



Energie. Weiter denken

KURZSTUDIE

Entwicklung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Steinkohle-
und Kernkraftwerke

Auftraggeber:

Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg

Aachen, 08.11.2018

Bearbeiter:

Dr. Nina Bartelt
Dr. Stephan Lemkens
Dr. Michael Ritzau
Dr. Ralf Schemm

B E T

INHALTSVERZEICHNIS

1	Ausgangssituation	5
2	Historische Entwicklung 2014 - 2018	6
2.1	Energiewirtschaftlicher Rahmen	6
2.2	Wirtschaftliche Kenngrößen.....	8
3	Erwartete Entwicklung 2019 - 2022	13
3.1	Unterstellter Modellierungsrahmen	13
3.2	Entwicklung der Deckungsbeiträge.....	14
3.3	Bestimmung der Auswirkungen durch Erhöhung der Wasserentnahmeentgelte	18
3.4	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	21
3.5	Vergleich des Standorts Baden-Württemberg.....	23
4	Schlussfolgerung	24
5	Anhang.....	25
5.1	Tabellen	25
5.2	Kraftwerkseinsatzoptimierung.....	29
6	Literaturverzeichnis.....	31

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Historischer Stromerzeugungsmix in Deutschland und Baden-Württemberg [1, 2].....	6
Abbildung 2: Historische und voraussichtliche Entwicklung der fossilen Erzeuger in Baden-Württemberg [4, 5]	7
Abbildung 3: Historische Entwicklung der Strom-, Brennstoff- und CO ₂ -Zertifikatspreise in der Historie und auf Basis von Futures	9
Abbildung 4: Entwicklung des Clean-Dark Spread sowie der Unterschied zu den spezifischen Brennstoffkosten einer modernen GuD	11
Abbildung 5: Verschiebungen innerhalb der Merit-Order durch den brennstoffpreisbasierten Fuel-Switch	12
Abbildung 6: Veränderung der Zusammensetzung der Erzeugungskosten in 2014 – 2017 und 2019 – 2022	15
Abbildung 7: Entwicklung der Volllaststunden gemäß der Simulation, Ableitung historischer Volllaststunden gemäß [8].....	16
Abbildung 8: Entwicklung der Deckungsbeiträge I für Kohlekraftwerke gemäß der Simulation	17
Abbildung 9: Entwicklung der Deckungsbeiträge I für Kernkraftwerke gemäß der Simulation.....	18
Abbildung 10: Kostenstruktur der Kraftwerke in Abhängigkeit der Entgelterhöhung	18
Abbildung 11:Positionierung innerhalb der Merit-Order in Abhängigkeit der Erhöhung der Wasserentnahmeentgelte	19
Abbildung 12: Unterschiede in den Volllaststunden in Abhängigkeit der Entgelterhöhung	19
Abbildung 13: Unterschiede im Deckungsbeitrag I von Kohlekraftwerken in Abhängigkeit der Entgelterhöhung	20
Abbildung 14: Unterschiede im Deckungsbeitrag I von Kernkraftwerken in Abhängigkeit der Entgelterhöhung	20
Abbildung 15: Deckungsbeitrag II für das alte KWK-Steinkohlekraftwerk in Abhängigkeit der Entgelterhöhung	21
Abbildung 16: ...Deckungsbeitrag II für das moderne KWK-Steinkohlekraftwerk in Abhängigkeit der Entgelterhöhung	22
Abbildung 17:Deckungsbeitrag II für das Kernkraftwerk mit Nasskühlturm in Abhängigkeit der Entgelterhöhung	22
Abbildung 18: ..Gegenüberstellung der geplanten Wasserentnahmeentgelte unter Berücksichtigung des reduzierten Entgelts [9]	23
Abbildung 19: Schematische Darstellung des Aufbaus eines Referenzenergiesystems zur Optimierung mittels B E T SysMod	30

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Übersicht über wesentliche technische Kenndaten der modellierten Kraftwerke	13
Tabelle 2: Ökonomische Parameter der modellierten Kraftwerke	25
Tabelle 3: Simulationsergebnisse für altes Steinkohlekraftwerk ohne KWK, mit Erhöhung der Wasserentnahmeentgelte	25
Tabelle 4: Simulationsergebnisse für altes Steinkohlekraftwerk ohne KWK, ohne Erhöhung der Wasserentnahmeentgelte	25
Tabelle 5: Simulationsergebnisse für altes Steinkohlekraftwerk mit KWK, mit Erhöhung der Wasserentnahmeentgelte	26
Tabelle 6: Simulationsergebnisse für altes Steinkohlekraftwerk mit KWK, ohne Erhöhung der Wasserentnahmeentgelte	26
Tabelle 7: Simulationsergebnisse für modernes Steinkohlekraftwerk ohne KWK, mit Erhöhung der Wasserentnahmeentgelte	26
Tabelle 8: Simulationsergebnisse für modernes Steinkohlekraftwerk ohne KWK, ohne Erhöhung der Wasserentnahmeentgelte	27
Tabelle 9: Simulationsergebnisse für modernes Steinkohlekraftwerk mit KWK, mit Erhöhung der Wasserentnahmeentgelte	27
Tabelle 10: Simulationsergebnisse für modernes Steinkohlekraftwerk mit KWK, ohne Erhöhung der Wasserentnahmeentgelte	27
Tabelle 11: Simulationsergebnisse für Kernkraftwerk mit Nasskühlturm, mit Erhöhung der Wasserentnahmeentgelte	28
Tabelle 12: Simulationsergebnisse für Kernkraftwerk mit Nasskühlturm, ohne Erhöhung der Wasserentnahmeentgelte	28
Tabelle 13: Simulationsergebnisse für Kernkraftwerk mit Hybridkühlturm, mit Erhöhung der Wasserentnahmeentgelte	28
Tabelle 14: Simulationsergebnisse für Kernkraftwerk mit Hybridkühlturm, ohne Erhöhung der Wasserentnahmeentgelte	29

1 AUSGANGSSITUATION

Kraftwerke in Baden-Württemberg haben für die Nutzung von Oberflächenwasser zur Kühlung ein sogenanntes Wasserentnahmeentgelt zu entrichten. Gemäß § 104 Abs. 2 Nr. 3 Wassergesetz für Baden-Württemberg (WG) erhöht sich dieses Entgelt zum 01. Januar 2019 von derzeit 0,010 €/m³ um 50 % auf 0,015 €/m³. Jedoch ist anzumerken, dass der Großteil der betroffenen Kraftwerke gemäß § 105 WG aufgrund von getätigten Investitionen in hocheffiziente KWK-Kraftwerke und der standortübergreifenden Verrechnungsmöglichkeit einem reduzierten Entgelt von 0,0075 €/m³ bzw. zukünftig 0,01125 €/m³ unterliegen. So war beispielsweise im Jahr 2017 nur auf 0,8 % der durch Kraftwerke aus oberirdischen Gewässern entnommenen Wassermengen das nicht-reduzierte Entgelt zu zahlen. Vom Wasserentnahmeentgelt sind Unternehmen betroffen, die Steinkohle- und Kernkraftwerke betreiben, darum fokussieren sich wesentliche Teile dieser Studie auf diese beiden Technologien.

In dieser Kurzstudie wird ermittelt, wie sich die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen für thermische Kraftwerke seit 2014 entwickelt haben, und welche Auswirkungen dies auf die Erlössituation von Steinkohle- und Kernenergiekraftwerke in Baden-Württemberg gehabt hat. Anschließend wird die Entwicklung bis zum Jahr 2022 analysiert und untersucht, welchen Einfluss die Erhöhung der Wasserentnahmeentgelte auf die wirtschaftliche Situation der Kraftwerke hat. Dazu bildet B E T typisierte Kraftwerke in einer Software zur Kraftwerkseinsatzoptimierung ab und bestimmt die Entwicklung der Vollbenutzungsstunden, der Erlöse, der Kosten und resultierender Deckungsbeiträge auf Basis öffentlich zugänglicher Marktdaten. Anschließend werden in einer ceteris-paribus Analyse die Effekte isoliert, die ausschließlich auf die Entgelterhöhung zurückzuführen sind.

Anhand der Ergebnisse der Kraftwerkseinsatzoptimierung werden einerseits die Auswirkungen der veränderten Rahmenbedingungen seit 2014, wie auch die zusätzlichen Effekte durch die geplante Erhöhung der Wasserentnahmeentgelte auf die grundsätzliche Wirtschaftlichkeit abgeleitet.

Für diese Studie wurde die zukünftige Preisentwicklung auf Basis von Terminpreisen des 26.06.2018 zugrunde gelegt¹. Damit werden in dieser Studie insbesondere nicht die Entwicklungen der Monate Juli und August abgebildet, in denen es zu einem weiteren Anstieg der CO₂-Preise kam. Obwohl diese Entwicklung in der Bestimmung der Deckungsbeiträge nicht berücksichtigt ist, haben die Aussagen zur generellen Auswirkung der Entgelterhöhung auch in der aktuellen Marktlage Bestand.

¹ Dieser wurde als repräsentativ für die Marktlage des Q2s bis zum Stichtag eingestuft, er liegt sehr nah am Mittelwert und stellt keine außergewöhnliche Marktlage dar.

2 HISTORISCHE ENTWICKLUNG 2014 - 2018

2.1 Energiewirtschaftlicher Rahmen

Im Folgenden werden grundsätzliche Änderungen der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen mit Blick auf die thermische Stromerzeugung in der deutschen Energiewirtschaft in den Jahren 2014 - 2018 (soweit bereits verfügbar) aufgezeigt. So hat sich im deutschen Stromerzeugungsmix der Anteil der Erneuerbaren beständig erhöht, er stieg von 26 % in 2014 auf über 33 % in 2017 (vgl. Abbildung 1). Bedingt durch die sukzessive Abschaltung der Kernkraftwerke (Grafrheinfeld in 2015 und Gundremmingen B Ende 2017) hat der Anteil der Kernenergie kontinuierlich abgenommen. Auf Seite der fossilen Erzeuger hat im Strommarkt in 2016 und 2017 eine Verdrängung von älteren Kohlekraftwerken durch Gaskraftwerke zur Stromerzeugung stattgefunden. Wesentlicher Grund hierfür stellen die im Kapitel 2.2 beschriebenen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen dar. Für Baden-Württemberg hat sich bisher nur eine geringe Veränderung gezeigt, die Anteile von Steinkohle und Kernenergie sind weitestgehend konstant geblieben, auch aufgrund des relativ schwachen Wachstums der Erneuerbaren. Demgegenüber wird der Erzeugungsmix in Baden-Württemberg in den kommenden Jahren signifikanten Veränderungen unterzogen, wenn Ende 2019 das Kernkraftwerk Philippsburg KKP 2 und Ende 2022 das Kernkraftwerk Neckarwestheim GKN II stillgelegt werden (vergleiche auch die Darstellung in Abbildung 2).

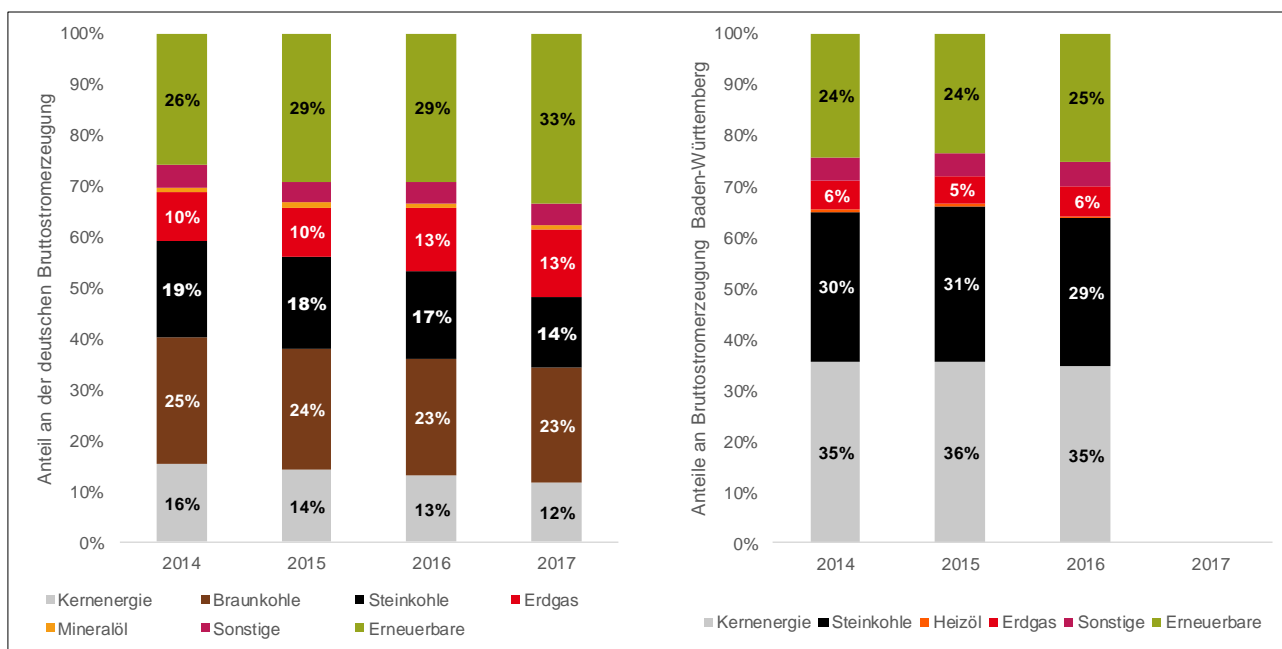


Abbildung 1: Historischer Stromerzeugungsmix in Deutschland und Baden-Württemberg [1, 2]

Der zur Erreichung der Klimaschutzziele weiter voranschreitende Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien führt zu einem Rückgang der thermischen Stromerzeugung und hatte im Zeitraum 2014 – 2017 weitere Auswirkungen auf den Kraftwerkspark. So wurden im betrachteten Zeitraum Steinkohlekapazitäten im Umfang von 1.332 MW zur endgültigen Stilllegung angemeldet bzw. versucht stillzulegen. Von diesen wurden jedoch 927 MW von der Bundesnetzagentur (BNetzA) als systemrelevant eingestuft und entsprechend in die Netzreserve überführt. Die Kraftwerke erhalten im Gegenzug eine Vergütung, die gemäß § 13c Abs.1 Energiewirtschaftsgesetz neben Betriebsbereitschaftsauslagen auch die Erzeugungsauslagen und den anteiligen Wertever-

B E T

brauch abdeckt. Die grundsätzliche Kapazitätsentwicklung für den thermischen Park in Baden-Württemberg ist in Abbildung 2 aufgeführt. Über den Umfang und die Ausgestaltung der Netzreserve im Jahr 2020 kann zum jetzigen Zeitpunkt noch keine Aussage gemacht werden. Durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNBs) wurde bereits signalisiert, dass ein Kapazitätsumfang in Höhe von 6,6 GW nach 2019 für die Systemstabilität benötigt wird und „zur Behebung der Engpässe in den verschiedenen RD-Situationen [...] voraussichtlich alle verfügbaren Einheiten der aktuellen inländischen Netzreserve benötigt [werden]“ [3]. Da eine endgültige Festlegung durch die BNetzA jedoch noch aussteht, muss festgehalten werden, dass die Steinkohlekraftwerke in der Netzreserve nach aktuellem Beschluss nur maximal bis Ende März 2020 weiterbetrieben werden dürfen. Auch ist unklar, inwieweit sich ein möglicher Beschluss der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung neben der allgemeinen Marktsituation auf die zukünftig in Baden-Württemberg aktiven Kraftwerke auswirkt.

