu Inlandsstrompreisen führt dabei tendenziell zu einer höheren Gewichtung der Importe und zu einer geringeren Gewichtung der Exporte in den Nettoimportkosten (im Vergleich zur Bewertung zu Auslandsstrompreisen). Der gewählte Bewertungsansatz kann daher auch Rückwirkungen auf die Höhe der ermittelten Systemkosteneffekte haben. Eine Bewertung von Importen und Exporten zu Inlandsstrompreisen ist jedoch bei der zu Grunde liegenden Systemdefinition des Gutachtens methodisch sinnvoll und wurde hier daher gewählt.
- **Eine Verhinderung von wirtschaftlichkeitsbedingtem Marktaustritten kann einen Beitrag zu geringeren Systemkosten leisten.** Dies zeigt der Vergleich der Szenarioergebnisse für den EOM und den Leistungsmarkt.
 - Wird von der Modellannahme des endgültigen Marktaustritts in den EOM-Szenarien abgewichen, z. B. bei Überführung dieser Bestandskraftwerke in Kaltreserve mit späterer Wiederinbetriebnahme, so verringert sich zwar die Vorteilhaftigkeit des Leistungsmarkt-Szenarios ggü. dem EOM-Szenario, die absolute Vorteilhaftigkeit ggü. dem EOM-Szenario bleibt jedoch erhalten.²⁰
- Ein geeigneter Leistungsmarkt kann zusätzliche **Anreize für die Erschließung von Lastflexibilität** generieren. Dass dies kosteneffizient ist, zeigen die Ergebnisse des Szenarios DZ 55 Flex.
 - Wird von der Annahme abgewichen, dass eine Erschließung von nachfrageseitigen Flexibilitätspotenzialen nur im dezentralen Leistungsmarkt erfolgt (oder gar nicht erfolgt), so stellt dies nicht die Grundaussage der Analyse in Frage. Dies bestätigt auch die im Szenario DZ 80 o. Flex durchgeführte Sensitivitätsanalyse.

Langfristige energiewirtschaftliche Szenarioanalysen sind naturgemäß mit Unsicherheiten versehen. Die vorliegenden Ergebnisse sind jedoch im Rahmen der getroffenen Annahmen belastbar, d. h. die Ergebnisse sind innerhalb der untersuchten Szenarien (insbesondere bzgl. der Kosten der Leistungsvorhaltung) stabil und liegen in einer relevanten Größenordnung. Innerhalb dieses Rahmens kann daher geschlussfolgert werden, **dass die Einführung eines dezentralen Leistungsmarktes aus Systemkosten- und Verbrauchersicht langfristig vorteilhaft sein kann.**

²⁰ Nicht betrachtet sind in dieser vereinfachten Abschätzung Kosten, die für den Erhalt von Bestandskraftwerken in einer Kaltreserve und deren spätere Wiederinbetriebnahme anfallen würden.

9.2 Fazit

Zu diesem Ergebnis tragen insbesondere die in nachfolgender Abbildung dargestellten Effekte bei. Die Abbildung ordnet die wesentlichen Komponenten eines Leistungsmarktes dem Gesamteffekt auf die Systemkosten zu.²¹

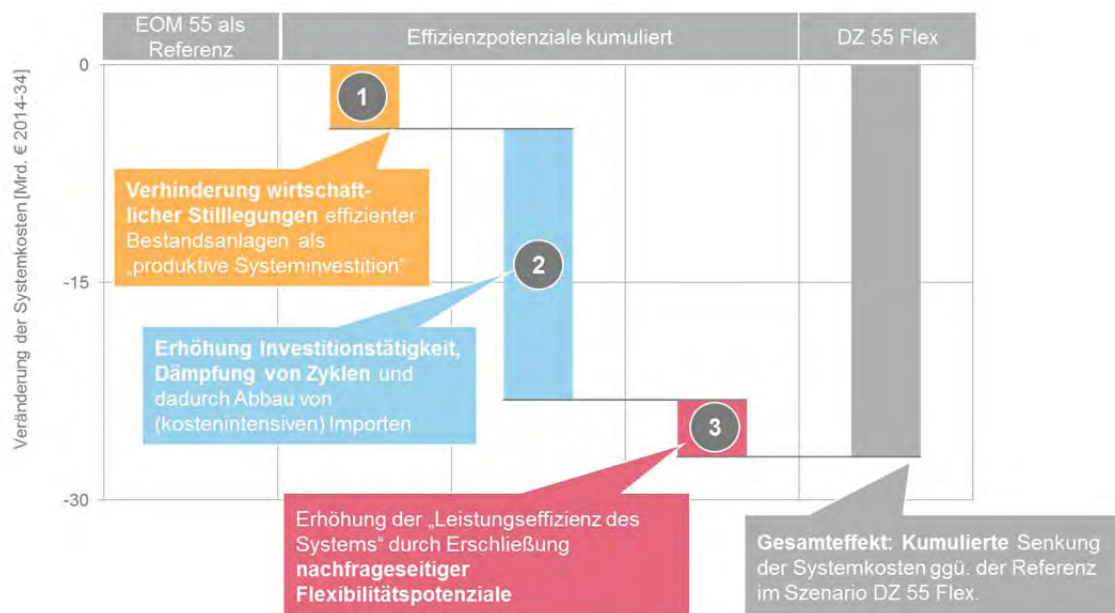


Abbildung 14: Übersicht der Effizienzpotenziale eines dezentralen Leistungsmarktes in Bezug auf die Systemkosten

Die einzelnen Effizienzpotenziale der Einführung eines Leistungsmarktes werden im Folgenden abschließend eingeordnet.

