

Gutachten | August 2020

Gutachten zur Kostenschätzung der Rheinenergie AG zum Bürgerbegehren des Bündnisses „Klimawende Köln“.

Prof. Dr.-Ing. Manfred Fishedick

Dr.-Ing. Arjuna Nebel

Herausgeber:

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH

Döppersberg 19

42103 Wuppertal

www.wupperinst.org

Autorin/Autor:

Prof. Dr.-Ing. Manfred Fishedick

Wissenschaftlicher Geschäftsführer

E-Mail: manfred.fishedick@wupperinst.org

Dr.-Ing. Arjuna Nebel

Senior Researcher im Forschungsbereich Systeme und Infrastrukturen, Abteilung
Zukünftige Energie- und Infrastrukturen

E-Mail: arjuna.nebel@wupperinst.org

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
1 Zusammenfassung	4
2 Einleitung	7
3 Grundverständnis für die Kostenschätzung	9
3.1 Bewertung der Methodik	9
3.2 Bewertung der zentralen Annahmen	9
4 Kreis der einzubeziehenden Rheinenergie-Gesellschaften	11
4.1 Bewertung der Methodik	11
4.2 Bewertung der zentralen Annahmen	11
5 Energiewirtschaftliches Preisprämissenmodell	12
5.1 Bewertung der Methodik	12
5.2 Bewertung der zentralen Annahmen	12
6 Auswirkungen auf Beschaffung und Vertrieb von EE-Strom	14
6.1 Bewertung der Methodik	14
6.2 Bewertung der zentralen Annahmen	15
7 Auswirkungen auf die Strom- und Wärmeerzeugung	18
7.1 Bewertung der Methodik	18
7.2 Bewertung der zentralen Annahmen	18
8 Steinkohle-Heizkraftwerk Rostock	20
8.1 Bewertung der Methodik	20
8.2 Bewertung der zentralen Annahmen	20
9 Einordnung	22
9.1 Kostenschätzung	22
9.2 Verallgemeinerbarkeit des Bürgerbegehrens	24

1 Zusammenfassung

Das Wuppertal Institut ist von der Stadt Köln beauftragt worden, die von der Rheinenergie AG (im Folgenden RE) vorgelegte Kostenschätzung zum Bürgerbegehren des Bündnisses „Klimawende Köln“ gutachterlich zu prüfen. Dies umfasst u. a. die Prüfung der Angemessenheit der durch die RE verwendeten Methodik, die kritische Reflexion ergebnisrelevanter Annahmen sowie die Überprüfung der Plausibilität der erzielten Ergebnisse.

Aufgrund der großen Dynamik im Energiemarkt sind Aussagen, gerade Aussagen zu Kosten, immer mit hohen Unsicherheiten verbunden. Insofern handelt es sich bei der vorgelegten Kostenschätzung um eine typische „wenn-dann“ Zuordnung, d. h. um eine auf Annahmen beruhende Kostenschätzung und keine Projektion respektive Voraussage. Für die Bewertung der Ergebnisse ist entsprechend eine hohe Transparenz bezüglich der Annahmen erforderlich. Dem Gutachter wurden dafür alle notwendigen Zahlen seitens der RE zur Verfügung gestellt und bei Bedarf erläutert.

Der durch die RE durchgeführten Kostenschätzung liegt ein Fundamentalmodell des Elektrizitätsmarktes zugrunde, welches die Erwartung der zukünftigen Preise und Erlösmöglichkeiten (hier vor allem der erzielbaren Strompreise) seitens der RE abbildet. Die Nutzung eines solchen Modells halten die Gutachter für notwendig und zielführend. Die Vorgehensweise entspricht vollständig der energiewirtschaftlichen Praxis. Das gleiche Modell nutzt die RE auch selber, um aus betriebswirtschaftlicher Sicht Investitionsentscheidungen abzuleiten.

Die von der RE für die Kostenschätzung definierte Systemgrenze (z. B. in Bezug auf die betrachteten RE-Gesellschaften) und das als Bezugsrahmen ausgewählte Referenzszenario für die Entwicklung des Unternehmens (d. h. eine Entwicklung ohne Vorgaben von außen) sind schlüssig abgeleitet und plausibel. Sinnvollerweise bezieht die Kostenschätzung auch die Seite der Fernwärmebereitstellung seitens der RE mit ein, da sich die RE nicht zuletzt auf Wunsch und mit Unterstützung der Politik von Bundes- und Landesebene als Kraft-Wärme-Kopplungsstandort (KWK) erfolgreich etabliert hat.

Die RE wählt für die Ableitung der Kosten eine zeitpunktbezogene Betrachtung, d. h. sie bestimmt mit welchen Kosten im Jahr 2030 gegenüber dem ausgewählten Referenzpfad zu rechnen ist. Sie geht dabei (modelltheoretisch) „von einem sprunghaften Übergang“ vom Referenzpfad auf den im Bürgerbegehren spezifizierten Alternativpfad (100 % erneuerbare Energien) im Jahr 2030 aus. Nur bei der Modellierung von Stromerzeugung/-bezug aus erneuerbaren Energien wird ein linearer Ausbaupfad unterstellt. In der Praxis würde selbstverständlich für den gesamten Kraftwerkspark der RE ein schrittweiser Übergang erfolgen. Die Modellierung eines solchen Transformationspfades ist allerdings sehr aufwendig und konnte aufgrund des kurzen verfügbaren Zeitrahmens für die Erstellung der Kostenschätzung verständlicherweise nicht umgesetzt werden. Damit bleiben die für die Bewertung durchaus relevanten dynamischen Kosteneffekte allerdings außen vor. Dies gilt für höhere Zusatzkosten vor dem Jahr 2030 genauso wie für erwartbare Kostendegressionseffekte nach 2030. Über potentielle Einnahmeausfälle für die Stadt Köln, die vor oder nach dem Bezugsjahr 2030 anfallen, können daher keine expliziten Aussagen getroffen werden.

Neben der Reflexion der verwendeten methodischen Ansätze, ist es auch Aufgabe der Gutachter, auf unterschiedliche Einschätzungen oder hohe Unsicherheiten in Bezug auf ergebnisrelevante Annahmen hinzuweisen. Dies gilt unabhängig von der Tatsache, dass de facto nur an einigen wenigen Stellen die Auswirkungen alternativer Annahmen quantifiziert werden können, ohne umfassende Modellrechnungen durchzuführen.

Besonders bedeutsam und mit quantifizierbaren, die Kostenschätzung senkenden Effekten verbunden sind dabei u. a.

- die Annahmen zum Ergebnisbeitrag des Steinkohlekraftwerks Rostock (d. h. eine Außerbetriebnahme vor dem Jahr 2030),
- die Annahmen zu den Mehrkosten des Strombezugs aus erneuerbaren Energien und der Verteilung der Herkunftsnachweise und hier vor allem das Verhältnis des Kapazitätszubaues Photovoltaik zu Windenergie sowie insbesondere der Übergang auf eine zeitpunktbezogene Betrachtung bei der Windenergie

Relevant aber im Rahmen des Gutachtens nicht genau quantifizierbar sind u. a.

- Annahmen zu den CO₂-Preisen im Fundamentalmodell durch einen Übergang auf eine andere Bezugsgröße (d. h. Übergang vom New Policy Scenario der Internationalen Energieagentur auf das, sich am Pariser Klimaschutzabkommen orientierende Sustainable Development Scenario)
- Annahme einer vollständigen Abkehr der Fernwärmeerzeugung durch die RE (führt für die RE zu geringeren Kosten, verlagert Kosten allerdings auf die Kundenseite, die für sich eine vollständig neue Wärmeversorgung aufbauen müssten und von den Skaleneffekten der Fernwärme nicht mehr profitieren könnten).

Ein weiterer für die Bewertung der Kosten relevanter Punkt ist, dass die Kosten als nominale (d. h. nicht inflationsbereinigte) Kosten für das Jahr 2030 statt als reale Kosten ausgewiesen werden. Ob nominale oder reale Größen zu betrachten sind, ist letztlich eine kommunalverfassungsrechtlich zu klärende Fragestellung, die hier nicht behandelt werden kann, auf den generellen Unterschied sei hier aber hingewiesen.