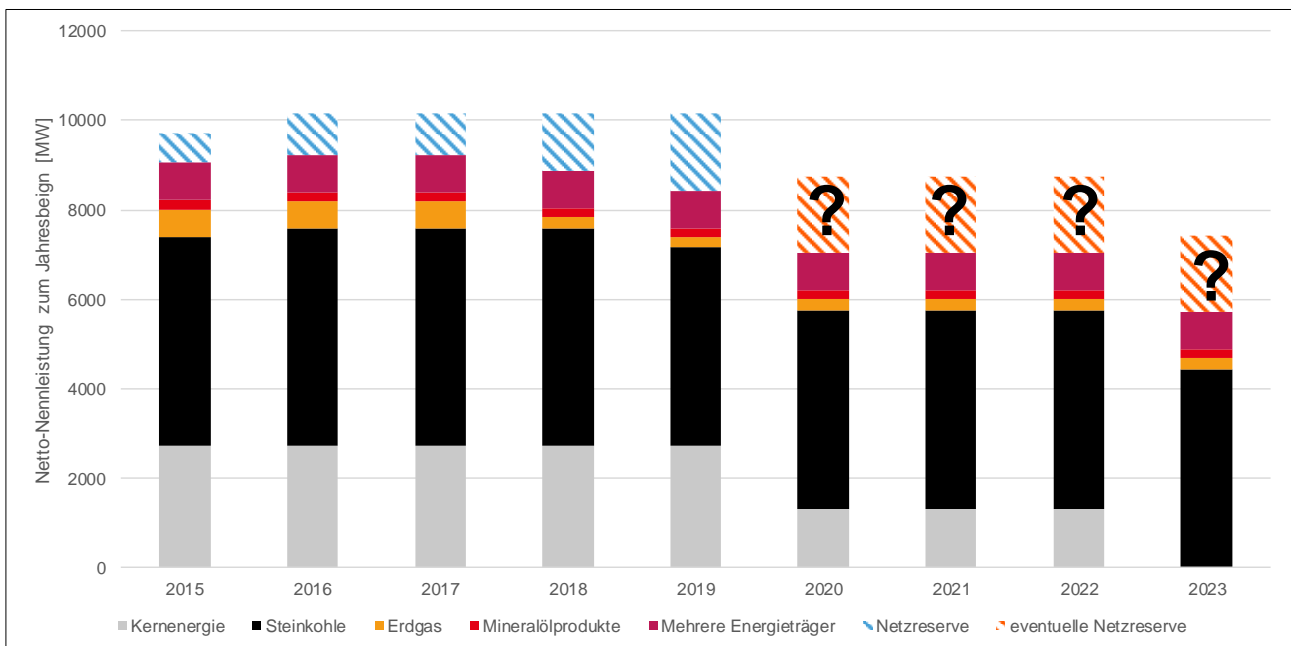


Abbildung 2: Historische und voraussichtliche Entwicklung der fossilen Erzeuger in Baden-Württemberg [4, 5]

Zusätzlich zur grundsätzlichen energiewirtschaftlichen Entwicklung haben sich seit 2014 auch einige wesentliche Veränderungen des regulatorischen Rahmens eingestellt, welche sich ebenfalls auf die Kosten- und Erlössituation von thermischen Kraftwerken auswirken. Obwohl diese Entwicklungen Einfluss auf mögliche Deckungsbeiträge haben, wirken sie sich nicht direkt auf die längerfristige Einsatzplanung eines Kraftwerks aus, da es sich hierbei weitestgehend um kurzfristig zu treffende Anpassungen an der Fahrweise handelt. Die Erhöhung des Wasserentnahmeentgelts hat auf diese Entscheidungen somit eine zu vernachlässigende Wirkung, daher werden sie in der folgenden Modellierung nicht berücksichtigt. Wesentliche Änderungen haben sich dabei in den folgenden Bereichen ergeben:

- **Vermiedene Netzentgelte:** Durch die Reformierung der Netzentgeltsystematik (NEMoG) haben sich Änderungen für nicht volatile Bestandsanlagen ergeben. Für diese wird die Berechnungsgrundlage der vermiedenen Netzentgelte auf dem Netzentgeltniveau von 2016 eingefroren, dabei werden die Kostenbestandteile für Offshorenetausbau (§ 17d Absatz 7 EnWG) und die Mehrkosten für Erdverkabelung (§2 Absatz 5 EnLAG) jedoch herausgerechnet. Grundsätzlich werden vermiedene Netzentgelte für nicht volatile Bestandsanlagen bis zum Laufzeitende der Anlage bezahlt. Einordnung: Die grundsätzliche Anpassung der vermiedenen Netzentgelte wurde bereits frühzeitig diskutiert, da die dezentrale Einspeisung

B E T

nicht zwingend zu weniger Netzausbau führte. Im Gesetzesentwurf der Bundesregierung war noch vorgesehen, für nicht volatile Bestandsanlagen die Auszahlung zum 01.01.2030 zu stoppen, dies wurde nicht ins endgültige Gesetz übernommen. Es ist somit möglich, dass die zusätzlichen Einnahmen aus vermiedenen Netzentgelten geringer ausgefallen sind als in der langfristigen Planung angenommen wurde. Da die vermiedenen Netzentgelte jedoch kraftwerksindividuell bestimmt werden, kann an dieser Stelle keine allgemeine Quantifizierung der Auswirkungen dieser Änderung vorgenommen werden.

- **Regelenergiemärkte:** Im Laufe der letzten Jahre wurden die Regelenergiemärkte einer Vielzahl von Reformen unterzogen. Diese führten zu einem Anstieg der Teilnehmer und gleichzeitig zu kleineren Leistungsgeboten (z. B. über Kraftwerkpools und virtuelle Kraftwerke). Diese Entwicklungen führten über alle Regelmärkte hinweg zu einem grundsätzlichen Preisverfall. Einordnung: Insgesamt haben geringe Margen und hoher Wettbewerb dazu geführt, dass die Regelenergieerlöse für Großkraftwerke zurückgegangen sind. Insbesondere zeigte sich ein Verfall der Leistungspreise.
- **Kernbrennstoffsteuer:** In den Jahren 2011 bis 2016 wurde von den Betreibern von Kernkraftwerken eine Steuer auf die eingesetzten Brennstoffe (Brennelemente) abgeführt. Diese wurde im Juni 2017 vom Bundesverfassungsgericht als verfassungswidrig eingestuft und die Steuereinnahmen mussten durch den Bund zurückgezahlt werden. Die Laufzeit der Kernbrennstoffsteuer war grundsätzlich auf den 01.01.2017 beschränkt, so dass sich durch die Feststellung der Verfassungswidrigkeit keine geringere Belastung als erwartet für die Zeit nach 2016 eingestellt hat. Jedoch führte die Rückerstattung zu signifikanten Mehreinnahmen im Jahr 2017, laut EnBW Geschäftsbericht belief sich die Rückzahlungssumme für Kernkraftwerke in Baden-Württemberg auf 1.520,8 Mio. Euro, diese wird „neben der Schuldentilgung für künftige Investitionen verwendet“ [6].
- **Maßnahmen zum Klimaschutz:** Nach der Ratifizierung des Abkommens von Paris wurde eine Verschärfung des europäischen Emissionshandels beschlossen. Die sogenannte Marktstabilitätsreserve (MSR) tritt ab Januar 2019 in Kraft und hat zum Ziel überschüssige CO₂-Zertifikate aus dem Markt zu entfernen. Der MSR wird ein wesentlicher Anteil an den aktuellen Preissteigerungen der CO₂-Zertifikate zugeschrieben. Zusätzlich wurde gemäß Koalitionsvertrag die Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung gegründet, um Vorschläge für einen Ausstiegsfahrplan aus der Kohleverstromung zu erarbeiten. Neben dem prinzipiellen Ablaufplan eines künftigen Kohleausstiegs sind auch Fragen über mögliche Entschädigungszahlungen bei Stilllegung, sowie die Zukunftsfähigkeit von hocheffizienten KWK-Kraftwerken aktuell ungeklärt.

Fazit: Grundsätzlich lässt sich festhalten, dass die Entwicklungen der deutschen Energiepolitik und die Zielvorgaben für den Klimaschutz die Situation für fossile Großkraftwerke erschwert haben. Insbesondere für Kohlekraftwerke stellt sich eine politisch unsichere Zukunft dar, speziell was die Stilllegungspläne der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung angeht. Für Kernkraftwerke hingegen haben sich keine vergleichbaren negativen Entwicklungen ergeben. Neben der politischen Unsicherheit unterliegen Steinkohlekraftwerke auch einer angespannteren Marktsituation, wie das nächste Kapitel aufzeigt.

2.2 Wirtschaftliche Kenngrößen

In der folgenden Analyse werden die wesentlichen Veränderungen an den Spotmärkten für Strom- und CO₂-Preise sowie Brennstoffe aufgeführt, ebenso wie ihre Auswirkungen auf die wirtschaftliche

B E T

Situation von deutschen Kohle- und Kernkraftwerken. Der untersuchte Zeitraum erstreckt sich dabei vom 01.01.2014 bis zum 26.06.2018. Für Aussagen über die Entwicklung bis 2022 werden entsprechende Futureprodukte vom 26.06.2018 genutzt. Die Entwicklung der relevanten Preise ist in Abbildung 3 dargestellt, dabei wurden die historischen Werte auf Basis von täglichen Spotpreisen gebildet, für die zukünftige Betrachtung wurden Jahres-Futures berücksichtigt. Für die Berücksichtigung in der Modellierung wurden stetige Forwardkurven (Preiszeitreihen in stündlicher Auflösung) auf Basis der verfügbaren Terminmarktpreise abgeleitet.

Bei den Strompreisen zeigt sich ein Preisverfall bis zum Ende des Jahres 2016, anschließend kam es zu einem Anstieg der Preise, der bis heute anhält. Der durchschnittliche Strompreis für die ersten zwei Quartale in 2018 betrug 35,79 €/MWh und lag somit knapp 3 €/MWh über dem Niveau von 2014. Wesentlicher Treiber für den Preisverfall in den Jahren 2014 – 2016 waren neben dem Zubau der Erneuerbaren die fallenden Brennstoffpreise. Auch die im Zuge der Klimakonferenz von Paris zeitweise gestiegenen CO₂-Preise konnten das Strompreisniveau bis 2016 nicht signifikant anheben. Seit Mitte des Jahres 2016 führten sowohl die steigende Nachfrage im asiatischen Raum wie die gleichzeitige Reduktion der Fördermengen in China zu einem starken Anstieg der Preise für Steinkohle. Aufgrund des gleichzeitigen Anstiegs der Erdgaspreise stellte sich ab 2017 ein Anstieg der Strompreise ein. Im Zuge der Umsetzung der Klimaziele von Paris wurde zur Verschärfung des europäischen CO₂-Zertifikatshandels die Einführung der MSR beschlossen. Dieses Instrument dient dazu, ab Januar 2019 überschüssige CO₂-Zertifikate aus dem Markt zu entfernen. In Erwartung von zukünftiger Knappheit haben die Preise für Zertifikate seit Mitte 2017 stark angezogen. So betrug der Spotpreis für CO₂-Zertifikate am 26.06.2017 4,78 €/EUA, bis zum 26.06.2018 ist er auf 14,95 €/EUA gestiegen, der Wert hat sich somit verdreifacht. Dieser Anstieg hat ebenfalls zu einem Wachstum der Strompreise geführt. Die weitere Entwicklung seit dem Stichtag hat die Cal 19 Forwards für Strom und CO₂ zwar auf 56,65 €/MWh bzw. 24,37 €/EUA steigen lassen (Stichtag 11.09.2018), jedoch sind die relevanten Brennstoffpreise ebenfalls leicht gestiegen. Auch die Erwartung von zukünftig wieder fallenden Brennstoffpreisen ist weiterhin am Markt sichtbar. Grundsätzlich lässt sich festhalten, dass die in der Studie abgeleiteten Erkenntnisse auch in der aktuellen Marktsituation weiterhin ihre Gültigkeit behalten.



Abbildung 3: Historische Entwicklung der Strom-, Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise in der Historie und auf Basis von Futures

B E T

Am Terminmarkt für die zukünftigen Kalenderjahre sehen die Märkte auf Seite der Brennstoffpreise eine Reduktion des heutigen Niveaus. Sie verbleiben jedoch über dem niedrigen Preisniveau von 2016. Unter der Erwartung, dass CO₂-Preise langfristig auf dem gestiegenen Niveau verweilen, tritt eine Stabilisierung des Strompreisniveaus auf. Die Wirkung der fallenden Brennstoffpreise auf die Strompreise wird somit abgeschwächt.

Zur Bestimmung der Auswirkungen auf die wirtschaftliche Situation der Kraftwerke durch die veränderten Marktpreise am Terminmarkt ist eine differenzierte Betrachtung notwendig. Da Kraftwerke abhängig von ihrem eingesetzten Brennstoff unterschiedlich stark von einzelnen Veränderungen betroffen bzw. nicht betroffen sind, wird zuerst die Situation von Kernkraftwerken untersucht, anschließend die von Steinkohlekraftwerken.

Kernkraftwerke sind in der Entwicklung ihrer Brennstoffkosten nicht an die oben aufgezeigten Commodity-Preise geknüpft. Die Brennstoffkosten werden hierbei einerseits durch das benötigte Uran, wie durch die Kosten für die Entsorgung der Brennstäbe bestimmt. Der wesentliche Anteil umfasst dabei die Entsorgungskosten, die gleichzeitig auch mit einer hohen Unsicherheit versehen sind. Aufgrund der hohen Unsicherheiten wird in der Regel bei der Bewertung von Kernkraftwerken keine Variation in den jährlichen Brennstoffkosten unterstellt (vgl. auch die Ausführungen in [7]). Damit kann konstatiert werden, dass eine Erhöhung der Strompreise bei Kernkraftwerken grundsätzlich zu höheren Erlösen führt. Auch die in den Jahren 2011 - 2016 angefallene Kernbrennstoffsteuer wurde aufgrund der Verfassungswidrigkeit wieder vollständig erstattet. Somit lässt sich festhalten, dass der Anstieg der Strompreise seit 2017 bei gleichbleibenden Erzeugungskosten zu steigenden Deckungsbeiträgen der Kernkraftwerke geführt hat. Für Kernkraftwerke stellt sich die Situation heute somit besser als 2014 dar, sie profitieren von aktuell weiter steigenden Strompreisen nach einer längeren Phase von niedrigen Strompreisen.

Eine komplexere Betrachtung ist bei Steinkohlekraftwerken notwendig. Neben den höheren Strompreisen sind an dieser Stelle auch die höheren Brennstoff- und CO₂-Kosten relevant. Da sowohl Brennstoffverbrauch wie auch die notwendigen CO₂-Kosten von der individuellen Kraftwerksausgestaltung sowie der Fahrweise abhängen, wird an dieser Stelle in einem ersten Schritt vereinfacht der Clean-Dark Spread (CDS) zur Untersuchung der Erlössituation genutzt. Der Clean Dark Spread stellt in vereinfachter Weise die Rohmarge von Kohle-Kraftwerken dar, und berechnet sich aus der Differenz zwischen Strompreisen abzüglich Brennstoffkosten sowie abzüglich Kosten für CO₂-Zertifikate. Weitere Kostenbestandteile wie Transport, Wasserentnahmeentgelte, sowie sonst. variable Kosten sind im CDS üblicherweise nicht mitberücksichtigt.