- 1) **Eine zeitnahe Einführung eines Leistungsmarktes vermeidet wirtschaftlichkeitsbedingte Marktaustritte effizienter Bestandsanlagen.** In den analysierten EOM-Szenarien wurde davon ausgegangen, dass diese Anlagen dauerhaft aus dem Markt austreten, im Zuge des Kernenergieausstiegs jedoch neu investiert werden muss. Der Erhalt dieser Kapazitäten im Leistungsmarkt-Szenario stellt daher aus Systemkostensicht eine „produktive Investition“ dar, die die Systemkosten in Summe senkt.
- 2) **Ein Leistungsmarkt erhöht inländische Investitionen in Kraftwerkskapazität, führt zu einer Dämpfung von Strompreiszyklen und einem höheren Maß an inländischer Versorgungssicherheit.** Ein Leistungsmarkt hat das Potenzial, das Auftreten von Knappheitspreisen zu vermeiden, die wiederum zu hohen Importkosten führen. Diese Effekte, die im Wesentlichen aus Wechselwirkungen zwischen dem EOM und dem Leistungsmarkt entstehen, begründen einen Großteil der in der durchgeführten Analyse ermittelten Systemkostenvorteile. Dies zeigt, dass eine belastbare Abwägung jeglicher Art von Kapazitätsmechanismus nur integriert mit einer

²¹ Die dargestellte Zerlegung der Systemkostendifferenzen in Wirkungseffekte basiert auf zusätzlichen internen Sensitivitätsberechnungen, die im Umfang des Berichts nicht näher dargestellt werden können und stellt daher lediglich Größenordnungen dar. Dabei wird das Szenario EOM 55 als Referenz angenommen und dem Szenario DZ 55 Flex gegenübergestellt. Hinsichtlich der Verbraucherentlastung gelten grundsätzlich die gleichen Effekte, wenngleich die Beträge sich anders darstellen.

Bewertung der Wechselwirkungen mit dem parallel bestehenden Energy-Only-Markt erfolgen kann. Dauer und Umfang der Knappheiten im EOM zeigen auch auf, dass eine Netzreserve mittelfristig ein durchaus relevantes Leistungsvolumen umfassen müsste, um die Versorgungssicherheit gewährleisten zu können.

- 3) Die Erschließung nachfrageseitiger Flexibilitätspotenziale durch einen dezentralen Leistungsmarkt verbessert die Systemkostenbilanz.** Die Aktivierung nachfrageseitiger Flexibilitätspotenziale senkt den Bedarf an neuen Kraftwerkskapazitäten: eine intelligente Reduktion von Stromnachfrage in Höchstlastzeiten kann den Zubau von Gasturbinen ersetzen und das System fixkosteneffizienter machen. Ein dezentral organisierter Leistungsmarkt soll die Integration nachfrageseitiger Flexibilität gezielt adressieren.

10 Literaturverzeichnis

- BMWi (2014). *Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts*. Stand: 31. März 2014. Abrufbar unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Gesetz/entwurf-eines-gesetzes-grundlegenden-reform-eeg-referentenentwurf-20140331,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>
- BNetzA (2014). *Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste der Bundesnetzagentur*. Stand 18.03.2014. Abrufbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/KWSAL/KWSAL_2014_03_18.pdf;jsessionid=A6806511D15ABAD8277BAFEA341693DA?__blob=publicationFile&v=17
- BNetzA (2013). *Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2015/2016 und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalyse (30.09.2013)*. Abrufbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Feststellung_Reservekraftwerksbedarf_Winter_15-16_final.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- BKartA (2011). *Sektoruntersuchung Stromerzeugung und –großhandel*. Abschlussbericht gemäß § 32e GWB – Januar 2011. Abrufbar unter: http://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Sektoruntersuchungen/Sektoruntersuchung%20Stromerzeugung%20Stromgrosshandel%20-%20Abschlussbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- dena (2010). *dena-Netzstudie II - Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025*. Endbericht.
- Ecke/Herrmann et al. (2013). *Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland*. Kurzfassung. Gutachten für den VKU e. V. Abrufbar unter: <http://www.vku.de/energie/energiemarktdesign.html>
- ENTSO-E (2014). *Net Transfer Capacities (NTC) in Continental Europe*. Abrufbar unter: <https://www.entsoe.eu/publications/market-reports/ntc-values/ntc-matrix>
- ewi (2012). *Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign*. Endbericht zum Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, abrufbar unter: <http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=486258.html>
- ewi (2013). *The Costs of Power Interruptions in Germany – an Assessment in the Light of the Energiewende*. EWI Working Paper, No 13/07. Abrufbar unter: http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Working_Paper/EWI_WP_13-07_Costs_of_Power_Interruptions_in_Germany.pdf
- ResKV (2013). *Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung einer Netzreserve sowie zur Regelung des Umgangs mit geplanten Stilllegungen von Energieerzeugungsanlagen zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems*. Abrufbar unter: [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/7C5023E3ABFAEB87C1257B8A002D7567/\\$file/Reservekraftwerksverordnung.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/7C5023E3ABFAEB87C1257B8A002D7567/$file/Reservekraftwerksverordnung.pdf)
- ÜNB (2013). *Netzentwicklungsplan 2013*. Aktuelle Version abrufbar unter: <http://www.netzentwicklungsplan.de>