Ungeachtet der kritischen kostenrelevanten Annahmen führt eine Umstellung auf 100 % erneuerbare Energien bei der RE (vor allem auch aufgrund der Konsequenzen auf der Seite der Fernwärmeerzeugung) mit hoher Wahrscheinlichkeit zu substantiellen Mehrkosten. Dabei scheint allerdings nicht ausgeschlossen, dass zumindest ein Teil der Kunden der RE gewillt ist, für grünen Strom höhere Strompreise zu akzeptieren. Dies gilt vor allem vor dem Hintergrund, dass die Sensibilität gegenüber den Folgen des Klimawandels auf der Zeitachse steigen dürfte und eine bis zum Jahr 2030 sinkende EEG-Umlage Spielräume eröffnen dürfte.

Unabhängig davon stellt die Umsetzung eines solchen Transformationspfads über einen so kurzen Zeitraum für Regionalversorger wie die RE ein große Herausforderung dar und würde die kommunalen Haushalte belasten. Ein derartiger Übergang ist aus eigener Kraft vermutlich kaum zu schaffen, sondern auf förderliche Rahmen-

bedingungen seitens des Bundes angewiesen. Schafft der Bund entsprechende Voraussetzungen, ist eine Vorreiterrolle für die RE (als regionaler Versorger mit hohem Bekanntheitsgrad) durchaus möglich und wäre mit einer hohen Impulswirkung verbunden. Eine derartige Impulsgeberfunktion ist aber nicht zwingend nur mit einer vollständigen Umstellung auf erneuerbare Energien bis zum Jahr 2030 erreichbar. Insofern kann die von der RE durchgeführte Kostenschätzung und die hier vorgenommene Einordnung helfen, eine vertiefende Diskussion über adäquate Ausbauziele erneuerbarer Energien und die Zukunft der Fernwärmeversorgung zu führen, in die die Stadt, RE und die Zivilgesellschaft eingebunden werden sollten.

2 Einleitung

Das Wuppertal Institut ist von der Stadt Köln beauftragt, die vorgelegte Kostenschätzung der Rheinenergie AG (im Folgenden RE) zum Bürgerbegehren des Bündnisses „Klimawende Köln“ gutachterlich zu prüfen. Zu diesem Zweck wurden dem Wuppertal Institut (im Folgenden die Gutachter) Unterlagen zur Kosteschätzung von der RE zur Verfügung gestellt und in drei virtuellen Workshops umfangreiche Rückfragen der Gutachter mit der RE ausführlich diskutiert.

Die Kostenschätzung der RE gliedert sich in folgende, für die Kostenausweisung relevante Unterpunkte:

- Grundverständnis für die Kostenschätzung
- Kreis der einzubeziehenden RheinEnergie-Gesellschaften
- Energiewirtschaftliches Preisprämissenmodell
- Auswirkungen auf Beschaffung und Vertrieb von EE-Strom
- Auswirkungen auf die Strom- und Wärmeerzeugung
- Auswirkungen auf den Wärmevertrieb
- Steinkohle-Heizkraftwerk Rostock

Zu den einzelnen Unterpunkten wird in diesem Gutachten gemäß Auftrag jeweils eine Bewertung der Angemessenheit der durch die RE verwendeten Methodik durchgeführt und soweit sinnvoll Hinweise zu möglichen alternativen Vorgehensweisen gegeben. Hinzukommt eine kritische Reflexion der zentralen Annahmen, die seitens der RE für die ergebnisrelevanten Faktoren getroffen wurden. Dabei sei vorausgeschickt, dass die Entwicklung des Energiesystems mit hohen Unsicherheiten verbunden und durch eine hohe Dynamik gekennzeichnet ist. Dies gilt mit Blick auf das Zieljahr der Kostenschätzung 2030 sowohl für die technologische Entwicklung, die Markt- und Preisentwicklung sowie politische und gesellschaftliche Faktoren. Bei der Bewertung und Einordnung der Ergebnisse der Kostenschätzung ist dies zu berücksichtigen. Letztlich handelt es sich diesbezüglich immer um eine „wenn-dann“-Zuordnung, d. h. „wenn“ die Annahmen, die seitens der RE zugrunde gelegt worden sind in der Realität zutreffen, „dann“ ist mit dem dargestellten Kosteneffekt zu rechnen. Umgekehrt bedeutet dies, dass es zu einer signifikanten Abweichung kommen kann, wenn die reale Entwicklung in maßgeblichen Bereichen von den getroffenen Annahmen abweicht. Insofern handelt es sich tatsächlich um eine auf Annahmen beruhende Kostenschätzung und keine Projektion respektive Voraussage.

Abschließend ordnet das Gutachten die Kostenschätzung als Ganzes und die Zielsetzung des Bürgerbegehrens in einem größeren Kontext ein. Dies betrifft vor allem auch die Frage nach einer Verallgemeinerbarkeit des Vorgehens und dem Effekt einer potenziellen Ausweitung der Zielvorgabe auf andere Regionen in Deutschland. Damit soll deutlich gemacht werden, dass in einem Verbundsystem wie dem europäischen Strommarkt eine rein regionale Betrachtung nicht zwingend zielführend ist, sondern immer auch beachtet werden muss, wie sich andere Marktteilnehmer verhalten und welche Auswirkungen das eigene Verhalten möglicherweise an anderer Stelle auslöst.

Das hier vorliegende Gutachten beschränkt sich in bewusst knapper Form auf die Reflektion der wesentlichen Aspekte im Zusammenhang mit der Kostenschätzung. Dabei wird davon ausgegangen, dass der Stadt die Kostenschätzung der RE in vollständiger Form vorliegt und innerhalb des Gutachtens entsprechend keine Zusammenfassung der Ergebnisse der Kostenschätzung erfolgen muss. Die im Rahmen der Gespräche mit der RE diskutierten Fragen und Anmerkungen der Gutachter können als ergänzendes Material verstanden werden, das der Stadt Köln bereits im Kontext der Gespräche mit der RE zur Verfügung gestellt worden ist. Auch dieses Material wird als bekannt vorausgesetzt und hier nicht vollständig wiederholt, wenngleich an vielen Stellen in diesem Gutachten auf die verschiedenen Punkte noch einmal dezidiert eingegangen wird.

Zum Hintergrund:

Der Stadt Köln liegt der Text eines Bürgerbegehrens des Bündnisses „Klimawende Köln“ vor. Die Antragsteller möchten den Bürgerinnen und Bürgern der Stadt Köln folgende Fragestellung zum Bürgerentscheid vorlegen: *„Soll die Stadt Köln im Rahmen ihrer Unternehmensbeteiligungen darauf hinwirken, dass die RheinEnergie AG und deren Tochterunternehmen spätestens ab 2030 nur Strom aus erneuerbaren Energien liefern, wobei sie diesen selbst in eigenen Anlagen produzieren, im Rahmen von Stromlieferverträgen aus veröffentlichten Anlagen erwerben oder im Rahmen von Mieterstrommodellen zur Verfügung stellen?“* In der erläuternden Begründung hierzu heißt es: „Der Begriff „liefern“ umfasst den Vertrieb und den Handel von Strom.“ Zugleich wurde die von der Verwaltung gemäß § 26 Abs. 2 Satz 5 GO NRW unverzüglich vorzulegende Kostenschätzung beantragt.

Im Rahmen der Schätzung sind die Kosten zu ermitteln, die voraussichtlich bei einem positiven Votum über den Bürgerentscheid entstehen würden. Mit den Kosten der Maßnahme sind dabei grundsätzlich die Auswirkungen auf den Gemeindehaushalt gemeint, wobei nicht nur die unmittelbaren Kosten der vorgeschlagenen Maßnahme, sondern auch zwangsläufige Folgekosten, Verzicht auf Einnahmen und die Kosten einer erzwungenen Alternativmaßnahme zu berücksichtigen sind. Die Verwaltung hat die Konzernobergesellschaft der RheinEnergie AG, die Stadtwerke Köln GmbH aufgefordert, ihr eine Kostenschätzung aus Unternehmenssicht vorzulegen. Diese Kostenschätzung ist seitens der Stadt Köln zu bewerten. Der Gutachter unterstützt die Stadt mit diesem Gutachten bei der Bewertung.