Die Entwicklung der CDS ist für zwei exemplarische Wirkungsgrade in Abbildung 4 dargestellt, dabei entspricht ein Wirkungsgrad von 46 % einem modernen Steinkohlekraftwerk und 37 % einem alten Steinkohlekraftwerk. Für die historischen Werte wird hier der Jahresmittel von tagesscharfen CDS gebildet, für die Zukunft wird der CDS aus der modellierten Fahrweise der Kraftwerke abgeleitet, vgl. Kapitel 3.2. Es zeigt sich, dass der CDS seit 2014 kontinuierlich absinkt, dabei erreicht der CDS eines alten Kraftwerks sogar einen negativen Wert. Die heute zu beobachtende Marktsituation hat zur Folge, dass sich die Situation mittelfristig nicht signifikant entspannt, sondern weitestgehend auf dem heutigen Niveau verbleibt. Insbesondere stellt sich die aktuelle Situation wesentlich schlechter als 2014 dar.

Neben dem Clean Dark Spread muss ebenfalls die Konkurrenzsituation zu Gaskraftwerken berücksichtigt werden. In der klassischen Rangfolge der Angebotsfunktion haben Kohlekraftwerke geringere Grenzkosten als Gaskraftwerke und sind somit vor diesen positioniert. Wenn es aufgrund der Brennstoff- und CO₂-Preisentwicklungen zu der Situation kommt, dass Gaskraftwerke günstigere Grenzkosten haben als Kohlekraftwerke, so spricht man vom „Fuel-Switch“. Um diese Entwicklung

B E T

zu untersuchen, bietet sich ein Vergleich der spezifischen Brennstoffkosten an. Diese berechnen sich in Abhängigkeit des Wirkungsgrads η und des brennstoffspezifischen Emissionsfaktors wie folgt:

$$\text{Spezifische Brennstoffkosten } (\eta) = \left(\frac{\text{Brennstoffpreis}}{\eta} + \frac{\text{CO}_2\text{Preis} \cdot \text{Emissionsfaktor}}{\eta} \right)$$

In der Auswertung in Abbildung 4 wird die Differenz zwischen den Brennstoffkosten einer modernen GuD (Wirkungsgrad 58 % und Emissionsfaktor Gas 0,201) sowie zwischen einem Kohlekraftwerk mit 37 % bzw. 46 % Wirkungsgrad aufgezeigt. Die Bewertung der Historie erfolgt hier ebenfalls auf Basis der Jahresmittelwerte der täglichen Spotpreise, für die Zukunft wurde auf die jährlichen Futurepreise zurückgegriffen. Diese Darstellung zeigt auf, dass sich die Konkurrenzsituation zwischen Kohle und Gas seit 2014 stark zu Ungunsten der Kohle verändert hat und dass sich diese Situation auch langfristig nicht ändern wird. Dies bedeutet, dass allein die Auswirkungen durch die Brennstoffpreisentwicklungen dazu führen, dass alte Steinkohlekraftwerke unter großem Konkurrenzdruck zu modernen GuDs stehen. Wichtig ist, dass in diesen Brennstoffkosten die zusätzlichen Kosten, welche zur Bestimmung des schlussendlichen Gebotspreises für den Spotmarkt relevant sind, (z. B. Transport bzw. Strukturierungskosten oder auch Wasserentnahmeentgelte) noch nicht berücksichtigt sind.

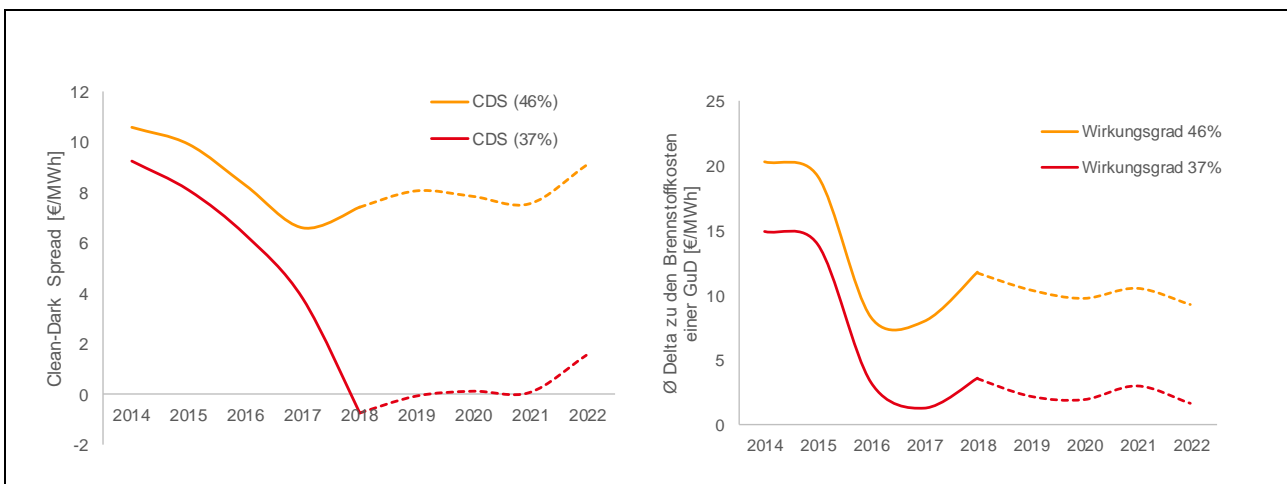


Abbildung 4: Entwicklung des Clean-Dark Spread² sowie der Unterschied zu den spezifischen Brennstoffkosten einer modernen GuD

Abbildung 5 zeigt, wie sich die Gebotssituation unter Berücksichtigung dieser sonstigen Kosten in den Jahren 2015 bzw. 2019 darstellt. Dazu wurde auf Basis der Brennstoffkostensituation in 2015 bzw. 2019 für den europäischen Kraftwerkspark unter Berücksichtigung von variablen Kosten ein Grenzkostenpreis bestimmt. Zur Vereinfachung wurden dabei Kraftwerke auf Basis ihrer technischen und ökonomischen Eigenschaften zusammengefasst und nicht als individuelle Blöcke dargestellt. Dabei entsprechen die blauen bzw. grünen Positionen in ihrer Parametrierung den in Kapitel 3 modellierten Steinkohlekraftwerken. Für das Jahr 2019 wurden in den Grenzkosten somit bereits die erhöhten Wasserentnahmeentgelte berücksichtigt. Vergleicht man die Jahre 2015 und 2019, so zeigt sich eine flachere Gebotsskurve, insbesondere ist die Kostenstufe zwischen alten Steinkohlekraftwerken und modernen GuDs nicht mehr sichtbar. Somit ist bei der aktuellen Brennstoffpreiserwartung davon auszugehen, dass zukünftig moderne Gaskraftwerke in der Merit-Order vor alten Kohlekraftwerken stehen. Dies erschwert die wirtschaftliche Lage von alten Steinkohlekraftwerken zusätzlich.

² Für die Berechnung des Clean-Dark Spreads des Kraftwerks mit 37 % wurde der Peak-Preis als Berechnungsgrundlage gewählt, für das Kraftwerk mit 46 % Wirkungsgrad der Basepreis.

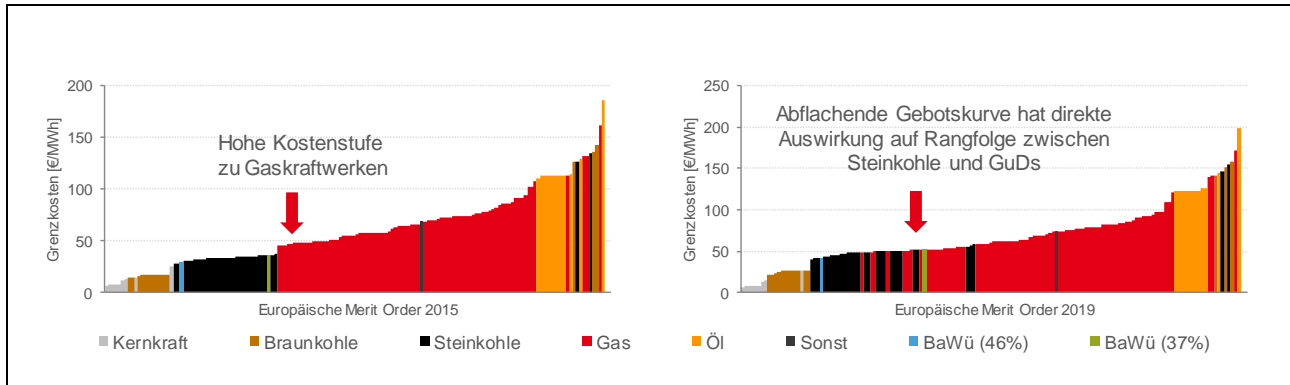


Abbildung 5: Verschiebungen innerhalb der Merit-Order durch den brennstoffpreisbasierten Fuel-Switch

In Summe zeigt sich, dass die wirtschaftlichen Entwicklungen der Jahre 2014 – 2018 durchweg negative Auswirkungen auf die Erlössituation von Steinkohlekraftwerken haben. Insbesondere stehen alte Steinkohlekraftwerke aufgrund geringerer Erlöse und der Verdrängung durch GuDs unter starkem Druck. Die Auswirkungen der Marktlage auf die Baden-Württembergischen Steinkohlekraftwerke werden im nächsten Kapitel detailliert abgeleitet. Dabei beschränkt sich die hier durchgeführte Analyse auf Kraftwerke welche am Energiemarkt teilnehmen, Kraftwerke innerhalb der Netzreserve werden nicht untersucht. Da bei diesen gemäß § 13c Abs.1 Energiewirtschaftsgesetz die Erzeugungsauslagen erstattet werden, ist ihre wirtschaftliche Situation als unabhängig von der Entwicklung der Marktlage anzusehen.

3.1 Unterstellter Modellierungsrahmen

In der folgenden Analyse wird die Fahrweise von idealisierten Kraftwerken mittels der Software B E T – SysMod simuliert. Dabei wird eine Fahrweise in stündlicher Auflösung bestimmt, welche den Deckungsbeitrag maximiert. Zusätzliche technische (z. B. Mindeststillstanddauer, Mindestlast) oder ökonomische Restriktionen (z. B. Startkosten) werden dabei ebenso berücksichtigt wie eventuell zu deckende Wärmelasten bei KWK-Anlagen.

In der genutzten Methodik wird in einem ersten Schritt die optimale Fahrweise auf Basis der historischen (stündlichen) Spotpreise bestimmt. Dies dient für die Plausibilisierung und zum Backtesting der Modellierung. Anschließend bestimmt man die optimale Fahrweise auf Basis der Terminmarktpreise. Ziel der Modellierung ist es, Aussagen über die Entwicklung der Vollbenutzungsstunden, sowie der erzielbaren Deckungsbeiträge zu treffen. Zur Ableitung der Auswirkung wird eine ceteris-paribus Analyse durchgeführt: In einem ersten Schritt werden die Wasserentnahmeentgelte gemäß der geplanten Erhöhung abgebildet, in einem zweiten Schritt werden sie auf dem heutigen Niveau eingefroren. Auf diese Art und Weise werden die Auswirkungen bestimmt, die ausschließlich auf Erhöhung der Entgelte zurückgeführt werden können.

Bei den in Baden-Württemberg von den Wasserentnahmeentgelten betroffenen Kraftwerkstechnologien handelt es sich um Steinkohle- und Kernkraftwerke. Aus diesem Grund beschränkt sich die Modellierung auf diese beiden Technologien. In der Modellierung wurden vier idealisierte Steinkohlekraftwerke abgebildet, diese entsprechen in ihren technischen Parametern einem alten und einem modernen Kohlekraftwerk, jeweils mit und ohne Wärmeauskopplung. Der tatsächliche Wasserverbrauch eines Kraftwerks hängt stark von der individuellen Kühltechnik des jeweiligen Kraftwerks und des zu berücksichtigenden Verbundsystems aus weiteren Wärmeerzeugern und Wärmeverbraucher ab. Eine detaillierte Modellierung dieser Zusammenhänge ist bei Nutzung von idealisierten Kraftwerkstypen daher nicht sachgerecht. Aus historischen Wasserverbräuchen und Strom- sowie Wärmeerzeugungsmengen wurden daher Schätzer für den Wasserverbrauch abgeleitet. Als Einflussgröße auf den Wasserverbrauch wurde vereinfacht die elektrische Stromerzeugung des Kraftwerks gewählt. Mit Hilfe eines Backtesting anhand historischer Daten wurde sichergestellt, dass die abgeleiteten Schätzer bei Nutzung in der Optimierung zu realitätsnahen Ergebnissen führen.

Kraftwerk	max. elektrische Leistung	elektrischer Wirkungsgrad	max. thermische Leistung	Stromverlustkennziffer	Wasserverbrauch je MWh _{el}
Alte Steinkohle	300 MW _{el}	37 %			100 m ³ / MWh _{el}
Alte Steinkohle mit KWK	300 MW _{el}	37 %	220 MW _{th}	0,17	100 m ³ / MWh _{el}
Moderne Steinkohle	840 MW _{el}	46 %			100 m ³ / MWh _{el}
Moderne Steinkohle mit KWK	840 MW _{el}	46 %	220 MW _{th}	0,17	100 m ³ / MWh _{el}
Kernkraftwerk mit Hybridkühlturm	1.310 MW _{el}				10 m ³ / MWh _{el}
Kernkraftwerk mit Nasskühlturm	1.402 MW _{el}				115 m ³ / MWh _{el}

Tabelle 1: Übersicht über wesentliche technische Kenndaten der modellierten Kraftwerke

B E T

Für die Modellierung der Fahrweise der KWK-fähigen Kraftwerke wurde eine zu deckende Wärmelast unterstellt. Diese kann bei einer sehr ungünstigen Marktsituation auch abweichend durch eine alternative Wärmequelle (z. B. ein Gaskessel) gedeckt werden.

Bei der Bewertung der Kernkraftwerke wurde ein abweichender Ansatz gewählt. Da der Kraftwerkseinsatz hier überwiegend von der technischen Verfügbarkeit abhängt, wurde eine konstante Anzahl an 7600 Vollbenutzungsstunden pro Jahr unterstellt. Da sich die Modellierung der Kraftwerke an Philippsburg KKP 2 (Nasskühlturm) bzw. Neckarwestheim GKN II (Hybridkühlturm) orientiert, wurde für das Kernkraftwerk mit Nasskühlturm eine Außerbetriebnahme Ende 2019 unterstellt und für das Kernkraftwerk mit Hybridkühlturm eine Stilllegung Ende 2022. Zentrale ökonomische Kenngrößen der Kraftwerke sind in den Tabellen im Anhang zu finden. Wesentliche Quelle für die Eckdaten der Kernkraftwerke stellt dabei die Metastudie von Prognos dar [7]. Wichtig ist an dieser Stelle die Anmerkung, dass diese Studie keine Annahmen über die variablen Betriebskosten vornimmt, somit können nur Aussagen über die fixen jährlichen Betriebskosten abgeleitet werden. Es wird daher davon ausgegangen, dass diese Studie alle variablen Kosten in den Brennstoffkosten abbildet, ohne sie gesondert zu differenzieren.

Die Terminmarktkurve wird auf Basis der in Abbildung 3 dargestellten Terminpreise erstellt und bildet somit die Markterwartung zum 26.06.2018 ab. Bei den Wasserentnahmeentgelten wird der um 25 % reduzierte Kostensatz unterstellt, d. h. bis Ende 2018 werden $0,0075 \text{ €/m}^3$ angesetzt und ab dem 01.01.2019 ein Wert von $0,01125 \text{ €/m}^3$. Ein weiterer Erlösbestandteil stellen die Wärmeerlöse der Kraftwerke dar. Diese können aus öffentlich verfügbaren Daten nur unzureichend rekonstruiert werden.