3 Grundverständnis für die Kostenschätzung

3.1 Bewertung der Methodik

Die RE stellt in ihrer der Stadt Köln übermittelten Kostenschätzung für zentrale Begriffe des Bürgerbegehrens ihre Interpretation und die sich daraus ergebenden Konsequenzen (z. B. hinsichtlich der Systemgrenze und des Bezugsrahmens respektive des Referenzszenarios, d. h. der Entwicklung wie sie die RE von sich aus, ohne äußere Vorgaben verfolgen würde) vor. Die einzelnen Vorgaben wurden im Rahmen des ersten Gespräches zwischen Gutachter und RE intensiv diskutiert. Das Vorgehen ist für die Gutachter insgesamt schlüssig und als nachvollziehbar zu bezeichnen. Es stellt, gerade vor dem Hintergrund der begrenzten zur Verfügung stehenden Zeit eine Möglichkeit dar, zu einer seriösen Kostenabschätzung zu kommen.

3.2 Bewertung der zentralen Annahmen

Auch wenn Vorgehen und zentrale Interpretationen der Vorgaben des Bürgerbegehrens von den Gutachtern als grundsätzlich schlüssig nachvollzogen werden, ist doch auf eine alternative Vorgehensweise für die Kostenschätzung hinzuweisen, die von Seiten der RE aus unterschiedlichen Gründen nicht gewählt worden ist bzw. in der Kürze der Zeit aufgrund des deutlich höheren Aufwandes nicht gewählt werden konnte. Dies betrifft in erster Linie die Annahme, dass im Rahmen der Kostenschätzung im überwiegenden Maße davon ausgegangen wird, dass eine „Umschaltung“ im Jahr 2030 auf die Ziele des Bürgerbegehrens erfolgen wird (d. h. im hypothetischen Sinne unterstellt wird, dass es zu einer Systemveränderung „über Nacht“ kommt). Dieses Vorgehen ist unter dem engen zeitlichen Rahmen für die Kostenschätzung verständlich, muss sich aber aus zwei Gesichtspunkten einer kritischen Einordnung stellen:

1. Zeitpunktbezogene Betrachtungen haben grundsätzlich immer ihre Schwächen. Dies gilt erst recht für Bereiche wie die Energiewirtschaft mit sehr langen Betriebszeiten von Kraftwerken und Infrastrukturen. Insofern spricht vieles dafür, im Rahmen einer Differenzkostenabschätzung eine vergleichende Betrachtung von Transformationspfaden durchzuführen. Eine Betrachtung von Transformationspfaden ermöglicht eine Berücksichtigung der notwendigen Investitionen und Anpassungsanstrengungen über einen längeren Zeitraum, d. h. hier in den Jahren zwischen 2020 und 2030 und darüber hinaus und erlaubt eine ganzheitliche Bewertung. Sie unterstellt keinen sprunghaften Übergang im Jahr 2030, sondern neben der Referenzentwicklung eine bewusste und zielorientierte Entwicklung in Richtung eines 100 %-Erneuerbare-Energien-Pfades, wie er als Zielsetzung des Bürgerbegehrens formuliert wird. Mit hoher Wahrscheinlichkeit würde dieses alternative Vorgehen zu einer Veränderung der Kostenschätzung führen. Dies gilt gerade auch vor dem Hintergrund, dass sich die anfallenden Zusatzkosten auf der Zeitachse ungleich verteilen und sich die realen Kosten durch die Berücksichtigung der Inflation von Jahr zu Jahr unterscheiden. Wie groß der zu erwartende Unterschied ist und wie relevant dieser ist, lässt sich allerdings nicht mit Sicherheit sagen.

Dass dieses Vorgehen seitens der RE nicht gewählt worden ist, hängt damit zusammen, dass die Abbildung eines alternativen Transformationspfades mit einem sehr hohen Aufwand verbunden ist und eine umfassende Optimierungsrechnung für den Aufbau eines gegenüber den bisherigen Planungen deutlich anderen Erzeugungs- und Bezugsportfolios erfordert hätte.

2. Allerdings ist auch das von der RE gewählte Vorgehen nicht an jeder Stelle völlig in sich konsistent. So wurde bei der Beschaffung der erneuerbaren Energien von der Prämisse „Umstellung über Nacht“ abgewichen und angenommen, dass diese schon ab dem Jahr 2020 linear ansteigt. Dieses Vorgehen ist inhaltlich nachvollziehbar, da große zusätzliche Beschaffungsmengen in der Praxis tatsächlich nicht von heute auf morgen bereitgestellt werden können, stellt aber dennoch einen Bruch mit der ansonsten gewählten Methodik dar. Dies ist insofern als durchaus kritisch zu bewerten, da die angenommenen Kosten der Windenergie in früheren Jahren deutlich höher sind als für den Zubau im Jahr 2030. Eine Anwendung der auch sonst gewählten Methodik würde in diesem Bereich zu einer merklichen Verringerung der ausgewiesenen Kosten führen (vgl. Kapitel 6).

4 Kreis der einzubeziehenden Rheinenergie-Gesellschaften

4.1 Bewertung der Methodik

Die RE stellt zwei Alternativen bei der Einbeziehung von RE-Gesellschaften vor. Diese Unterscheidung ist für die Gutachter schlüssig und nachvollziehbar.

4.2 Bewertung der zentralen Annahmen

Die RE schlägt vor, nur die Tochterunternehmen einzubeziehen, welche verbundene Unternehmen i. S. der §§ 15 ff. AktG sind. Die Fokussierung auf Unternehmen mit einer Mehrheitsbeteiligung ist aus Sicht der Gutachter ein angemessenes Vorgehen, da nur für diese davon ausgegangen werden kann, dass derart substantielle Entscheidungen wie der vollständige Übergang auf erneuerbare Energien auch durchgesetzt werden können. Durch die gewählte Vorgehensweise ist auch die Einbeziehung der materiell zurechenbaren Assets wie dem Steinkohlekraftwerk Rostock (wie auch dem Kraftwerk Niehl 3) gewährleistet, was aus Sicht der Gutachter aus sachlichen Gründen und nicht zuletzt wegen der hohen energiewirtschaftlichen Bedeutung des Kraftwerks von zentraler Bedeutung ist.

5 Energiewirtschaftliches Preisprämissenmodell

5.1 Bewertung der Methodik

Den energiewirtschaftlichen Berechnungen der RE liegt ein Fundamentalmodell des Elektrizitätsmarktes zugrunde, welches die Erwartung der zukünftigen Preise und Erlösmöglichkeiten (hier vor allem der erzielbaren Strompreise) der RE abbildet. Die Nutzung eines solchen Modells halten die Gutachter für notwendig und zielführend. Die Vorgehensweise entspricht vollständig der energiewirtschaftlichen Praxis.

5.2 Bewertung der zentralen Annahmen

Zentrale Annahmen, welche in das energiewirtschaftliche Fundamentalmodell eingeflossen sind, können aus Sicht der Gutachter vor dem Hintergrund der Zielsetzung des Bürgerbegehrens gleichwohl als kritisch betrachtet werden. Grundsätzlich ist aber anzumerken, dass die zentralen, dem gewählten Fundamentalmodell zugrundeliegenden Annahmen konsistent sind und das Modell im Unternehmen selbst für die Ableitung von Investitionsentscheidungen genutzt wird. Dabei kommt es in regelmäßigen Abständen zu einer Aktualisierung des Fundamentalmodells. Die für 2020 anstehende Aktualisierung des Modells seitens der RE war zum Zeitpunkt der Kostenabschätzung allerdings noch nicht vollständig umgesetzt.

Zu den kritischen Annahmen im verwendeten Fundamentalmodell:

1. Die RE referenziert bei CO₂- und Brennstoffpreisen auf das New Policy Scenario (NPS – WEO 2018) der International Energy Agency (IEA). Hier stellt sich die Frage, ob dies aus heutiger Sicht noch angemessen ist. Das NPS unterstellt im Wesentlichen, dass die heute in der Umsetzung befindlichen Politikmaßnahmen greifen und einen Beitrag zum Klimaschutz leisten. Ein dezidiertes Klimaschutzziel wird aber nicht angestrebt. Hintergrund für das kritische Hinterfragen sind u. a. die Ziele der Europäischen Union (im Rahmen des 2019 verabschiedeten European Green Deal und der Ankündigung der EU bis 2050 der erste klimaneutrale Kontinent werden zu wollen) und Deutschlands (im Rahmen des 2019 verabschiedeten Klimaschutzgesetzes) bis 2050 treibhausgasneutral werden zu wollen. Auf globaler Ebene gilt die Zusage der Staatengemeinschaft aus dem Pariser Klimaschutzabkommen, das 2 °C-Ziel einhalten zu wollen, was ebenfalls eine weitgehende Treibhausgasneutralität bis zur Mitte des Jahrhunderts erfordert.