Für die ausgekoppelte Wärme werden daher zur Objektivierung die zugehörigen Wärme-Erzeugungskosten ermittelt. Diese werden dem Kraftwerk als Erlöse für die Wärmeauskopplung zugeordnet. Für die Ableitung der Wärme-Erzeugungskosten wird ein branchenüblicher Ansatz gewählt, der unterscheidet, ob das Kraftwerk ausschließlich zur Wärmedeckung fährt („wärmegeführte“ Fahrweise) oder ob die alleinige Stromerzeugung bereits einen positiven Deckungsbeitrag aufweist („stromgeführte“ Fahrweise, der Block ist „im Geld“). Ist der Clean-Dark Spread (inkl. aller variablen Kosten) als Maß für eine stromgeführte Fahrweise positiv, so werden die entgangenen Stromerlöse (der KWK-Betrieb reduziert die verfügbare elektrische Leistung) als Kosten angesetzt. Falls der Clean-Dark Spread (inkl. aller variablen Kosten) negativ ist, so fährt das Kraftwerk ausschließlich aufgrund der Wärmebereitstellung. In diesem Fall werden die vollen arbeitsabhängigen Kosten (Brennstoff, CO_2 , sonst. variable Betriebskosten) abzüglich der erwirtschafteten Stromerlöse als Kosten angesetzt (sog. Wärme-Restkosten). Schreibt man dem Kraftwerk diese Erzeugungskosten als Erlöse gut, so können objektivierte Aussagen über die möglichen Wärmeerlöse des KWK-Stroms gemacht werden. Der verfolgte Ansatz stellt somit eine idealisierte Spannweite der Erlössituation dar und reflektiert nicht die tatsächlichen Abnahmeverträge der betroffenen Unternehmen.

3.2 Entwicklung der Deckungsbeiträge

Ziel der Optimierung ist einerseits, die wirtschaftliche Lage der Kraftwerke im Vergleich zum Jahre 2014 abzuleiten, andererseits die Auswirkungen zu quantifizieren, welche alleinig auf die Erhöhung der Wasserentnahmeentgelte zurückgeführt werden können. Da für die meisten der betroffenen Kraftwerke der um 25 % reduzierte Entgeltsatz zum Tragen kommt, findet nur dieser in der Optimierung Berücksichtigung. Tabellen mit den wesentlichen Ergebnisdaten der Optimierung sind im Anhang zu finden.

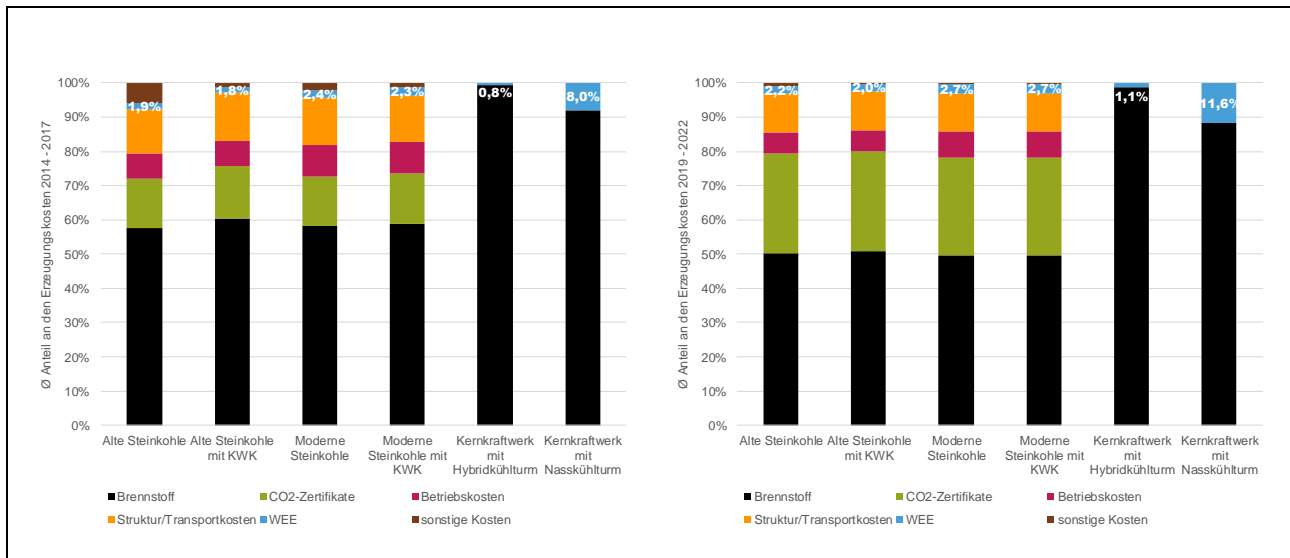


Abbildung 6: Veränderung der Zusammensetzung der Erzeugungskosten in 2014 – 2017 und 2019 – 2022

In Abbildung 6 wird die Veränderung in der Kostenstruktur der untersuchten Kraftwerke aufgezeigt. So zeigt sich, dass die Wasserentnahmeentgelte grundsätzlich nur einen kleinen Teil der Erzeugungskosten ausmachen. Einen wesentlich größeren Teil stellen Brennstoff- und CO₂-Kosten dar. Ebenso ist erkennbar, dass die aktuell hohen CO₂-Terminpreise dazu führen, dass deren Anteil an den Erzeugungskosten (bei Kohlekraftwerken) stark zunimmt. Da bei Kernkraftwerken die Brennstoffkosten über die Laufzeit als grundsätzlich konstant angenommen werden, unterscheiden sich die Kosten ausschließlich in der Höhe des Wasserentnahmeentgelts. So steigt der Anteil der Kosten, der durch die Entgelte ausgemacht wird bei Hybridkühlung um 0,3 Prozentpunkte, bei Nasskühlung um 3,6 Prozentpunkte. Da das Kernkraftwerk mit Nasskühlung Ende 2019 stillgelegt wird, entspricht der hier und im Folgenden aufgezeigte Durchschnittswert für 2019 – 2022 dem Wert für 2019. Bei den Steinkohlekraftwerken steigt durch die Erhöhung der Anteil der Wasserentnahmeentgelte an den Erzeugungskosten um 0,2 bis 0,4 Prozentpunkte. Somit machen diese Entgelte auch nach der Erhöhung keinen signifikant größeren Anteil der Erzeugungskosten aus. Da die Entgelte von der Fahrweise des Kraftwerks abhängen, und diese sich in der Historie stark von der Zukünftigen unterscheiden, vermischen sich an dieser Stelle die Effekte aus Entgelterhöhung und Brennstoffpreisveränderungen. Die Auswirkungen durch die Erhöhung der Entgelte auf die Kostenstruktur sind daher nochmals detailliert in der Analyse im nachfolgenden Kapitel aufgeführt (vergleiche die Erläuterungen zu Abbildung 10). Es bleibt festzuhalten, dass die Entgelte auch nach der Erhöhung bei Kohlekraftwerken nur einen kleinen Teil der Erzeugungskosten ausmachen, wesentlicher Kostenpunkt stellen weiterhin Brennstoff- und CO₂-Zertifikate dar.

Bei Analyse der Volllaststunden zeigt sich, dass es bei allen Kohlekraftwerken zu einer Reduktion der Volllaststunden gegenüber 2014 kommt. Abbildung 7 zeigt die Entwicklung der Volllaststunden für 2014, 2017 und den Zeitraum 2019 - 2022. Innerhalb des Modellzeitraums 2019 - 2022 kommt es nicht zu signifikanten Einbrüchen oder Anstiegen bei den Volllaststunden, so dass an dieser Stelle die Nutzung der entsprechenden Durchschnittswerte eine repräsentative Vereinfachung darstellt.

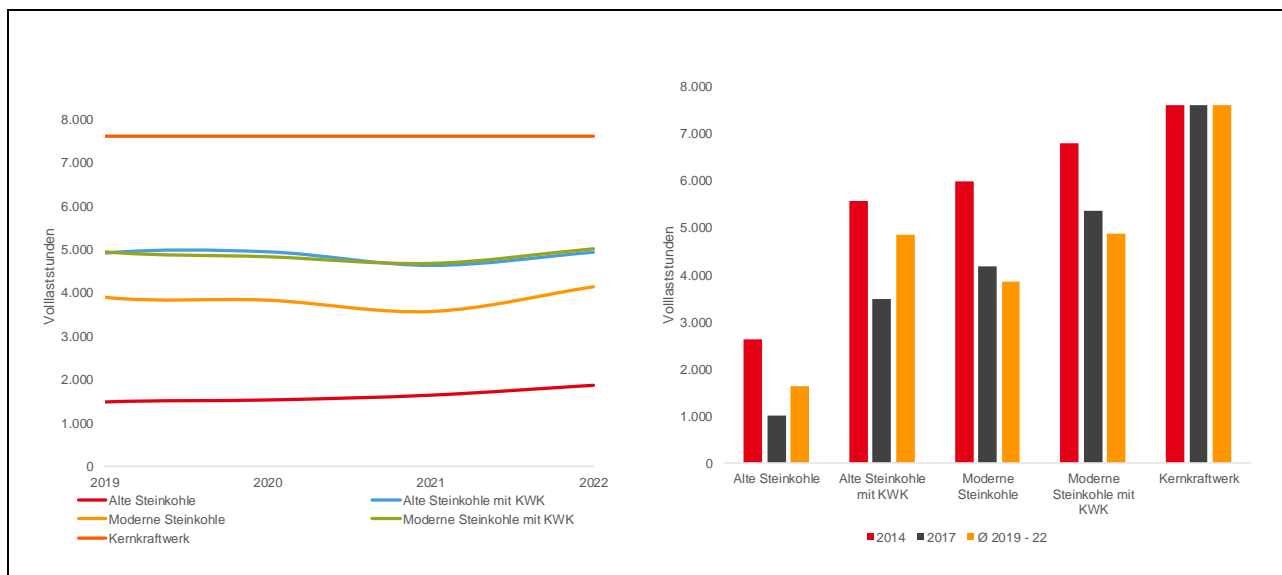


Abbildung 7: Entwicklung der Volllaststunden gemäß der Simulation, Ableitung historischer Volllaststunden gemäß [8]

Wesentlicher Treiber für den Anstieg (gegenüber 2017) bei alten Kraftwerken in der Zukunft stellen die höheren Stromerlöse unter der Annahme fallender Steinkohlepreise dar. Bei KWK-fähigen Kraftwerken erhöht sich das Niveau stärker, da hier eine Wärmelast gedeckt werden muss. Da auch ein Anstieg der Gaspreise erwartet wird, steigt die Konkurrenz zur Wärmebereitstellung durch einen Gaskessel an und wirkt zusätzlich positiv auf die Volllaststunden. Bei modernen KWK-fähigen Steinkohlekraftwerken hingegen tritt ein anderer Effekt ein, die Anzahl der Volllaststunden geht weiter zurück. Wesentlicher Treiber ist hier die technische Ausgestaltung der modernen Steinkohleblöcke. Diese besitzen im Vergleich zur maximalen thermischen Leistung eine wesentlich höhere elektrische Leistung als alte Blöcke. Da die Wärmebereitstellung immer häufiger im Zwangsbetrieb erfolgen müsste (d. h. bei negativem Clean-Dark Spread), erhöht sich die Konkurrenzfähigkeit der gasbefeuerten Wärmebereitstellung. Gegenüber 2014 stellt sich somit in Summe eine wesentlich schlechtere Auslastung der Steinkohlekraftwerke dar. Für nicht-KWK-fähige Kraftwerke sinkt die Anzahl der durchschnittlichen Volllaststunden um 38 % bzw. 36 % ab, moderne Steinkohlekraftwerke sind weiterhin leicht im Vorteil. Bei alten Kraftwerken, die Wärme auskoppeln, reduziert sich die Anzahl um 13 %, während moderne Kraftwerke eine Reduktion um 28 % erfahren. Gemäß den vorab durchgeführten Überlegungen ändert sich die Anzahl der Volllaststunden für Kernkraftwerke nicht.

Für die Analyse der Deckungsbeiträge erfolgt aufgrund der großen Unterschiede eine Betrachtung differenziert nach Steinkohle- und Kernkraftwerken. Um die Vergleichbarkeit zwischen den verschiedenen Kraftwerken herzustellen, wurden alle Kosten und Erlöse in der Einheit „€/MW_{el}“ bestimmt. Dabei wurde auf die Nutzung der gängigeren Einheit „€/MWh_{el}“ verzichtet, da somit eine bessere Vergleichbarkeit zwischen den Rohmargen aus der Erzeugung und den zu deckenden Kosten hergestellt werden kann. Sowohl die zeitliche Entwicklung wie auch die Gegenüberstellung zwischen der Situation in 2014 und dem Zeitraum 2019 – 2022 ist in Abbildung 8 dargestellt. Dabei verstehen sich die hier aufgezeigten Deckungsbeiträge I als Differenz aus Strom- und Wärmeerlösen und den zugehörigen Erzeugungskosten.

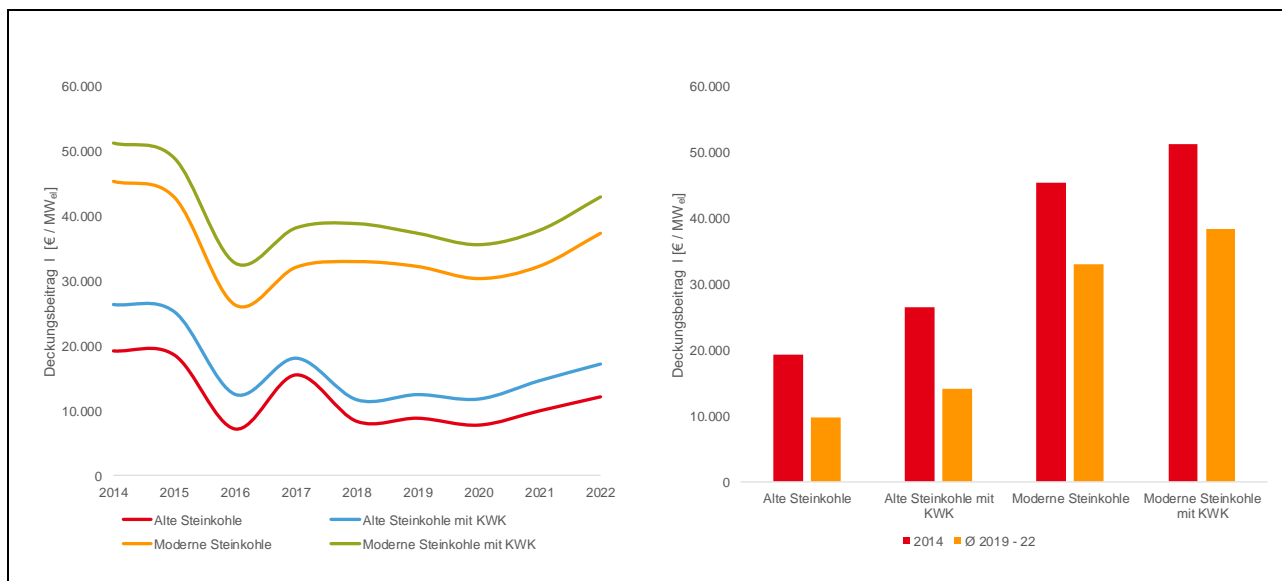


Abbildung 8: Entwicklung der Deckungsbeiträge I für Kohlekraftwerke gemäß der Simulation

Bei Betrachtung der historischen Fahrweise zeigt sich, dass alle Kohlekraftwerke nach 2015 einen starken Einbruch ihrer Deckungsbeiträge hinnehmen mussten, wesentlicher Treiber hierfür waren sinkende Strompreise bei steigenden Steinkohlepreisen. Die extrem hohen Strompreise im Winter 2016/17 durch den Ausfall von 12 französischen Kernreaktoren führten bei gleichbleibenden Volllaststunden zu einem kurzfristigen Anstieg der Deckungsbeiträge. In der langfristigen Entwicklung stellt sich eine weitestgehende Stagnation der Deckungsbeiträge ein, erst nach 2021 kommt es wieder zu einem leichten Anstieg. Grund für die Stagnation sind die weitestgehend kompensierenden Entwicklungen zwischen Strom-, CO₂- und Steinkohlepreisen (vgl. die Aussagen zu Abbildung 3). Die grundsätzlich höheren Deckungsbeiträge der KWK-fähigen Kraftwerke sind auf die zusätzlichen Erlöse aus der Wärmebereitstellung zurückzuführen. Bei modernen KWK-Kraftwerken ist der Anteil der Wärmeerlöse an den Deckungsbeiträgen jedoch geringer, da diese aufgrund ihrer technischen Auslegung primär auf Stromerzeugung fokussiert sind. Vergleicht man die zukünftige Situation mit der aus 2014, so zeigt sich, dass sich die wirtschaftliche Lage signifikant verschlechtert. Dabei stehen ältere Steinkohlekraftwerke schlechter da als moderne und nicht-KWK-fähige schlechter als solche mit Wärmeauskopplung. Der durchschnittliche Deckungsbeitrag für alte Steinkohlekraftwerke ist um 49 % bzw. 47 % geringer, für moderne Kraftwerke beträgt die Reduktion 27 % bzw. 25 %. Dabei ist die Reduktion im Wesentlichen auf die Entwicklung der Marktlage zurückzuführen, die Auswirkungen durch die erhöhten Wasserentnahmeentgelte sind gering, vgl. dazu auch die Ausführungen im nächsten Kapitel.