Vor diesem Hintergrund erscheint es durchaus naheliegend, als Referenz auf das Szenario Sustainable Development (SDS) der IEA zu wechseln, das eine Entwicklung skizziert mit der die Pariser Klimaschutzziele eingehalten werden können. Neben zahlreichen anderen ergebnissensitiv wirkenden Annahmen bei einem derartigen Wechsel, dürften vor allem die unterschiedlichen CO₂-Preisannahmen eine hohe Relevanz haben. Nachfolgende Tabelle macht die Unterschiede deutlich, wie sie von der IEA dokumentiert werden. So ergibt sich interpolativ für das Jahr 2030 im Szenario NPS ein CO₂-Preis von 31 Euro/t CO₂, während das Szenario SDS von einem CO₂-Preis von 89

Euro/t CO₂ ausgeht (im Vergleich: der heutige CO₂-Preis im Rahmen des Europäischen Emissionshandelssystem liegt zwischen 20 und 25 Euro/t CO₂)¹. Unterstellt man die höheren CO₂-Preise gemäß des Szenario SDS hätte dies beispielhaft erhebliche negative Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit des Kohlekraftwerks Rostock und positive Auswirkungen auf die relative Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Energien.

CO₂-Preisannahmen in WEO 2018 (in \$ 2017 pro Tonne)

Szenario	Region	Sektor	2025	2040
Current Policies Scenario	Europäische Union	Kraftwerke, Industrie, Flugverkehr	22	38
	Korea	Kraftwerke, Industrie	22	39
	Kanada	Kraftwerke, Industrie, Flugverkehr	35	39
	China	Kraftwerke	15	31
New Policies Scenario	Europäische Union	Kraftwerke, Industrie, Flugverkehr	25	43
	Kanada	Alle Sektoren	35	39
	Korea	Kraftwerke, Industrie	25	48
	China	Kraftwerke, Industrie, Flugverkehr	17	36
	Südafrika	Kraftwerke, Industrie	11	24
Sustainable Development Scenario	Brasilien, China, Russland, Südafrika	Kraftwerke, Industrie, Flugverkehr*	43	125
	Industriestaaten (im WEO als Advanced Economies klassifiziert)	Kraftwerke, Industrie, Flugverkehr*	63	140

* Einbeziehung des Flugverkehrs in denselben Regionen wie im New Policies Scenario

Quelle: International Energy Agency, World Energy Outlook 2018.

Wie dargestellt, ist das von der RE gewählte Vorgehen aus der inneren Logik des Unternehmens heraus plausibel und in sich vollständig konsistent. Grundsätzlich wäre es aber sinnvoll, mit dem Szenario SDS eine andere Bezugsbasis zu wählen oder auf der Grundlage dieses Szenarios eine Sensitivitätsanalyse durchzuführen. Allerdings ist eine Umstellung eines Fundamentalmodells mit einem sehr großen Aufwand verbunden und für die hier durchzuführende Kostenabschätzung insofern nicht angemessen. Damit bleibt es hier bei dem qualitativen Hinweis, dass eine derartige Umstellung eine erheblich mindernde Wirkung auf die ausgewiesenen Kosten hätte.

¹ Für ein typisches Gas-GUD-Kraftwerk würde das Zugrundelegen des höheren CO₂-Preises zu Zusatzkosten von mehr als 20 Euro/MWh führen und damit in signifikanter Größenordnung liegen.

6 Auswirkungen auf Beschaffung und Vertrieb von EE-Strom

6.1 Bewertung der Methodik

Um die Mehrkosten für die Beschaffung von Strom aus erneuerbaren Energien zu ermitteln, geht die RE davon aus, dass hinreichend viele Herkunftsnachweise (HKN) aus erneuerbaren Energien Anlagen, welche in Deutschland stehen, zu beschaffen sind. Die Zusatzkosten für Eigenerzeugung und Strombezug aus erneuerbaren Energien berechnen sich aus dem Produkt von Strommenge und der Summe aus den Mehrkosten gegenüber dem Marktpreis für Graustrom und dem Herkunftsnachweis. Dabei geht die RE davon aus, dass Strom aus Photovoltaikanlagen schon vor dem Jahr 2030 konkurrenzfähig ist (d. h. die Stromgestehungskosten dem Marktpreis für Graustrom entsprechen), während dies für Strom aus Windkraftwerken nach den Annahmen der RE erst ab dem Jahr 2030 der Fall ist.

Um die mit dem Ausbau erneuerbaren Energien korrespondierenden Zusatzkosten zu ermitteln werden vier Anlagenkategorien gebildet und für das Jahr 2030 jeweils die Menge der HKN abgeschätzt, welche die RE dort zu einem bestimmten Preis erwerben kann. Dieses Vorgehen scheint den Gutachtern prinzipiell schlüssig zu sein, da hiermit sichergestellt wird, dass die RE proaktiv handelt, eine direkte Beziehung zum Ort der Stromerzeugung (deutsche Herkunftsnachweise) hergestellt wird und Strom aus EEG-Anlagen (Erneuerbaren-Energien-Gesetz) nicht zur Anrechnung kommt. Anders ausgedrückt, es wird für den Aufbau des 100 %-Erneuerbaren-Energien-Profiles der RE unterstellt, dass neben der Eigenstromerzeugung nur der Erwerb von Strom aus Anlagen erfolgen kann, die keine Einspeisevergütung bekommen, denn nur diese können HKN generieren. Für die HKN wird angenommen, dass sich für diese Preise am Markt bilden und HKN den spezifischen (ideellen) Mehrwert des Stroms reflektieren. Dieser Logik folgend, sind auch für die Eigenerzeugung entsprechende Kosten für HKN anzusetzen, da die RE alternativ die Möglichkeit hätte, die HKN zu vermarkten (Opportunitätskostenprinzip).

Hinzuweisen ist in diesem Zusammenhang allerdings auf die Anmerkungen zur abweichenden Methodik bei der Beschaffung von HKN aus Windenergieanlagen aus Abschnitt 3.2. Für Windenergieanlagen wird von der RE davon ausgegangen, dass ein sukzessiver Aufbau von Erzeugungskapazitäten erfolgt und insofern nicht nur Kosten, wie sie im Jahr 2030 entstehen würden, bestimmend sind, sondern auch deutlich höhere Kosten aus dem Zubau in den Jahren vor 2030 zur Anrechnung kommen, in dem ein Mittelwert für den gesamten Zeitraum gebildet wird. Bei der Photovoltaik ist die Vorgehensweise für die Kostenberechnung unerheblich, da sowohl für das Jahr 2030 als aber auch die Jahre zuvor davon ausgegangen wird, dass diese wettbewerbsfähig ist und außer für HKN keine Mehrkosten gegenüber Graustrom anfallen. Aus Gründen der Konsistenz sollte auch bei der Windenergie auf eine zeitpunktbezogene Betrachtung übergegangen werden. Zudem erscheint es auch nicht unmöglich, dass mit dem entsprechenden Vorlauf von zehn Jahren für das Jahr 2030 und Folgejahre ein PPA (Power Purchased Agreement) abgeschlossen werden kann, das einen Bezug von Windstrom (respektive von HKN) in der benötigten Größenordnung sicherstellt.

6.2 Bewertung der zentralen Annahmen

Die RE hat die folgenden vier Kategorien definiert:

1. EE-Anlagen, die (aufgrund der Regelungen des EEG) von der Einspeisevergütung ausgenommen sind
2. EE-Bestandsanlagen, die auf eine Einspeisevergütung verzichten
3. EE-Bestandsanlagen, die ihre maximale Förderdauer überschritten haben
4. EE-Neuanlagen, die auf eine Einspeisevergütung verzichten

Diese Definition ist nach Auffassung der Gutachter sinnvoll. Auf der Kategorisierung aufbauend definiert die RE Kosten je HKN für jede der Kategorien. Die Kostenannahmen bewegen sich aus Sicht der Gutachter im Rahmen vergleichbarer Abschätzungen wie sie aus der energiewirtschaftlichen Diskussion bekannt sind. Allerdings sei darauf verwiesen, dass gerade Abschätzungen für den Marktpreis für HKN aus Deutschland für das Jahr 2030 (d. h. in zehn Jahren von heute aus betrachtet) aufgrund der großen Marktdynamik, die im Bereich des Ausbaus erneuerbarer Energien zu erwarten ist und weiter fortschreitender technologischer Entwicklungen, mit hohen Unsicherheiten verbunden sind.