Die Entwicklung der Deckungsbeiträge I für Kernenergie ist Abbildung 9 zu entnehmen. Da die Erzeugungskosten außer durch die Erhöhung der Wasserentnahmeentgelte konstant sind und sich auch die Volllaststunden nicht verändern, profitieren die Kernkraftwerke von den seit 2017 stark steigenden Strompreisen. Aufgrund der weitestgehenden Stagnation der Strompreise auf dem hohen Niveau entwickeln sich auch die Deckungsbeiträge der Kernkraftwerke entsprechend. Im Vergleich zum Jahr 2014 werden aufgrund der höheren Strompreise auch höhere Deckungsbeiträge erzielt, so stellt sich für das nassgekühlte Kraftwerk in 2019 ein um 39 % höherer Deckungsbeitrag als 2014 ein. Das hybridgekühlte Kraftwerk hat im Jahr 2019 ebenfalls einen um 39 % höheren Deckungsbeitrag, aufgrund der Änderungen zwischen den Jahren 2019 - 2020 stellt sich im Mittel ein um 32 % höherer Deckungsbeitrag als 2014 ein.

B E T

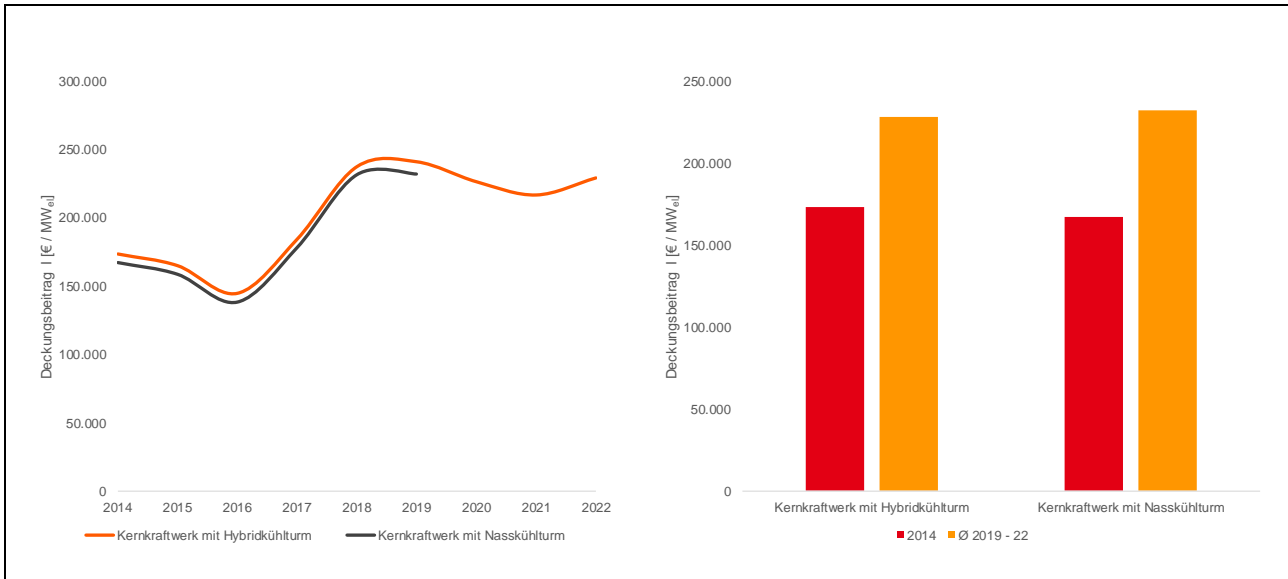


Abbildung 9: Entwicklung der Deckungsbeiträge I für Kernkraftwerke gemäß der Simulation

3.3 Bestimmung der Auswirkungen durch Erhöhung der Wasserentnahmeentgelte

Zur Bestimmung der Auswirkungen, die allein auf die Erhöhung der Wasserentnahmeentgelte zum 01.01.2019 zurückzuführen sind, wurde eine zweite Optimierung durchgeführt. Bei dieser wurden die Entgelte auf dem heutigen Niveau festgesetzt, inklusive der Ermäßigung in Höhe von 25 %. Die entsprechende Auswirkung auf die Erzeugungskosten sind in Abbildung 10 dargestellt.

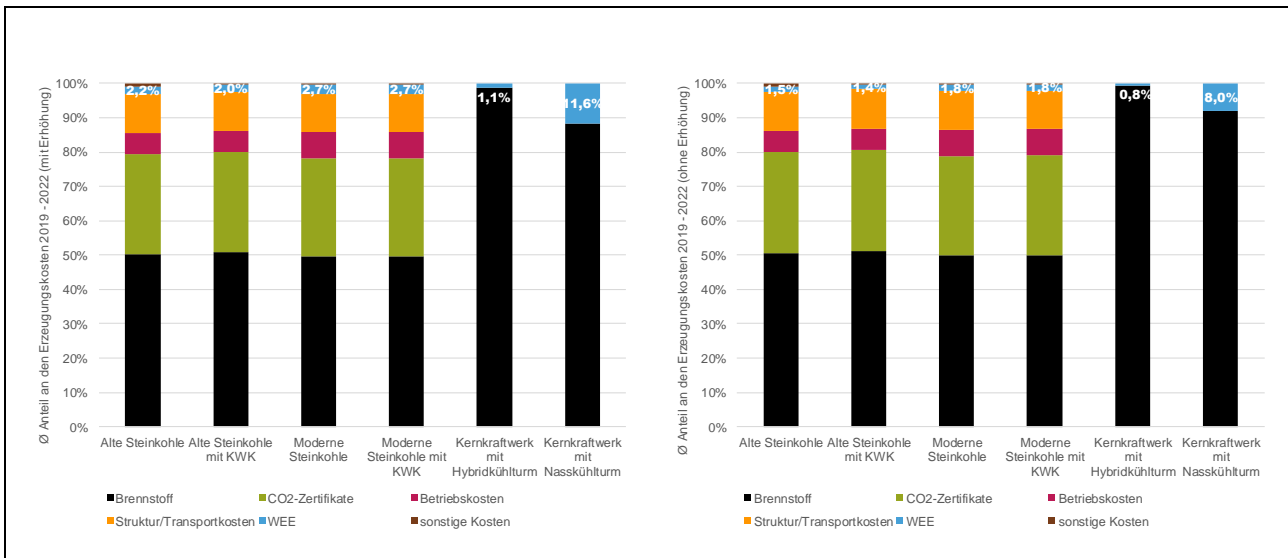


Abbildung 10: Kostenstruktur der Kraftwerke in Abhängigkeit der Entgelterhöhung

Somit zeigt sich, dass die Erhöhung der Wasserentnahmeentgelte dazu führt, dass der Anteil an den Erzeugungskosten bei alten Steinkohlekraftwerken um bis zu 0,7 Prozentpunkte steigt und bei modernen Kohlekraftwerken um 0,9 Prozentpunkte. Bei hybridgekühlten Kernkraftwerken steigt der Anteil um 0,3 Prozentpunkte. Die größte Steigerung ergibt sich bei nassgekühlten Kernkraftwerken, hier würde der Anteil um 3,8 Prozentpunkte steigen. Für Kohlekraftwerke entstehen durch die geplante Erhöhung der Entgelte somit zwar höhere Kosten, jedoch nicht in einem Umfang, dass eine gänzlich andere Fahrweise der Kraftwerke resultieren würde.

In Abbildung 11 wird aufgezeigt, in welchem Umfang sich die Entgelterhöhung auf die Positionierung innerhalb der Merit-Order auswirkt, in der Grafik wird die Position mit und ohne Erhöhung aufgezeigt. Grundsätzlich zeigt sich, dass Kohlekraftwerke zunehmend mit Gaskraftwerken in der Merit-Order konkurrieren, sich damit der Wettbewerbsdruck zwischen gas- und steinkohlebasierter Erzeugung verschärft hat gegenüber den Jahren vor 2017. Die Erhöhung der Entgelte sorgt für gesteigerte Grenzkosten und erhöht die Konkurrenzsituation gegenüber Gaskraftwerken oder innerhalb der Kohlekraftwerke. Bei alten Kohlekraftwerken würde das Aussetzen der Erhöhung die Positionierung innerhalb der Merit-Order jedoch auch nur leicht verbessern.

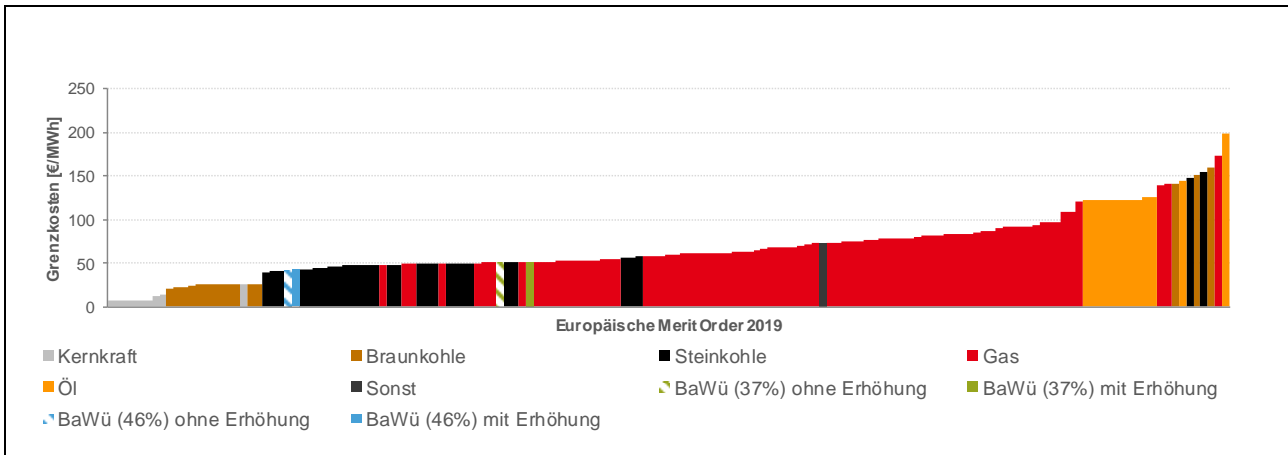


Abbildung 11: Positionierung innerhalb der Merit-Order in Abhängigkeit der Erhöhung der Wasserentnahmeentgelte

Eine Fortschreibung der Entgelte auf heutigem Niveau – d. h. keine Tarifierhöhung zum 01.01.2019 - hätte grundsätzlich nur eine geringe Änderung in der Fahrweise der Kraftwerke zur Folge, wie die Darstellung in Abbildung 12 zeigt. Am stärksten wären dabei nicht-KWK fähige Kraftwerke betroffen, hier würde sich eine Erhöhung der Volllaststunden um 4,3 % bzw. 5,3 % einstellen. Gemäß den Annahmen wird die Fahrweise von Kernkraftwerken durch die Entgelterhöhung nicht beeinflusst, somit stellt sich hier auch keine abweichende Fahrweise ein.

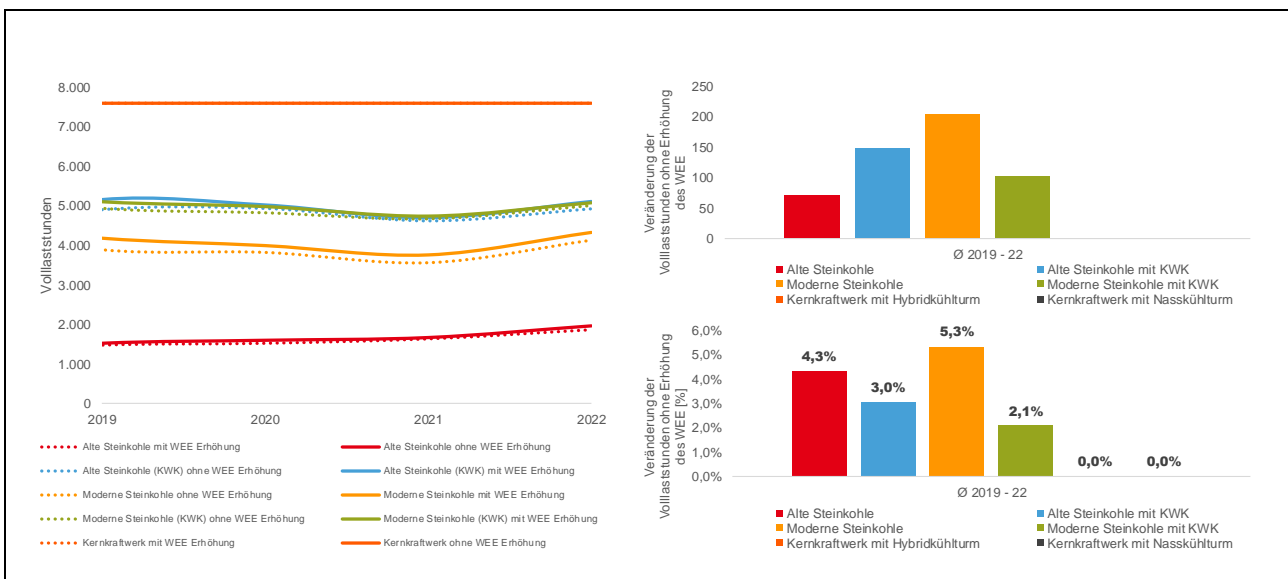


Abbildung 12: Unterschiede in den Volllaststunden in Abhängigkeit der Entgelterhöhung

Bei der Betrachtung der Auswirkungen auf die Deckungsbeiträge zeigt sich, dass insbesondere nicht-KWK fähige Kraftwerke ohne Entgelterhöhung höhere Deckungsbeiträge erwirtschaften würden. Dies ist unter anderem darauf zurückzuführen, dass in den ermittelten Wärmeerlösen auch die

B E T

Wasserentnahmeentgelte zu einem gewissen Teil einfließen. Dies liegt daran, dass in der Modellierung angenommen wurde, dass ein Teil der erhöhten Entgelte weitergereicht werden kann, nämlich wenn das Kraftwerk wärmegeführt eingesetzt wird. Ob dies in der jeweiligen individuellen Situation hinsichtlich der Wettbewerbssituation alternativer Wärmebereitstellung auch vorgenommen werden kann, konnte im Rahmen dieser Studie nicht evaluiert werden. Falls diese zusätzlichen Kosten nicht weitergereicht werden können, dann kann festgehalten werden, dass sich aufgrund der Erhöhung der Wasserentnahmeentgelte die Wettbewerbsfähigkeit der Fernwärme durch Steinkohle-KWK leicht verringert.

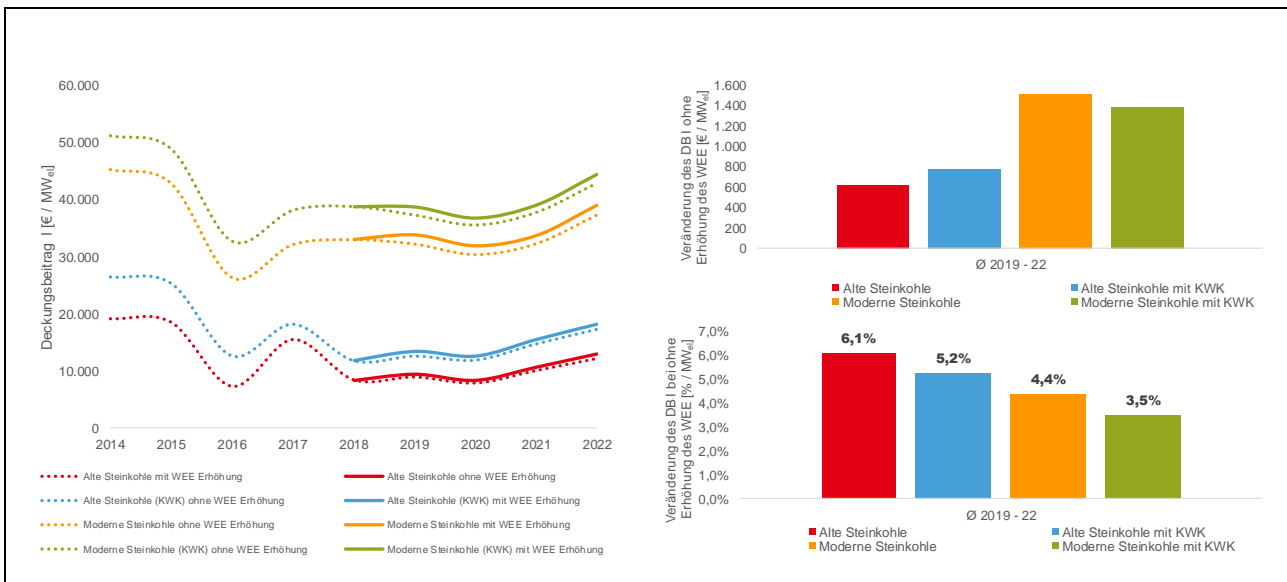


Abbildung 13: Unterschiede im Deckungsbeitrag I von Kohlekraftwerken in Abhängigkeit der Entgelterhöhung

Bei Kernkraftwerken führt ein Festhalten am Status quo zu geringeren Erzeugungskosten, was sich steigend auf die Deckungsbeiträge auswirkt. Insbesondere beim Kraftwerk mit Nasskühlturm würde unter dem heutigen Entgeltregime im Jahre 2019 ein um 1,4 % höherer Deckungsbeitrag erwirtschaftet werden. Aufgrund des geringen Wasserverbrauchs würde eine ausbleibende Entgelterhöhung für das hybridgekühlte Kraftwerk nur eine Erhöhung des Deckungsbeitrags um 0,1 % zur Folge haben.

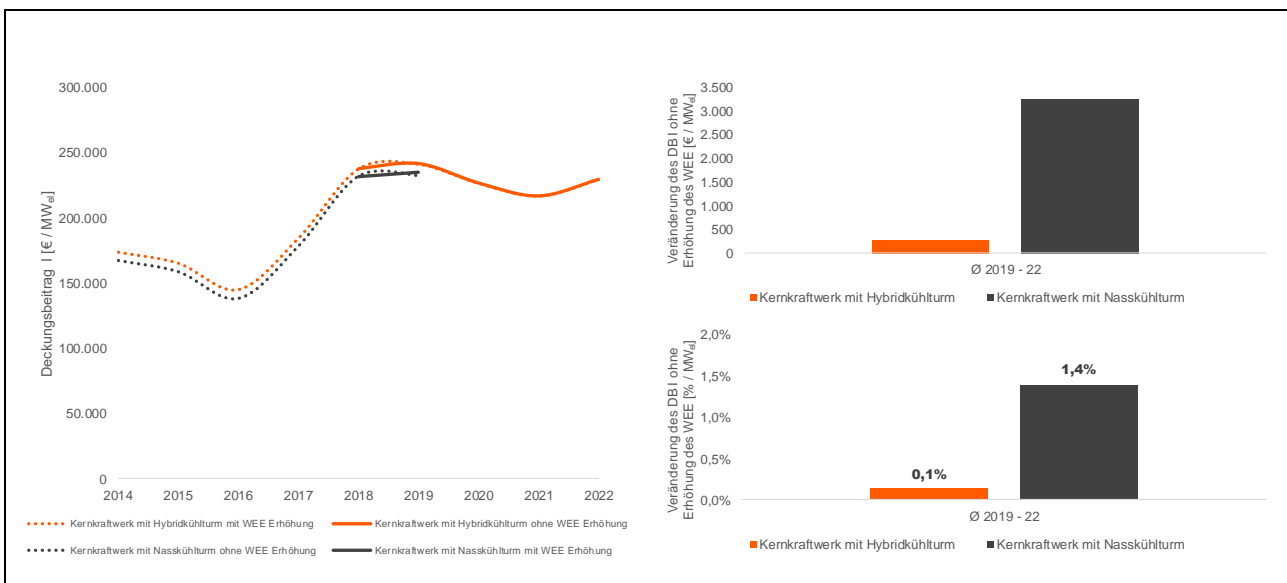


Abbildung 14: Unterschiede im Deckungsbeitrag I von Kernkraftwerken in Abhängigkeit der Entgelterhöhung

3.4 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Die oben bestimmten Deckungsbeiträge I geben die Sicht auf die wirtschaftliche Situation der Kraftwerke nur teilweise wieder, da es sich ausschließlich um den Rohertrag der Erzeugung am Day-Ahead Markt handelt. Um diesen mit den weiteren laufenden Kosten des Kraftwerks in Verbindung zu bringen, wird im Folgenden der Deckungsbeitrag II bestimmt.

Die fixen Kosten von Kraftwerken setzen sich aus unterschiedlichen Kostenpositionen wie Wartung und Instandhaltung, Personalkosten, Versicherungen, etc. zusammen. Diese sind nur schwer generalisierbar und hängen beispielsweise von individuellen Vertragssituationen oder erschließbaren Synergiepotenzialen ab. Daher basiert die Ableitung der Bandbreite der fixen Kosten für Kohlekraftwerke auf Branchenwissen der B E T, für die Kernkraftwerke wurden die Daten aus der Prognos Metastudie genutzt [7], in allen Fällen handelt es sich um das Preisniveau 2018. Wichtig ist an dieser Stelle der Hinweis, dass in der folgenden Betrachtung mögliche Kapitalkosten für die Inbetriebnahme wie auch für den Rückbau der Kernkraftwerke vernachlässigt wurden. Es handelt sich hierbei also um eine Betrachtung der fixen Kosten und nicht der Vollkosten des Kraftwerks.

Mit Hilfe des Deckungsbeitrags II³ können Abschätzungen der wirtschaftlichen Situation der typisierten Kraftwerke gemacht werden. Aus Gründen der Übersichtlichkeit werden in Abbildung 15 und Abbildung 16 nur die Ergebnisse für die KWK-fähigen Steinkohlekraftwerke gezeigt, die getroffenen Schlussfolgerungen lassen sich jedoch auch auf die Kraftwerke ohne Wärmeauskopplung übertragen. Die Darstellung in Abbildung 17 zeigt die Deckungsbeiträge II für das Kernkraftwerk mit Nasskühlung, da in diesem die Auswirkungen der Erhöhung der Wasserentnahmeentgelte größer als für das Kraftwerk mit Hybridkühlung ist.

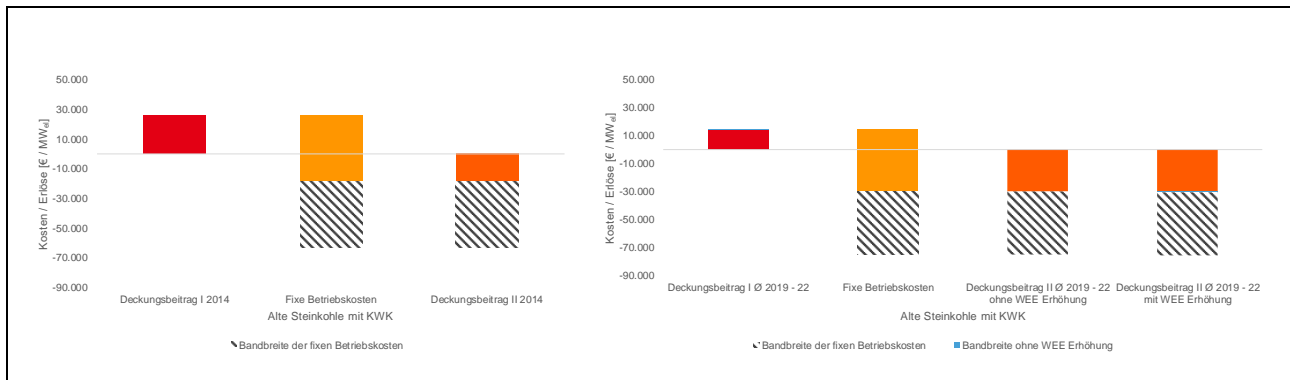


Abbildung 15: Deckungsbeitrag II für das alte KWK-Steinkohlekraftwerk in Abhängigkeit der Entgelterhöhung

So lässt sich grundsätzlich festhalten, dass sich die wirtschaftliche Situation von alten Steinkohlekraftwerken gegenüber 2014 weiter verschlechtert (vergleiche Abbildung 15). Durch eine alleinige Vermarktung am Spotmarkt kann bereits 2014 kein positiver Deckungsbeitrag II erwirtschaftet werden. Unter Berücksichtigung der aktuellen Marktlage ist die zukünftige Situation wesentlich schlechter. Zwar würde die Fortschreibung der Wasserentnahmeentgelte auf heutigem Niveau zu einer Steigerung des durchschnittlichen Deckungsbeitrags II um 2,5 % führen (bei Berücksichtigung der unteren Bandbreite der fixen Betriebskosten), jedoch würde dies die wirtschaftliche Situation des Kraftwerks nicht wesentlich verbessern.

³ Der Deckungsbeitrag II versteht sich hier als Differenz aus Deckungsbeitrag I und jährlichen variablen Kosten, ohne Berücksichtigung von eventuellen Kapitalkosten.

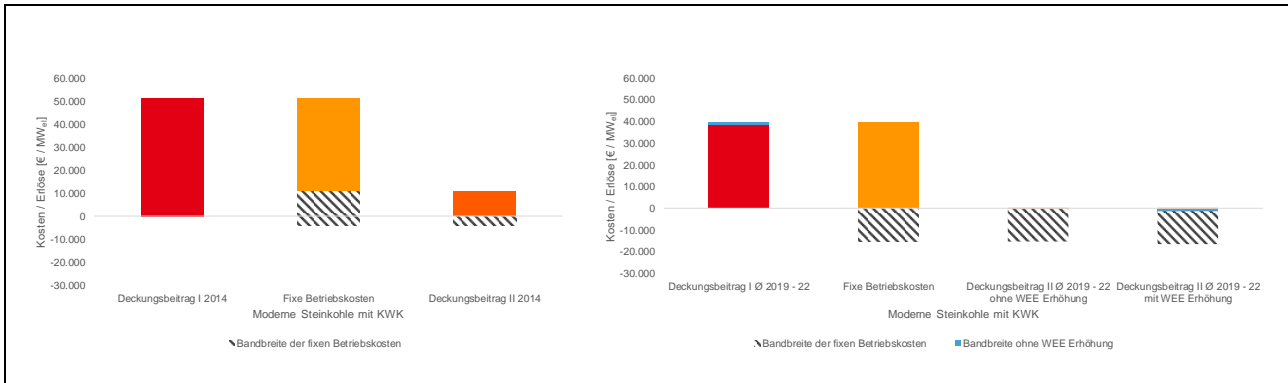


Abbildung 16: Deckungsbeitrag II für das moderne KWK-Steinkohlekraftwerk in Abhängigkeit der Entgelterhöhung

Auch bei modernen, KWK-fähigen Steinkohlekraftwerken verschlechtert sich die Situation grundsätzlich gegenüber 2014, die ermittelten Deckungsbeiträge II liegen leicht unterhalb der unteren Bandbreite der ausgewiesenen fixen Betriebskosten (vergleiche Abbildung 17). Eine Fortschreibung der heutigen Wasserentnahmeentgelte würde hier zu einer leichten Entspannung führen. Jedoch bleibt anzumerken, dass weder auf der Kostenseite die Kapitalkosten berücksichtigt wurden, noch auf der Erlösseite weitere Quellen neben den Spot- und Wärmeerlösen in Betracht gezogen wurden.

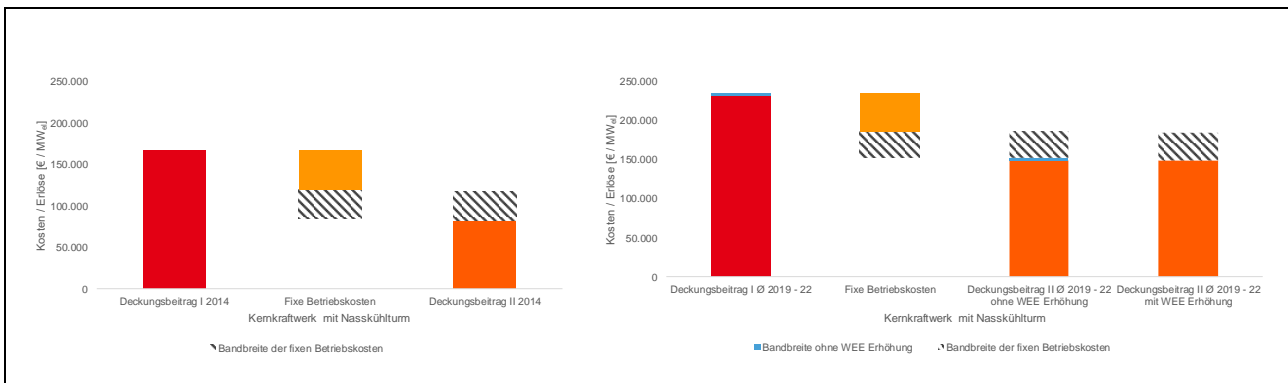


Abbildung 17: Deckungsbeitrag II für das Kernkraftwerk mit Nasskühlturm in Abhängigkeit der Entgelterhöhung

Bei dem aufgezeigten Kernkraftwerk hingegen stellt sich ein höherer Deckungsbeitrag II als 2014 ein, was auf die aktuelle Strompreisentwicklung zurückgeführt werden kann. Eine Fortschreibung des aktuellen Niveaus der Wasserentnahmeentgelte würde den Deckungsbeitrag II um 1,8 % ansteigen lassen (bei Berücksichtigung der unteren Bandbreite der fixen Betriebskosten), was keine signifikanten Auswirkungen auf die wirtschaftliche Situation des Kraftwerks hätte. Dieses kann grundsätzlich seine Fixkosten decken, jedoch bleibt anzumerken, dass an dieser Stelle keine möglichen Kapitalkosten für den anstehenden Rückbau berücksichtigt wurden.