Für HKN, die quasi das Qualitätssiegel für grünen Strom sind, geht die RE für das Jahr 2030 konkret von Kosten in Höhe von 5 Euro/MWh aus. Dies erscheint durchaus plausibel, auch wenn der Marktpreis für HKN in den letzten Jahren deutlich darunter gelegen hat. Verschiedene Quellen (z. B. Aurora Research; Institut für Zukunftsenergiesysteme in einer 2019 für das Umweltbundesamt veröffentlichten Studie) sprechen für 2019 von Preisen deutlich unterhalb von 1 Euro/MWh². Dies gilt allerdings für HKN für Strom von (bestehenden) skandinavischen Wasserkraftwerken und nicht für HKN für Strom aus neuen deutschen Wind- oder Solaranlagen. Aufgrund der hohen von der RE zu kontrahierenden Menge an Strom (> 7,6 TWh) aus erneuerbaren Energien, kann für das Jahr 2030 zudem von einem signifikanten Wettbewerb mit anderen Unternehmen um HKN ausgegangen werden, der sich auf die Preise niederschlagen dürfte. Dass HKN in der von der RE genannten Größenordnung liegen könnten oder auch noch höher, zeigt ein Blick in die Niederlande wo HKN in 2019 mit bis zu 8 Euro/MWh vermarktet wurden.

Für jede der Kategorien wird abgeschätzt, welchen Anteil die RE an den wahrscheinlich verfügbaren HKN zu dem angesetzten Preis im Jahr 2030 beschaffen könnte. Dieser Anteil wird für die Anlagenkategorien 1 und 3 auf 1,5 % festgelegt. Dies entspricht dem derzeitigen Anteil des Stromabsatzes der RE am gesamtdeutschen Stromabsatz. Die Bezugsmöglichkeiten für Strom aus der Kategorie 2 werden aus ökonomischen Gründen als nicht relevant angesehen. Die dann noch verbleibende zu beschaffende Strommenge muss konsequenterweise aus Kategorie 4 bezogen werden, d. h. aus Neuanlagen. Die Gutachter sehen bei den dargestellten Annahmen der RE vor allem zwei Punkte als diskussionswürdig an, welche signifikante Auswirkung auf die Kostenschätzung haben:

² In 2018 haben die HKN für die gleichen Wasserkraftwerke noch bei zwischen 1 und 2,5 Euro/MWh gelegen. Hintergrund war die deutlich geringere Wassermenge in diesem Jahr. Dieses Beispiel zeigt die hohe dargebotsabhängige Volatilität der Preise für HKN.

1. Der für die Kategorie 1 und 3 festgelegte Anteil von 1,5 % erscheint den Gutachtern eher als untere Grenze der möglichen Annahmen. Grundsätzlich kann nicht vorausgesagt werden, wie sich die Nachfrage nach HKN auf dem Markt entwickeln wird und sich die einzelnen Unternehmen in Deutschland verhalten werden. Insofern ist die Festsetzung des erreichbaren Anteils entsprechend des heutigen Stromabsatz der RE zunächst einmal pragmatisch. Diese Annahme ist aber letztlich nur dann gerechtfertigt, wenn man davon ausgeht, dass es eine vollständige Konkurrenz um die HKN aus Deutschland gibt und auch alle anderen Unternehmen HKN entsprechend ihres Stromabsatzanteils beschaffen wollen. Da die RE bei Erfolg des Bürgerbegehrens in Bezug auf die Geschwindigkeit des Ausbaus des Anteils erneuerbaren Energien angesichts der aktuellen Marktdynamik höchstwahrscheinlich eine Vorreiterrolle einnehmen würde, ist eine vollständige Konkurrenz im Bereich HKN als Grundannahme zumindest fraglich. Andererseits ist zu konstatieren, dass die über die Kategorien 1 und 3 zu beschaffenden Strommengen eher gering sind, die Auswirkungen auf das absolute Ergebnis der Kostenschätzung selbst bei einer Verdopplung oder Verdreifachung des Anteils dementsprechend begrenzt sind. Zudem ist zu beachten, dass der ökologische Mehrwert von kontrahierten Bestandsanlagen gering ist und kein Ausbauimpuls generiert wird.
2. Die RE nimmt an, dass es beim Zubau von Erneuerbare-Energien-Anlagen (Kategorie 4) zu einem kapazitätsseitig identischen Ausbau von Wind- und PV-Anlagen kommt und ein, dem gesamtdeutschen Zubau proportionaler, Erwerb von HKN aus diesen Anlagen erfolgt. Aufgrund der spezifisch höheren Kosten, die für die Windenergie angesetzt worden sind, ist dies eine ergebnisrelevante Setzung. Seit einigen Jahren und auch aktuell erfolgt kapazitätsseitig ein eher überproportionaler Ausbau der Photovoltaik. Nicht zuletzt aufgrund der großen Akzeptanzprobleme der Windenergie in vielen Regionen Deutschlands, spricht aus heutiger Sicht durchaus einiges dafür, dass dieser Trend anhalten wird. Zudem hat die RE unabhängig von dem Zubaugeschehen in Deutschland grundsätzlich immer die Möglichkeit, ihr eigenes Portfolio durch Eigenerzeugung und Beschaffung optimal zu gestalten. Insofern kann davon ausgegangen werden, dass ein höherer, kostengünstigerer Photovoltaikanteil sinnvoll integriert werden könnte.

Auf der anderen Seite ist grundsätzlich anzumerken, dass die Möglichkeit einer vollständigen Umstellung auf erneuerbare Energien seitens der RE impliziert, dass der Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland insgesamt gegenüber dem bisherigen Maß stark zunehmen muss. Erfolgt dies nicht, würde dies dazu führen, dass – einen konstanten Stromabsatz unterstellt – ein unrealistisch hoher Anteil des nationalen Zubaus allein für die RE zu Verfügung stehen müsste. Ohnehin erscheint ein 100 %-Szenario nur dann möglich, wenn die RE selber in eine großmaßstäbliche Eigenerzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien einsteigt, also Teil eines forcierten Ausbaupfades ist, was einem gegenüber heute deutlich veränderten Geschäftsmodell der RE entsprechen würde.

3. Entsprechend der Interpretation des Bürgerbegehrens wird unterstellt, dass ausschließlich deutsche HKN erworben werden. Es sei entsprechend darauf hingewiesen, dass in der energiewirtschaftlichen Praxis durchaus von dieser Vorgabe abgewichen wird und von einigen etablierten und aus ökologischer Perspektive angesehenen Anbietern europäische HKN zugrunde gelegt werden (z. B. von Greenpeace Energy), die gerade bei hoher Konkurrenz im Markt ggf. kostengünstiger zur Verfügung stehen könnten.
4. **Kostenrelevanz der abweichenden Methodik bei der Behandlung der Windenergie:** Wie dargestellt, wird für den Aufbau einer Windstromerzeugungs-/-bezugsstruktur von einem stufenweisen, sich über das gesamte Jahrzehnt erstreckenden, Pfad ausgegangen und für die Jahre vor 2030 deutlich höhere Kosten angenommen. Für den Zeitraum 2020 bis 2030 ergeben sich für die Windenergie hierdurch im Mittel Kosten oberhalb des Marktpreises für Graustrom in Höhe von 16 Euro/MWh (onshore) bzw. 17 Euro/MWh (offshore). Im Gegensatz dazu werden für das Jahr 2030 ausschließlich die Kosten für die HKN in Ansatz gebracht, da davon ausgegangen wird, dass die Windenergie ebenso wie die Photovoltaik zu diesem Zeitpunkt grundsätzlich wettbewerbsfähig ist (d. h. ein wirtschaftlicher Betrieb erwartet wird). Würde man entsprechend für die Windenergie aus Konsistenzgründen von einer zeitpunktbezogenen Betrachtung für das Jahr 2030 ausgehen, **ergäben sich gegenüber der Kostenschätzung der RE um etwa 57,5 Mio. Euro geringere Kosten.**

7 Auswirkungen auf die Strom- und Wärmeerzeugung

7.1 Bewertung der Methodik

Die RE erstellt ein Basisszenario der Wärmeversorgung, welches den derzeitigen Planungsstand der RE für die Wärmeversorgung im Jahr 2030 aufzeigt. Für die Berechnung der Kosten werden dann zwei weitere Szenarien erstellt, eines, welches den reinen Kesselbetrieb 2030 vorsieht und eines, welches den bestehenden Anlagenpark mit synthetischem erneuerbaren Gas versorgt. Die Zusatzkosten für die Kostenschätzung ergeben sich dann entsprechend aus einer Differenzbetrachtung der unterschiedlichen Szenarien.