In der hier vorgenommenen Untersuchung konnten lediglich die Deckungsbeiträge durch Spotmarktgeschäfte berücksichtigt werden. In der Regel können Kraftwerke je nach ihrer individuellen Bewirtschaftungsstrategie noch zusätzliche Erlöse durch Terminmarktgeschäfte oder Regelernergiebereitstellung erwirtschaften. Je nach Anbindung ans Stromnetz sind auch vermiedene Netzentgelte als mögliche Erlösponente denkbar. Es ist auch darauf hinzuweisen, dass die tatsächliche Erlössituation realer Kraftwerk nicht zwingend die aktuelle Marktentwicklung widerspiegeln muss, da sich Marktteilnehmer auf 1 - 3 Jahre im Voraus auf dem Terminmarkt gegenüber den weiteren Marktpreisentwicklungen absichern können.

Da die Erlöse aus diesen Quellen nicht aus öffentlichen Daten ermittelt werden können, lassen sich aus den hier abgeleiteten Ergebnissen nur die Rückwirkungen der Erhöhung der Wasserentnahmeentgelte auf ein typisiertes Kraftwerk der untersuchten Gruppe ableiten. Inwieweit die tatsächliche

B E T

wirtschaftliche Situation eines einzelnen Kraftwerks in Baden-Württemberg durch die Erhöhung der Entgelte betroffen ist oder ob sogar ein ganzer Konzern in seiner Existenz bedroht wird, kann auf Basis von öffentlich verfügbaren Daten nicht wissenschaftlich haltbar abgeleitet werden.

3.5 Vergleich des Standorts Baden-Württemberg

Die Erzeugung aus Steinkohle macht nach wie vor einen signifikanten Anteil der Stromerzeugung in Baden-Württemberg aus und wird in nicht unerheblichem Umfang zur Wärmebereitstellung genutzt. An den Strommärkten steht diese in Konkurrenz mit innerdeutschen (z. B. in Nordrhein-Westfalen) und europäischen (z. B. in Polen) Kohlekraftwerken. Wasserentnahmeentgelte werden jedoch in unterschiedlicher Form auch in anderen Bundesländern und europäischen Staaten erhoben, wobei Vergleiche aufgrund der Unterschiedlichkeit der Regelungen auf Schwierigkeiten stoßen. Da es zusätzlich möglich ist, dass weitere individuelle Standorteigenschaften (wie z. B. Transport- oder Beschaffungskosten) diese Vor- oder Nachteile kompensieren oder aber auch verschärfen, kann allein aus den unterschiedlichen Wasserentnahmeentgelten kein fundamentaler Standortvorteil oder -nachteil für Kraftwerke in Baden-Württemberg abgeleitet werden.

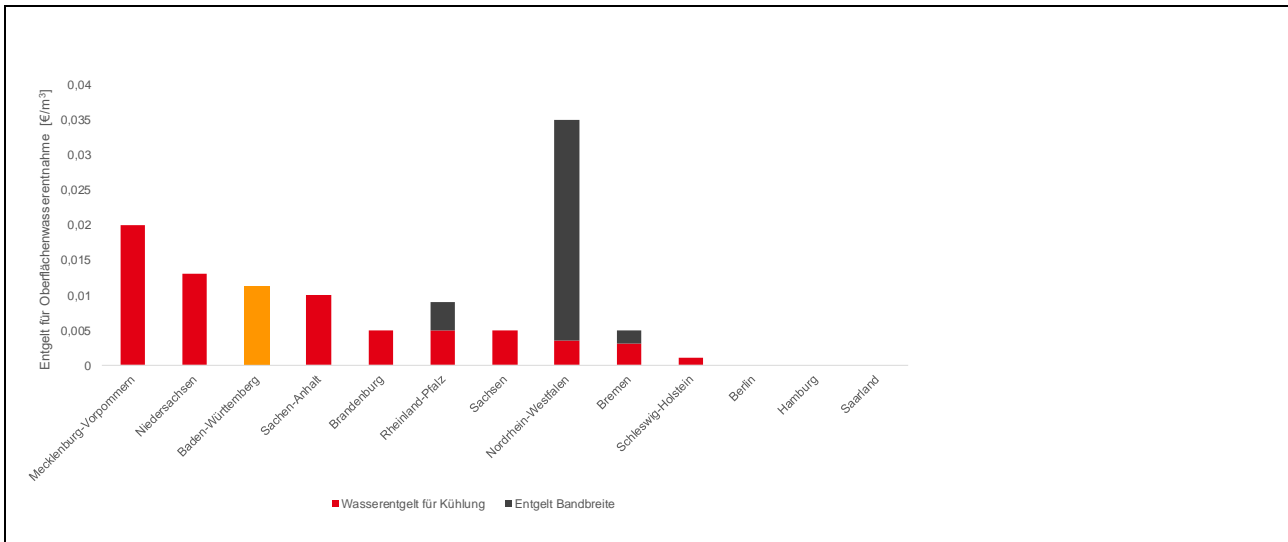


Abbildung 18: Gegenüberstellung der geplanten Wasserentnahmeentgelte unter Berücksichtigung des reduzierten Entgelts [9]

4 SCHLUSSFOLGERUNG

Ziel des Kurzgutachtens ist es, Aussagen über die Auswirkung der Erhöhung des Wasserentnahmeentgelts zum 01.01.2019 auf die Energiewirtschaft in Baden-Württemberg abzuleiten. Durch die Erhöhung werden Unternehmen betroffen, die Steinkohle- und Kernkraftwerke betreiben, daher wurde in diesem Gutachten ausschließlich deren zukünftige wirtschaftliche Lage detailliert untersucht. Dabei wurde insbesondere abgeleitet, wie sich die Erhöhung der Wasserentnahmeentgelte unter den verwendeten Modellannahmen auf die wirtschaftliche Lage der einzelnen Kraftwerkstypen auswirkt. Weitere Geschäftsfelder der Kraftwerksbetreiber oder betroffenen EVUs, wie z. B. Netze und erneuerbare Energien, wurden im Rahmen dieser Studie nicht untersucht.

Die analysierten energiewirtschaftlichen Veränderungen führen für die Kohlekraftwerke in Baden-Württemberg zu einem tendenziell weiter verschlechterten Deckungsbeitrag. Neben der politischen Unsicherheit durch einen Kohleausstieg führen die aktuellen Clean-Dark Spreads zu einer mittelfristig angespannten Erlössituation. Insbesondere alte Steinkohlekraftwerke ohne KWK können unter der angenommenen Marktentwicklung ihre laufenden fixen Betriebskosten nicht durch alleinige Day-Ahead Vermarktung decken.

Durch die Erhöhung der Wasserentnahmeentgelte wird diese Situation für Kohlekraftwerke graduell verschlechtert, da diese Entgelte nur einen geringen Teil der Erzeugungskosten ausmachen. Die Entwicklung der Brennstoffpreise und Preise für CO₂-Zertifikate und die Bandbreite bei deren Entwicklung hat eine wesentlich größere Auswirkung auf die wirtschaftliche Lage der Kraftwerke. Für Steinkohlekraftwerke führt die aktuelle Markterwartung zu negativen Deckungsbeiträgen II, diese Verluste werden durch eine Erhöhung der Wasserentnahmeentgelte noch zusätzlich steigen.

Kernkraftwerke hingegen profitieren von den aktuell gestiegenen Strompreisen, die Deckungsbeiträge übersteigen deutlich die fixen Betriebskosten, und die Erhöhung der Entgelte reduziert diesen Überschuss nur unwesentlich. Dabei bleibt anzumerken, dass das Kernkraftwerk Philippsburg KKP 2 als wesentlicher Beitragszahler der Wasserentnahmeentgelte bereits Ende 2019 stillgelegt wird. Bei Neckarwestheim GKN II, welches erst Ende 2022 stillgelegt wird, fällt aufgrund der Hybridturmkühlung ein wesentlich geringer Wasserverbrauch an.

Für KWK-fähige Steinkohlekraftwerke erhöhen sich durch die Wasserentnahmeentgelte die Wärmegestehungskosten. Dieser Umstand kann direkte Auswirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit der Fernwärme aus Steinkohle-KWK haben, falls die gesteigerten Gestehungskosten nicht durch eine Erhöhung der Wärmepreise an die Abnehmer durchgereicht werden können. Ob dies in der jeweiligen individuellen Situation hinsichtlich der Wettbewerbssituation alternativer Wärmebereitstellung vorgenommen werden kann, konnte im Rahmen dieser Studie nicht evaluiert werden.

Inwieweit die alleinige Erhöhung der Wasserentnahmeentgelte eine Existenzbedrohung für die gesamte Energiewirtschaft in Baden-Württemberg darstellt, kann aus den öffentlich verfügbaren Daten nicht abschließend geschlussfolgert werden. Auch bezüglich einzelner Unternehmen wären dafür detaillierte Analysen anhand interner Daten, einschließlich etwaiger anderer Geschäftsfelder der betroffenen EVUs erforderlich, was im Rahmen dieses Gutachtens kein Untersuchungsgegenstand war.

5 ANHANG

5.1 Tabellen

	Alte Steinkohle	Moderne Steinkohle
Startkosten (inkl. Zusatzbrennstoffen)	7500 €/Start	25000 €/Start
Anfahrbbrennstoff	110 MWh _{fuel}	500 MWh _{fuel}
Transportkosten (Kohle)	2,01 €/MWh _{fuel}	2,01 €/MWh _{fuel}
Betriebskosten	3,00 €/MWh _{el}	3,00 €/MWh _{el}
Mindestbetrieb	4 h	8 h
Mindeststillstand	4 h	8 h

Tabelle 2: Ökonomische Parameter der modellierten Kraftwerke

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Erlöse (€ / MW_{e1})									
Strom	120.944	117.592	62.259	63.240	74.338	86.949	85.015	91.113	105.063
Kosten (€ / MW_{e1})									
Brennstoff	57.993	51.533	31.469	30.732	37.008	41.889	39.297	39.516	44.454
CO2	14.281	18.885	7.157	5.413	15.871	20.873	21.995	24.417	28.665
Betriebskosten	7.565	7.638	4.137	2.950	3.762	4.493	4.705	5.123	5.933
Struktur/Transportkosten	13.702	13.849	7.495	5.343	6.863	8.246	8.639	9.449	10.926
WEE	1.962	1.981	1.070	750	941	1.668	1.720	1.845	2.106
sonstige Kosten	6.222	5.108	3.709	2.514	1.505	899	837	745	813
Deckungsbeitrag I	19.219	18.598	7.222	15.538	8.389	8.881	7.821	10.019	12.167
fixe Betriebskosten (untere Bandbreite)	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000
fixe Betriebskosten (obere Bandbreite)	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000
Deckungsbeitrag II (untere Bandbreite)	-25.781	-26.402	-37.778	-29.462	-36.611	-36.119	-37.179	-34.981	-32.833

Tabelle 3: Simulationsergebnisse für altes Steinkohlekraftwerk ohne KWK, mit Erhöhung der Wasserentnahmeentgelte

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Erlöse (€ / MW_{e1})									
Strom	120.944	117.592	62.259	63.240	74.338	89.658	89.186	93.079	110.225
Kosten (€ / MW_{e1})									
Brennstoff	57.993	51.533	31.469	30.732	37.008	43.352	41.433	40.488	46.981
CO2	14.281	18.885	7.157	5.413	15.871	21.616	23.192	25.018	30.295
Betriebskosten	7.565	7.638	4.137	2.950	3.762	4.658	4.961	5.250	6.264
Struktur/Transportkosten	13.702	13.849	7.495	5.343	6.863	8.540	9.109	9.681	11.547
WEE	1.962	1.981	1.070	750	941	1.147	1.204	1.255	1.476
sonstige Kosten	6.222	5.108	3.709	2.514	1.505	894	873	740	772
Deckungsbeitrag I	19.219	18.598	7.222	15.538	8.389	9.450	8.414	10.646	12.892
fixe Betriebskosten (untere Bandbreite)	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000
fixe Betriebskosten (obere Bandbreite)	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000
Deckungsbeitrag II (untere Bandbreite)	-25.781	-26.402	-37.778	-29.462	-36.611	-35.550	-36.586	-34.354	-32.108

Tabelle 4: Simulationsergebnisse für altes Steinkohlekraftwerk ohne KWK, ohne Erhöhung der Wasserentnahmeentgelte

B E T

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Erlöse (€ / MW_{el})									
Strom	196.142	192.569	146.937	143.250	191.328	208.628	200.340	187.334	207.175
Wärme	41.650	39.734	34.342	34.769	43.581	67.471	66.261	60.751	59.415
Kosten (€ / MW_{el})									
Brennstoff	127.899	114.089	100.734	106.490	128.836	142.827	131.084	114.797	120.405
CO₂	31.394	40.438	24.083	19.073	52.848	71.447	73.449	70.933	77.641
Betriebskosten	16.124	16.097	13.437	10.290	12.899	14.949	15.265	14.508	15.698
Struktur/Transportkosten	30.221	30.179	25.292	19.258	24.066	28.227	28.848	27.450	29.593
WEE	3.864	3.867	3.189	2.371	2.953	5.105	5.134	4.823	5.154
sonstige Kosten	1.853	2.310	1.970	2.383	1.574	1.005	972	883	844
Deckungsbeitrag I	26.437	25.322	12.574	18.153	11.734	12.539	11.850	14.692	17.255
fixe Betriebskosten (untere Bandbreite)	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000
fixe Betriebskosten (obere Bandbreite)	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000
Deckungsbeitrag II (untere Bandbreite)	-18.563	-19.678	-32.426	-26.847	-33.266	-32.461	-33.150	-30.308	-27.745

Tabelle 5: Simulationsergebnisse für altes Steinkohlekraftwerk mit KWK, mit Erhöhung der Wasserentnahmeentgelte

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Erlöse (€ / MW_{el})									
Strom	196.142	192.569	146.937	143.250	191.328	217.761	203.389	189.472	213.056
Wärme	41.650	39.734	34.342	34.769	43.581	70.470	66.237	61.050	61.540
Kosten (€ / MW_{el})									
Brennstoff	127.899	114.089	100.734	106.490	128.836	150.012	133.215	116.467	124.778
CO₂	31.394	40.438	24.083	19.073	52.848	75.072	74.645	71.965	80.461
Betriebskosten	16.124	16.097	13.437	10.290	12.899	15.714	15.524	14.731	16.281
Struktur/Transportkosten	30.221	30.179	25.292	19.258	24.066	29.659	29.318	27.849	30.667
WEE	3.864	3.867	3.189	2.371	2.953	3.563	3.466	3.250	3.547
sonstige Kosten	1.853	2.310	1.970	2.383	1.574	860	936	817	731
Deckungsbeitrag I	26.437	25.322	12.574	18.153	11.734	13.350	12.521	15.444	18.132
fixe Betriebskosten (untere Bandbreite)	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000
fixe Betriebskosten (obere Bandbreite)	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000
Deckungsbeitrag II (untere Bandbreite)	-18.563	-19.678	-32.426	-26.847	-33.266	-31.650	-32.479	-29.556	-26.868

Tabelle 6: Simulationsergebnisse für altes Steinkohlekraftwerk mit KWK, ohne Erhöhung der Wasserentnahmeentgelte

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Erlöse (€ / MW_{el})									
Strom	229.406	213.078	188.125	185.553	230.074	198.870	187.904	176.075	204.722
Kosten (€ / MW_{el})									
Brennstoff	106.988	90.080	93.586	98.404	110.447	88.095	78.999	68.955	78.790
CO₂	26.288	32.222	21.715	17.627	46.844	44.088	44.258	42.607	50.806
Betriebskosten	17.336	16.281	15.904	12.333	13.799	11.849	11.818	11.179	13.159
Struktur/Transportkosten	25.398	23.889	23.375	18.091	20.230	17.418	17.383	16.488	19.365
WEE	4.495	4.222	4.113	3.136	3.450	4.397	4.321	4.027	4.670
sonstige Kosten	3.580	3.510	3.121	3.847	2.328	803	761	539	596
Deckungsbeitrag I	45.321	42.875	26.311	32.115	32.975	32.220	30.365	32.280	37.337
fixe Betriebskosten (untere Bandbreite)	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000
fixe Betriebskosten (obere Bandbreite)	55.000	55.000	55.000	55.000	55.000	55.000	55.000	55.000	55.000
Deckungsbeitrag II (untere Bandbreite)	5.321	2.875	-13.689	-7.885	-7.025	-7.780	-9.635	-7.720	-2.663

Tabelle 7: Simulationsergebnisse für modernes Steinkohlekraftwerk ohne KWK, mit Erhöhung der Wasserentnahmeentgelte

B E T

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Erlöse (€ / MW_{e,i})									
Strom	229.406	213.078	188.125	185.553	230.074	210.706	194.578	183.571	212.138
Kosten (€ / MW_{e,i})									
Brennstoff	106.988	90.080	93.586	98.404	110.447	94.449	82.374	72.588	82.287
CO2	26.288	32.222	21.715	17.627	46.844	47.237	46.151	44.852	53.061
Betriebskosten	17.336	16.281	15.904	12.333	13.799	12.704	12.324	11.778	13.747
Struktur/Transportkosten	25.398	23.889	23.375	18.091	20.230	18.662	18.126	17.357	20.224
WEE	4.495	4.222	4.113	3.136	3.450	3.129	2.991	2.816	3.238
sonstige Kosten	3.580	3.510	3.121	3.847	2.328	746	751	529	633
Deckungsbeitrag I	45.321	42.875	26.311	32.115	32.975	33.778	31.861	33.651	38.947
fixe Betriebskosten (untere Bandbreite)	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000
fixe Betriebskosten (obere Bandbreite)	55.000	55.000	55.000	55.000	55.000	55.000	55.000	55.000	55.000
Deckungsbeitrag II (untere Bandbreite)	5.321	2.875	-13.689	-7.885	-7.025	-6.222	-8.139	-6.349	-1.053

Tabelle 8: Simulationsergebnisse für modernes Steinkohlekraftwerk ohne KWK, ohne Erhöhung der Wasserentnahmeentgelte

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Erlöse (€ / MW_{e,i})									
Strom	245.934	233.160	206.955	219.758	256.112	237.528	223.476	215.261	235.155
Wärme	13.052	12.930	12.263	13.886	13.446	11.309	10.966	11.175	10.751
Kosten (€ / MW_{e,i})									
Brennstoff	122.038	105.656	108.700	126.661	130.148	112.018	99.946	90.608	95.694
CO2	30.018	37.454	25.373	22.852	54.422	56.077	56.002	55.987	61.706
Betriebskosten	19.658	18.931	18.486	15.793	16.318	15.056	14.935	14.682	15.968
Struktur/Transportkosten	28.916	27.893	27.233	23.277	23.984	22.154	21.995	21.666	23.519
WEE	4.988	4.804	4.678	3.921	3.984	5.495	5.370	5.206	5.579
sonstige Kosten	2.188	2.483	2.050	3.015	1.927	756	657	539	549
Deckungsbeitrag I	51.181	48.869	32.700	38.126	38.774	37.281	35.536	37.749	42.890
fixe Betriebskosten (untere Bandbreite)	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000
fixe Betriebskosten (obere Bandbreite)	55.000	55.000	55.000	55.000	55.000	55.000	55.000	55.000	55.000
Deckungsbeitrag II (untere Bandbreite)	11.181	8.869	-7.300	-1.874	-1.226	-2.719	-4.464	-2.251	2.890

Tabelle 9: Simulationsergebnisse für modernes Steinkohlekraftwerk mit KWK, mit Erhöhung der Wasserentnahmeentgelte

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Erlöse (€ / MW_{e,i})									
Strom	245.934	233.160	206.955	219.758	256.112	243.070	228.257	217.111	237.256
Wärme	13.052	12.930	12.263	13.886	13.446	11.852	11.389	10.800	10.485
Kosten (€ / MW_{e,i})									
Brennstoff	122.038	105.656	108.700	126.661	130.148	115.532	102.818	91.534	96.738
CO2	30.018	37.454	25.373	22.852	54.422	57.801	57.609	56.559	62.380
Betriebskosten	19.658	18.931	18.486	15.793	16.318	15.520	15.372	14.841	16.148
Struktur/Transportkosten	28.916	27.893	27.233	23.277	23.984	22.835	22.627	21.887	23.776
WEE	4.988	4.804	4.678	3.921	3.984	3.758	3.667	3.493	3.745
sonstige Kosten	2.188	2.483	2.050	3.015	1.927	748	752	539	540
Deckungsbeitrag I	51.181	48.869	32.700	38.126	38.774	38.727	36.802	39.060	44.414
fixe Betriebskosten (untere Bandbreite)	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000
fixe Betriebskosten (obere Bandbreite)	55.000	55.000	55.000	55.000	55.000	55.000	55.000	55.000	55.000
Deckungsbeitrag II (untere Bandbreite)	11.181	8.869	-7.300	-1.874	-1.226	-1.273	-3.198	-940	4.414

Tabelle 10: Simulationsergebnisse für modernes Steinkohlekraftwerk mit KWK, ohne Erhöhung der Wasserentnahmeentgelte

B E T

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Erlöse (€ / MW_{el})									
Strom	248.976	240.388	220.096	259.844	313.120	316.996			
Kosten (€ / MW_{el})									
Brennstoff	74.949	74.949	74.949	74.949	74.949	74.949			
WEE	6.555	6.555	6.555	6.555	6.555	9.833			
Deckungsbeitrag I	167.472	158.884	138.592	178.340	231.616	232.214			
fixe Betriebskosten (untere Bandbreite)	48.200	48.200	48.200	48.200	48.200	48.200			
fixe Betriebskosten (obere Bandbreite)	82.750	82.750	82.750	82.750	82.750	82.750			
Deckungsbeitrag II (untere Bandbreite)	119.272	110.684	90.392	130.140	183.416	184.014			

Tabelle 11: Simulationsergebnisse für Kernkraftwerk mit Nasskühlturm, mit Erhöhung der Wasserentnahmeentgelte

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Erlöse (€ / MW_{el})									
Strom	248.976	240.388	220.096	259.844	313.120	316.996			
Kosten (€ / MW_{el})									
Brennstoff	74.949	74.949	74.949	74.949	74.949	74.949			
WEE	6.555	6.555	6.555	6.555	6.555	6.555			
Deckungsbeitrag I	167.472	158.884	138.592	178.340	231.616	235.492			
fixe Betriebskosten (untere Bandbreite)	48.200	48.200	48.200	48.200	48.200	48.200			
fixe Betriebskosten (obere Bandbreite)	82.750	82.750	82.750	82.750	82.750	82.750			
Deckungsbeitrag II (untere Bandbreite)	119.272	110.684	90.392	130.140	183.416	187.292			

Tabelle 12: Simulationsergebnisse für Kernkraftwerk mit Nasskühlturm, ohne Erhöhung der Wasserentnahmeentgelte

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Erlöse (€ / MW_{el})									
Strom	248.976	240.388	220.096	259.844	313.120	316.996	302.328	292.600	305.140
Kosten (€ / MW_{el})									
Brennstoff	74.949	74.949	74.949	74.949	74.949	74.949	74.949	74.949	74.949
WEE	570	570	570	570	570	855	855	855	855
Deckungsbeitrag I	173.457	164.869	144.577	184.325	237.601	241.192	226.524	216.796	229.336
fixe Betriebskosten (untere Bandbreite)	48.200	48.200	48.200	48.200	48.200	48.200	48.200	48.200	48.200
fixe Betriebskosten (obere Bandbreite)	82.750	82.750	82.750	82.750	82.750	82.750	82.750	82.750	82.750
Deckungsbeitrag II (untere Bandbreite)	125.257	116.669	96.377	136.125	189.401	192.992	178.324	168.596	181.136

Tabelle 13: Simulationsergebnisse für Kernkraftwerk mit Hybridkühlturm, mit Erhöhung der Wasserentnahmeentgelte

B E T

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Erlöse (€ / MW_{el})									
Strom	248.976	240.388	220.096	259.844	313.120	316.996	302.328	292.600	305.140
Kosten (€ / MW_{el})									
Brennstoff	74.949	74.949	74.949	74.949	74.949	74.949	74.949	74.949	74.949
WEE	570	570	570	570	570	570	570	570	570
Deckungsbeitrag I	173.457	164.869	144.577	184.325	237.601	241.477	226.809	217.081	229.621
fixe Betriebskosten (untere Bandbreite)	48.200	48.200	48.200	48.200	48.200	48.200	48.200	48.200	48.200
fixe Betriebskosten (obere Bandbreite)	82.750	82.750	82.750	82.750	82.750	82.750	82.750	82.750	82.750
Deckungsbeitrag II (untere Bandbreite)	125.257	116.669	96.377	136.125	189.401	193.277	178.609	168.881	181.421

Tabelle 14: Simulationsergebnisse für Kernkraftwerk mit Hybridkühlturm, ohne Erhöhung der Wasserentnahmeentgelte

5.2 Kraftwerkseinsatzoptimierung

Die Modellierung der bei B E T untersuchten Assets und Energiesysteme erfolgt mittels eines sogenannten Referenzenergiesystems als Gemischt-Ganzzahliges Lineares Programm. Dazu wird die bei B E T entwickelte und flexibel konfigurierbare Softwarelösung „B E T SysMod“ verwendet. Im Folgenden werden die genaueren mathematischen Hintergründe dieses Modellierungsansatzes erläutert.

Die wesentlichen Bestandteile eines Referenzenergiesystems (RES) bilden Assets und Commodities. Ein Asset wird dabei u. a. mittels Eingabe- und Ausgabecommodities und einer zugehörigen Abbildung, welche die Umwandlung von Eingabe- in Ausgabegrößen beschreibt, dargestellt. Dies kann sowohl ein industrieller stromintensiver Prozess sein, ein konventionelles oder volatiles Kraftwerk zur Stromerzeugung oder auch ein stromverbrauchender Haushalt. Dabei kann als „Ausgabe“ auch eine Energielastdeckung angenommen werden. Komplexe Prozesse lassen sich nun als Verkettung von Assets darstellen. Dabei ist sowohl die Berücksichtigung verschiedenster Marktstufen (z. B. Spot, Intraday, Regelenergie) sowie Restriktionen aufgrund netztechnischer oder gesetzlicher Rahmenbedingungen (z. B. KWK Zuschläge, EEG Vermarktung, CO₂-Grenzen) möglich.

Da die Modellierung als Gemischt-Ganzzahliges Lineares Programm erfolgt, wird auf lineare Zusammenhänge zwischen Ein- und Ausgabegrößen zurückgegriffen. Es ist anzumerken, dass nicht-lineare ganzzahlige Probleme aufgrund ihrer mathematischen Eigenschaften auch mittels modernster Software nicht zufriedenstellend gelöst werden können. Deshalb ist die Verwendungen von linearen Abbildungen zur Approximation von nicht-linearen Prozessen auch heute noch industrieller Standard.

B E T

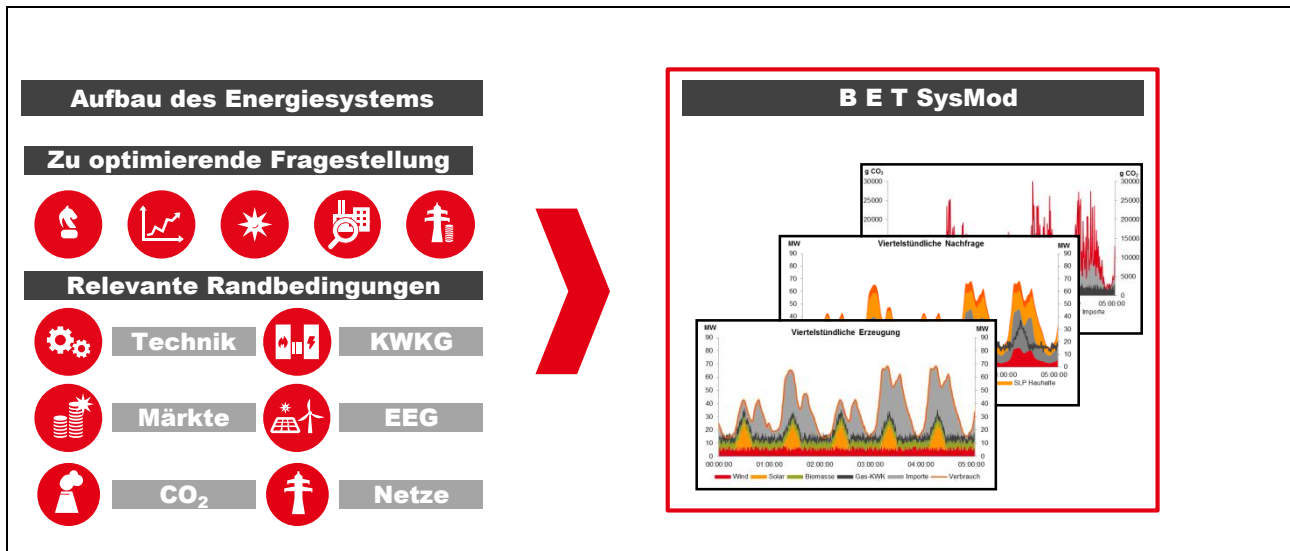


Abbildung 19: Schematische Darstellung des Aufbaus eines Referenzenergiesystems zur Optimierung mittels B E T SysMod

Da B E T SysMod eine bei B E T entwickelte Software darstellt, können alle relevanten Nebenbedingungen und Eingabegrößen passend auf das jeweilige modellierte Verfahren zugeschnitten werden. Die Softwarelösung B E T SysMod basiert auf einem flexiblen Front- und Backend sowie einer Kernkomponente. Diese Kernkomponente wird durch das in der Modellierungssprache GAMS (*General Algebraic Modeling System*) abgebildete Gemischt-Ganzzahlige Lineare Programm gebildet. Zur Berechnung der Modelle verfügt die B E T über mehrere eigene Hochleistungsserver sowie Lizenzen kommerzieller State-of-the-Art Softwarelösungen, welche zum Lösen der Gemischt-Ganzzahligen Linearen Programme notwendig sind (u. a. *Gurobi Optimizer*).

6 LITERATURVERZEICHNIS

- [1] AG Energiebilanzen e.V., „Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern,“ 2018.
- [2] Statistisches Landesamt Baden-Württemberg, „Bruttostromerzeugung in Baden-Württemberg seit 1973 nach Energieträgern,“ 2018.
- [3] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, „Abschlussbericht - Systemanalysen 2018,“ 2018.
- [4] Bundesnetzagentur, „Kraftwerksliste vom 02.02.18“.
- [5] Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, „Monitoring der Energiewende - Statusbericht 2017,“ 2017.
- [6] EnBW Energie Baden-Württemberg AG, „Integrierter Geschäftsbericht 2017,“ 2018.
- [7] Prognos AG, „Kosten neuer Kernkraftwerke - Aufdatierung der Kostendaten der Energieperspektiven Schweiz 2035,“ 2008.
- [8] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Gesamtausgabe der Energiedaten - Datensammlung des BMWi vom 14.08.2018,“ 2018.
- [9] Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung – UFZ Department Ökonomie, „Das Wasserentnahmeentgelt in Baden-Württemberg,“ 2016.