Die Gutachter halten diese Vorgehensweise für grundsätzlich geeignet, die sich im Anlagenpark der RE ergebenden Kosten abzubilden. Aufgrund der starken Orientierung der RE auf den Betrieb von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK) und des damit verbundenen (und auch politisch gewollten) starken Ausbau der Fernwärme in Köln, ist es für die Kostenschätzung unerlässlich, dass auch der Bereich der Wärmebereitstellung einbezogen wird und entsprechend alternative Methoden der Fernwärmeversorgung betrachtet und kostenseitig bewertet werden.

Aufgrund der mit beiden Varianten verbundenen hohen Kosten, stellt sich allerdings die Frage, ob nicht in der Konsequenz für die RE der vollständige Ausstieg aus der Fernwärmeversorgung die bessere, zumindest aber günstigere Lösung wäre. Zu prüfen wäre bei dieser Radikalvariante sicherlich, ob die bestehenden Fernwärmelieferverpflichtungen (vor allem die Versorgung der Industriekunden mit Prozessdampf) einem vollständigen Ausstieg entgegenstünden, was im Rahmen dieses Gutachtens nicht möglich ist. Zu betonen ist bei dieser Radikalvariante zudem, dass eine vollständige Abkehr der RE von der Fernwärmeerzeugung zwar zu geringeren Kosten für die RE führt, die Kosten allerdings auf die Kundenseite verlagert würden, die für sich eine vollständig neue Wärmeversorgung aufbauen müssten und von Skaleneffekten der Fernwärme nicht mehr profitieren könnten. Eine Quantifizierung der jeweiligen Effekte erfordert aufwendige Modellrechnungen, die im Rahmen des Gutachtens nicht möglich sind.

7.2 Bewertung der zentralen Annahmen

Nach Sichtung der durch die RE zur Verfügung gestellten Unterlagen kommen die Gutachter zu dem Schluss, dass das dargestellte Basisszenario für beide Zielszenarien als Referenz dienen kann. Die Zielszenarien scheinen (ergänzt um die oben skizzierte Radikalvariante) eine angemessene Bandbreite der zukünftigen Kosten abzudecken, wenn sie auch nicht eine aus ökologischer oder ökonomischer Sicht wünschenswerte Umsetzung widerspiegeln, sondern eher als „Grenzszzenarien“ anzusehen sind. Der Ersatz der durch eine hohe Brennstoffausnutzung gekennzeichneten KWK-Anlagen der RE in Szenario 1, der sich aus dem Vermarktungsverbot von Strom aus mit fossilen Brennstoffen betriebenen Anlagen zwangsläufig ergibt, durch einfache reine Heizwerke ist für die Aufrechterhaltung der Fernwärmeversorgung in Köln zwar vergleichsweise kostengünstig, energetisch aber sehr ineffizient und führt letztlich zu höheren, der Fernwärme zuzurechnenden CO₂-Emissionen als heute. Der Ersatz des Brennstoffs in Szenario 2, d. h. die Umstellung auf synthetisches aus erneuerbaren Energien stammendes Methan, ermöglicht dagegen die Weiternutzung der KWK-

Anlagen und würde zugleich zu einer CO₂-freien Fernwärmeversorgung in Köln führen. Aufgrund der noch vergleichsweise frühen Entwicklungsphase von synthetischen Gasen (bis dato befinden sich diese noch im Pilot- bzw. Demonstrationsstadium) ergeben sich für den Bezugszeitpunkt relativ hohe Kosten. Aufgrund der Kostenstruktur resultiert für die Kraftwerke eine geringe Auslastung, so dass die Fernwärmeversorgung auch in diesem Szenario zu großen Teilen durch Heizwerke erfolgt. Für die Folgejahre, d. h. mit zunehmender Marktpenetration von synthetischen Gasen (und weiter steigenden CO₂-Preisen) dürften die Zusatzkosten deutlich sinken. Dies macht noch einmal die Problematik der Kostenschätzung bezogen auf einen einzelnen Zeitpunkt (hier das Jahr 2030) im Unterschied zu einem Vergleich eines längeren Transformationszeitraums (z. B. 2020 bis 2050) deutlich.

Die von der RE getroffenen Annahmen zu Fix-, Personal- und Sachkosten für die Wärmeversorgung erscheinen den Gutachtern als angemessen.

Wie dargestellt spannen die beiden betrachteten Szenarien unter der Maßgabe der Aufrechterhaltung der Fernwärmeversorgung die Bandbreite der möglichen Entwicklungen ab. Grundsätzlich bestehen für Köln und die RE auch andere Optionen für die Versorgung der Stadt mit Fernwärme. Eine Bestimmung eines optimalen Versorgungspfades ist aber aufwendig und verständlicherweise im Rahmen der Kostenschätzung von der RE nicht durchgeführt worden. Die Gutachter sehen eine Prüfung weiterer alternativer Technologien der Wärmeversorgung wie Solarthermie, Power2Heat und elektrische Wärmepumpen aber unabhängig von der hier durchgeführten Kostenschätzung grundsätzlich als wichtigen Baustein an, um zu einer ökonomisch und ökologisch sinnvollen Wärmeversorgung zu kommen. Den Gutachtern ist bekannt, dass die RE bezogen auf einige der alternativen Optionen bereits Potentialanalysen durchgeführt hat. Aufgrund der sich stetig verändernden technischen aber auch marktlichen Rahmenbedingungen sollten derartige Untersuchungen regelmäßig wiederholt werden. Aus Sicht der Gutachter sollte über den Betrieb der BHKWs hinaus auch an anderer Stelle der Einsatz von fester Biomasse geprüft werden.

Die Gutachter unterstützen die Empfehlung der RE, für die Kostenschätzung das Szenario mit den geringeren Kosten auszuwählen (d. h. Szenario1), auch wenn hierdurch eine energetisch ineffiziente Versorgung über Heizwerke zur Vergleichsgrundlage gemacht wird.

8 Steinkohle-Heizkraftwerk Rostock

8.1 Bewertung der Methodik

Die RE geht nach den Ergebnissen ihres Fundamentalmodells für 2030 davon aus, dass das Steinkohle-Heizkraftwerk Rostock in diesem Jahr ein positives Ergebnis von etwa 37,4 Mio. Euro erzielen kann.

Die Gutachter können die Methodik für die Berechnung des Ergebnisses des Steinkohlekraftwerks Rostock unter den gesetzten Annahmen nachvollziehen. Allerdings haben die Gutachter eine andere Einschätzung darüber, ob das Heizkraftwerk Rostock im Jahr 2030 überhaupt noch in Betrieb ist, bzw. gehen sie je nach Entwicklung fundamentaler Indikatoren (z. B. CO₂-Preis im Europäischen Emissionshandelssystem, Entwicklung Kohle- und Erdgaspreis, gesellschaftliche Akzeptanz und Kundenpräferenzen, praktische Erfahrungen mit den von der Bundesregierung im Rahmen des Kohleausstiegsgesetz implementierten Ausschreibungsrunden für die Stilllegung von Steinkohle-Kraftwerken) davon aus, dass die Wahrscheinlichkeit einer früheren Außerbetriebnahme durchaus hoch ist.

8.2 Bewertung der zentralen Annahmen

Die RE unterstellt in der Kostenschätzung, dass das Steinkohlekraftwerk Rostock im Jahr 2030 am Elektrizitätsmarkt aktiv sein wird und einen signifikanten Erlös erwirtschaften kann. Im Gegensatz dazu gehen die Gutachter davon aus, dass das Steinkohlekraftwerk Rostock vor dem Hintergrund der energiewirtschaftlichen Entwicklungen, der politischen Klimaschutzambitionen auf nationaler und europäischer Ebene (so diskutiert die Europäische Union aktuell über eine Anhebung des Klimaschutzziels für 2030 von bisher 40 % Minderung der CO₂-Emissionen gegenüber 1990 auf 50 bis 55 %, was dann auch eine Ambitionssteigerung auf nationaler Ebene in Deutschland zufolge hätte) und vor allem vor dem Hintergrund der durch das Kohleausstiegsgesetz der Bundesregierung ausgelösten Dynamik nicht davon aus, dass das Steinkohlekraftwerk Rostock im Jahr 2030 in jedem Fall noch am Elektrizitätsmarkt teilnehmen wird³. **Im Fall einer früheren Außerbetriebnahme wären die Kosten (bzw. hier das Wegfallen des positiven Ergebnisses des Kraftwerks) für den Bilanzpunkt 2030 in der Kostenschätzung mit null anzunehmen.**

Sollte entgegen der Erwartung der Gutachter eine wirtschaftliche Betriebsweise des Steinkohlekraftwerks Rostock im Jahr 2030 möglich sein, gehen die Gutachter davon aus, dass die RE ihren Anteil am Steinkohlekraftwerk Rostock beispielsweise an den Mehrheitseigentümer EnBW veräußern könnte. Die Veräußerungserlöse werden in einem solchen Fall aufgrund der nur noch begrenzten Restlaufzeit der Anlage

³ Grundsätzlich schließt das Kohleausstiegsgesetz der Bundesregierung einen Betrieb von Steinkohlekraftwerken nicht aus. Laut Gesetz können in 2030 noch rund 8 GW Steinkohle und 9 GW Braunkohle im Betrieb sein. Damit würden sich Betriebschancen gerade für vergleichsweise junge Kraftwerke wie das HKW Rostock ergeben. Allerdings werden die gesetzlichen Vorgaben von der Entwicklung des Marktes überlagert. Schon in 2019 und im ersten Halbjahr 2020 (mit der Besonderheit eines deutlichen auf die Covid19-Pandemie zurückzuführenden Rückgangs der Stromnachfrage) ist die Steinkohleverstromung marktbedingt drastisch zurückgegangen. Die jüngsten Entwicklungen in Großbritannien zeigen, wie schnell sich heute angestammte Märkte verändern können. U. a. durch die Einführung einer zusätzlichen Klimaschutzabgabe auf Steinkohlekraftwerke (Carbon Price Support) ergänzend zum Zertifikatspreis aus dem Europäischen Emissionshandelssystem (ETS) hat sich der Anteil der Steinkohle am britischen Strommix von rund 25 % in 2015 auf quasi Null in 2020 reduziert.

höchstwahrscheinlich zwar nicht in der gleichen Größenordnung liegen wie die entgangenen Betriesberlöse (so wie sie die RE heute abschätzt), würden aber für die Kostenschätzung dennoch reduzierend wirken.

Ein Indiz dafür, dass die RE selbst grundsätzlich Zweifel an einem längerfristig Gewinn-erwartenden Betrieb des Heizkraftwerks hat, zeigt die im Juni 2020 vorgenommene Sonderabschreibung für das Steinkohlekraftwerk Rostock seitens des Unternehmens, die mit Blick auf eine Risikominimierung vorgenommen wurde.

9 Einordnung

9.1 Kostenschätzung

Die von der RE ausgewiesenen Zusatzkosten liegen je nach Szenario zwischen 236,3 und 569,4 Mio. Euro für das Jahr 2030 (Kostenschätzung ohne Berücksichtigung der Abschreibung für die KWK-Anlagen⁴). Für die Stadt Köln wären damit drastische Erlösrückgänge gegenüber der heutigen Situation verbunden (zum Vergleich: der Gewinn der RE vor Steuern betrug im Jahr 2019 rund 158 Mio. Euro).

Die Gutachter sehen die Kostenschätzung der RE als grundsätzlich valide an. Sie gehen davon aus, dass die ermittelten Kosten auf der Basis der von der RE verwendeten Methodik und der Eigenlogik des Unternehmens folgend (sich an einem Fundamentalmodell für die Entwicklung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen zu orientieren, das auch für die aktuellen Investitionsentscheidungen des Unternehmens Verwendung findet) in einer realistischen Größenordnung liegen.

Gleichzeitig sehen die Gutachter einige Annahmen kritisch und verstehen ihren Gutachterauftrag darin, auf potenzielle Annahmen hinzuweisen, die sich als besonders ergebnisrelevant erweisen könnten ohne selbst Modellrechnungen durchführen zu können und die Auswirkungen alternativer Annahmen vollständig quantifizieren zu können. Dabei konzentriert sich das Gutachten hier auf Annahmen, deren Veränderung in jedem Fall zu einer signifikanten Verringerung der in der Kostenschätzung ausgewiesenen Kosten führen würde. Besonders bedeutsam sind dabei wie in den vorhergehenden Kapiteln abgeleitet u. a.

- die Annahmen zum Ergebnisbeitrag des Steinkohlekraftwerks Rostock (vgl. Kapitel 5)
- die Annahmen zu den Mehrkosten des Strombezugs aus erneuerbaren Energien und hier die Verteilung der Herkunftsnachweise auf Photovoltaik und Windenergie, vor allem aber der Übergang auf eine zeitpunktbezogene Betrachtung bei der Windenergie (vgl. Kapitel 8)

sowie (aufgrund der hohen Unsicherheiten weniger gut quantifizierbar)

- die Annahmen zur Entwicklung der CO₂-Preise im Fundamentalmodell (vgl. Kapitel 5) und
- die Annahmen über die weitere Ausgestaltung der Fernwärmeversorgung respektive als Radikalvariante eine vollständige Abkehr der Fernwärmeerzeugung durch die RE (vgl. Kapitel 7).

Unabhängig davon ist die Bezugnahme auf ein spezifisches Jahr (hier 2030), die aus pragmatischen Gründen im Rahmen der Kostenabschätzung nachvollziehbar ist, problematisch. Eine vergleichende Betrachtung des Transformationspfades von heute bis 2030 und darüber hinaus würde die Genauigkeit der Kostenschätzung noch einmal erheblich erhöhen und die Dynamik der vollständigen Umstellung des Erzeugungsportfolios angesichts der langen Betriebszeit der Anlagen besser abbilden. Eine

⁴ Die Abschreibung für die KWK-Anlagen, die von der RE für das Jahr 2030 ausgewiesen werden, werden hier zunächst außen vorgelassen, da sie die Kostenbilanz des Jahres 2030 als Einmaleffekt einseitig belasten und in Folgejahren nicht mehr auftreten.

solche Betrachtung erfordert aber umfangreiche Energiesystemmodellrechnungen und wäre mit einem hohen Aufwand verbunden.

Ein weiterer für die Bewertung der Kosten relevanter Punkt ist, dass die Kosten als nominale (d. h. nicht inflationsbereinigte) Kosten für das Jahr 2030 statt als reale Kosten ausgewiesen werden. Für Zukunftsbetrachtungen ist es durchaus üblich, die in der Zukunft entstehenden Kosten auf ein früheres Bezugsjahr (hier z. B. 2020) abzuzinsen respektive inflationsbereinigt vorzulegen. Nur dann können die berechneten Kosten mit aktuellen Zahlen (z. B. die heutige Gewinnabführung an die GEW Köln AG) sinnvoll in Beziehung gesetzt werden. Ob nominale oder reale Größen zu betrachten sind, ist letztlich aber eine kommunalverfassungsrechtlich zu klärende Fragestellung, die hier nicht behandelt werden kann, auf den generellen Unterschied sei hier aber hingewiesen.

Die Gutachter gehen im Gegensatz zur RE nicht davon aus, dass eine Kostenweitergabe im Bereich Stromversorgung über Preisanpassungen zumindest anteilmäßig nicht möglich wäre. Die zusätzlichen Kosten für HKN aus Deutschland, die von der RE mit 5 Euro/MWh angenommen wurden, würden die heutigen Arbeitspreise nur um etwa 5 % steigen lassen, bezogen auf die Tarifstrompreise von Haushaltskunden wären es sogar weniger als 2 %. Wenn weitere Kostenbestandteile der Kostenschätzung auf die Arbeitspreise umgelegt werden würden (z. B. der veränderte Heizkraftwerksbetrieb bzw. der Ersatz durch Heizwerke), würden sich die Zusatzkosten natürlich weiter erhöhen. Dennoch scheint nicht ausgeschlossen, dass ein nennenswerter Anteil der RE-Kunden bereit wäre, auch einen deutlich höheren Aufschlag für ökologisch hochwertigen Strom sowie klimaverträgliche Fernwärme zu zahlen (willingness to pay) bzw. sogar neue Kunden mit dem Angebot eines Premiumproduktes gewonnen werden könnten. Die Kriterien des Ökostroms der RE wären auf jeden Fall im Jahr 2030 weit aus strenger als sie es heute für die meisten der etablierten Ökostromanbieter sind, gerade deshalb könnte es eine erhöhte Zahlungsbereitschaft bei den Kunden der RE geben.

Überschlägige Rechnungen zeigen, dass bei einer vollständigen Umlage der Differenzkosten von Szenario 1 (Szenario Heizkessel) in Höhe von 236,3 Mio. Euro (Kostenschätzung ohne Berücksichtigung der Abschreibung für die KWK-Anlagen und ohne Berücksichtigung der ausgewiesenen kostenreduzierenden Faktoren) bei einem zugleich gegenüber heute konstanten Stromabsatz Zusatzkosten für die Stromkunden von rund 3,1 ct/kWh resultieren würden. Bezogen auf den heutigen Haushaltsstromtarif wären dies etwa 10 %. Aus heutiger Sicht mag die Bereitschaft derartige Zusatzkosten zu tragen angesichts der überschaubaren Anteile der Kunden, die schon jetzt Premiumprodukte wählen (z. B. Regionalstromangebote), als unwahrscheinlich eingeschätzt werden. Man darf aber nicht vergessen, dass wir über das Jahr 2030 sprechen und die Sensibilität, eigene Beiträge für den Klimaschutz leisten zu müssen, in den nächsten zehn Jahren deutlich ansteigen kann und vermutlich im Zuge der immer spürbarer werdenden Folgen der Klimaerwärmung auch werden. Diese Einschätzung trifft sicher primär auf die Haushaltskunden und einen Teil der gewerblichen Kunden zu, eher nicht oder kaum auf die industriellen Kunden der RE. Hinzu kommt, dass bis 2030 von einer deutlichen Senkung der EEG-Umlage auszugehen ist, was den Spielraum für die Kunden ggf. erhöht.

Die Gutachter sehen wie dargestellt eine der größten Herausforderungen für die Einordnung und Bewertung der Kostenschätzung in der adäquaten Abbildung der Auswirkungen des Bürgerbegehrens auf die Wärmeversorgung. Hier bestehen die größten technischen, organisatorischen und ökonomischen Herausforderungen für die RE, es entstehen in diesem Bereich aber auch nach den Berechnungen der RE je nach Szenario mehr als 44 % der in der Kostenschätzung ausgewiesenen Zusatzkosten. Die hier angestellten Überlegungen zum Radikalszenario (vollständige Aufgabe der Fernwärmebereitstellung am Standort Köln) machen die Brisanz deutlich.

Schließlich sei noch einmal darauf verwiesen, dass es aufgrund der hohen Unsicherheiten und Dynamiken im System sinnvoll erscheint, über Sensitivitätsanalysen (z. B. die Annahme höherer CO₂-Preise) eine robustere Einschätzung über die Variationsbreite der resultierenden Kosten zu erlangen. Aus den erwähnten Gründen ist dies mit einem deutlichen höheren, vor allem auch zeitlichen Aufwand verbunden.

9.2 Verallgemeinerbarkeit des Bürgerbegehrens

Etwa 60 % der Versorgung von Endkunden im Bereich Strom wird heute durch, auf kommunaler respektive regionaler Ebene tätige Unternehmen abgedeckt. Prinzipiell könnten diese alle das Ziel eines ähnlichen Bürgerbegehrens sein. Sollten die Ziele des Bürgerbegehrens einer 100 % Stromversorgung aus erneuerbaren Energien für alle kommunalen und regionalen Unternehmen bis 2030 umgesetzt werden, erscheint dies den Gutachtern bei Beibehaltung der heutigen Logik der Unterscheidung zwischen EEG-Strom und Strom aus erneuerbaren Energien mit HKN als nur sehr schwer umsetzbar. Die besonderen Herausforderungen lägen in einem solchen Fall in folgenden Punkten:

- Die Nettostromerzeugung im Jahr 2030 wird nach den aktuellen politischen Vorgaben zu über 65 % aus erneuerbaren Anlagen kommen, welche bei Fortsetzung des heutigen Förderrahmens zu großen Teilen über das EEG finanziert und auf dem Graustrommarkt vermarktet werden. Damit fallen rund 65 % der Nettostromerzeugung für die Lieferung von HKN aus Deutschland aus. Damit die Nachfrage nach HKN aus Deutschland auch nur annähernd bedient werden könnte, müssten die kommunalen und regionalen Unternehmen innerhalb der nächsten 10 Jahre dafür sorgen, dass entsprechend ihres Marktanteils 60 % der Nachfrage durch neu gebaute EE-Anlagen außerhalb des EEGs bereitgestellt werden. Das würde in der Konsequenz eine Umstellung auf mehr als 100 % erneuerbare Energien in Deutschland bis 2030 bedeuten und damit einen massiven Exportüberschuss zur Folge haben.

Ein weitgehendes Umschwenken der Unternehmen erscheint demnach nur dann möglich, wenn auf nationaler Ebene auf eine andere Fördersystematik übergangen wird und Strom aus erneuerbaren Energien im deutlich größeren Umfang direkt vermarktet wird und nicht über das EEG in den Strommix gelangt und dort als Graustrom vermarktet wird.

- Gleichzeitig würde die gesamte kommunale Wärmeversorgung in den nächsten 10 Jahren komplett umgestellt werden müssen, sofern sie auf KWK-Anlagen basiert was in vielen Kommunen der Fall ist. So gut wie alle

kommunalen KWK-Kraftwerke würden ihren Betrieb einstellen oder auf erneuerbare Brennstoffe umstellen müssen. Konzepte für „grüne Fernwärme“ sind an verschiedenen Stellen in der Entwicklung und teilweise auch bereits in der Umsetzung. Vielfach ist hier der Umstellungshorizont aber eher das Jahr 2035 oder 2040 (z. B. Stadtwerke München) als 2030 und liegen bezogen auf einzelne Alternativoptionen (z. B. Geothermie) günstigere Bedingungen vor als in Köln. Bei einer Umstellung auf Power2Heat Konzepte oder den Einsatz von synthetischen Gasen in den bestehenden KWK-Anlagen würde der Stromverbrauch in Deutschland signifikant ansteigen. Aufgrund der begrenzten Flächenpotenziale ist eine Herstellung der synthetischen Gase in Deutschland vermutlich nicht, zumindest nicht vollständig möglich und müssten entsprechend Importstrukturen eingeführt werden.

- Die Transformationsgeschwindigkeit des Energiesystems wäre in einem solchen Fall sehr hoch, der Anlagen- und Netzausbau müsste in Größenordnungen über den heutigen Ausbauraten liegen. Eine der größten Herausforderungen liegt diesbezüglich in der Überwindung der vielen Konflikte auf der lokalen Ebene, d. h. eine breite gesellschaftliche Akzeptanz für diesen beschleunigten Umbau zu gewinnen.
- Die Finanzierung einer solchen Transformation über einen so kurzen Zeitraum würde die kommunalen Unternehmen vor große Herausforderungen stellen, die kommunalen Haushalte stark belasten, sofern von Seiten des Bundes keine unterstützenden Maßnahmen ergriffen werden.
- Grundsätzlich können derartige 100 %-Strategien damit kaum aus eigener Kraft umgesetzt werden, sondern sind aus unterschiedlichen Gründen auf förderliche Rahmenbedingungen seitens des Bundes angewiesen.

Stimmen die übergeordneten Rahmenbedingungen, ist eine Vorreiterrolle einzelner kommunaler Unternehmen aber natürlich möglich und könnten eine Impulswirkung auslösen. Die RE könnte unter diesen Voraussetzungen als regionaler Versorger mit hohem Bekanntheitsgrad eine wichtige Rolle spielen. Die Impulsgeberfunktion ist aber nicht zwingend nur mit einer vollständigen Umstellung auf erneuerbare Energien bis zum Jahr 2030 erreichbar. Insofern kann die von der RE durchgeführte Kostenschätzung und die hier vorgenommene Einordnung helfen, eine vertiefende Diskussion über adäquate Ausbauziele erneuerbarer Energien und die Zukunft der Fernwärmeversorgung zu führen, in die die Stadt, RE und Zivilgesellschaft eingebunden werden sollte.