

Ermittlung des Förderbedarfs für die Umstellung von Kohlekraftwerken auf Biomasse



KURZSTUDIE



Inhaltsverzeichnis

Executive Summary	4
1 Einleitung.....	7
2 Contract for Difference: Funktionsweise & Parameter	8
3 Methodik & Annahmen zur Ermittlung von Stromgestehungskosten und Förderbedarf.....	10
3.1 Vorgehen bei der Berechnung.....	10
3.2 Definition Referenzkraftwerke (RK)	11
4 Annahmen & Ergebnisse der Strommarktmodellierung.....	13
4.1 Strommarktmodellierung	13
4.2 CO ₂ -Preissensitivität	14
5 Ergebnisse zu Stromgestehungskosten und Förderbedarf.....	16
5.1 Ergebnisse für die einzelnen Referenzkraftwerke	16
5.2 Gegenüberstellung der Stromgestehungskosten.....	18
5.3 Zusammensetzung der Stromgestehungskosten	20
5.4 Ergebnisse zum Förderbedarf	21
6 Internationale Beispiele zur Biomasseumstellung.....	22
7 Literaturverzeichnis	25

IMPRESSUM

enervis energy advisors GmbH

Schlesische Str. 29-30

10997 Berlin

+49 (0)30 695 175 0

www.enervis.de

kontakt@enervis.de

Autoren enervis

Julius Ecke

Miltiadis Zervas

Eine Studie im Auftrag von:

EnBW Energie Baden-Württemberg AG

Enviva Management Germany GmbH

Onyx Germany GmbH

Veröffentlichung: März 2021

enervis hat diese Unterlage sorgfältig zusammengestellt. Es wird jedoch keinerlei Gewähr für die Vollständigkeit und Richtigkeit der in den Unterlagen dargestellten Informationen übernommen.

Die aufbereiteten Informationen stellen keine Empfehlung für den Abschluss von konkreten Verträgen oder Investitionen dar.

Zu gesetzlichen Regelungen und rechtlichen Rahmenbedingungen sollte im konkreten Fall eine anwaltliche Beratung eingeholt werden.

Alle Rechte vorbehalten (Rechte Dritter ausgenommen).

Executive Summary

Die Umstellung von Kohlekraftwerken auf Biomasse kann einen effektiven Beitrag zur Erreichung der Ausbauziele für erneuerbare Energien leisten. Dafür ist eine Förderung im Rahmen des KVBG vorgesehen.

Das Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (KVBG) der Bundesregierung sieht eine Stilllegung aller deutschen Kohlekraftwerke bis 2038 vor. Aus dem Gesetz ergibt sich auch, dass die deutschen Steinkohlekraftwerke bis 2034 stillgelegt werden. Ferner soll nach dem EEG bis 2030 65 % des Strombedarfs durch erneuerbare Energien gedeckt werden, dies bei einem in vielen Szenarien steigenden Strombedarf. Mit der Verabschiedung des KVBG hat der Deutsche Bundestag über eine Entschließung die Bundesregierung beauftragt, bis zum Ende des Jahres 2020 Förderprogramme zur Umrüstung von Steinkohlekraftwerken, mit und ohne Wärmeauskopplung, auf Biomasse auszuarbeiten. Die Umrüstung von Kohlekraftwerken auf Biomasse kann hier nicht nur einen substantiellen Beitrag zur schnellen Senkung von CO₂-Emissionen leisten, sondern dient auch dazu, mit weitgehend vorhandener Infrastruktur gesicherte Leistung im System zu halten, die alternativ nur über den Neubau von Kraftwerken dargestellt werden kann. Die Umrüstung ist technisch machbar und wird international praktiziert.

Eine gesetzliche Förderung ist notwendig, um wirtschaftliche Anreize zur Umstellung zu setzen.

Eine Umstellung auf Biomasse ist ohne Förderung unter heutigen Marktbedingungen unwirtschaftlich, da vor allem die Brennstoffkosten heute noch nicht durch die Erlöse am Strommarkt kompensiert werden können. Eine gesetzliche Förderung kann hier Anreize schaffen. Bisher liegen jedoch nur wenige öffentliche Informationen darüber vor, welcher Förderbedarf konkret besteht.

Ziel dieser Studie ist eine Quantifizierung des Förderbedarfs für eine Umstellung auf Biomasse. Als Fördermechanismus wird dabei ein CFD betrachtet.

Ziel dieser Studie ist die Ermittlung der notwendigen Höhe einer Förderung in Form einer symmetrischen Prämie, die auch als Differenzvertrag (im Folgenden „Contract for Difference“- CFD) bezeichnet werden kann. Diese Form der Förderung ist für Biomasseprojekte in anderen Ländern üblich (z.B. Großbritannien, Niederlande, Dänemark) und entspricht auch den Anforderungen des europäischen Beihilferechts. Anhand des anzulegenden Werts, der die Betriebs- und Umstellungskosten abdeckt, wird ein Strike-Price vereinbart. Abhängig davon, ob die erzielten Strommarkterlöse dann über oder unter diesem Strike-Price liegen, werden Mindererlöse ausgeglichen und Mehrererlöse abgeschöpft.

CFDs minimieren beidseitig Strommarktrisiken und wirken Kostenumlegungen auf die Strompreise entgegen.

Der CFD bietet den Vorteil, dass die Erlöse im Grundsatz von Strompreisen abgekoppelt werden. Dadurch werden, gemäß der Symmetrie des Mechanismus, beidseitig Risiken reduziert. Für die Betreiber wirken sich geringere Strommarktrisiken in Form von niedrigeren Finanzierungskosten und Risikoprämien aus, die sonst potentiell Förderbeträge erhöhen würden. Für die Verbraucher sinkt damit ebenfalls das Strompreisisiko.

CFDs stellen ein erprobtes und umsetzbares Förderkonzept dar.

Darüber hinaus steigt durch die Risikominimierung auch die Realisierungswahrscheinlichkeit der Projekte, wodurch aus politischer Sicht eine zielgerichtete Fördervergabe erfolgen kann. Aus regulatorischer Sicht ist ein solcher Mechanismus auch deshalb vorteilhaft, da er in einer ähnlichen Form bereits besteht, z.B. im EEG-Ausgleichsmechanismus und auch im europäischen Ausland bereits vielfach erprobt ist. Der Mechanismus bewegt sich damit in einem organisatorischen Rahmen, welcher bekannt und umsetzbar ist.

Die Förderhöhe hängt von einer Vielzahl an kraftwerks-spezifischen Annahmen ab, diese Studie betrachtet daher vier Referenzkraftwerke.

In dieser Studie werden vier Kraftwerksstandorte („Referenzkraftwerke“ oder RK), unter Berücksichtigung unterschiedlicher technischer Gegebenheiten und Kosten, analysiert. Die Referenzkraftwerke repräsentierten dabei nicht 1:1 reale Kraftwerke, die Annahmen wurden jedoch durch enervis markttypisch und repräsentativ für die jeweiligen Anlageneigenschaften festgelegt. Die Kraftwerke unterscheiden sich dabei entlang von Wärmeauskopplungsfähigkeit, Alters- und Effizienzklasse und Biomasetransportkosten. Wir nehmen eine Umstellung der Anlagen im Jahr 2026 an.

Es ergibt sich ein kostendeckendes Erlösniveau zwischen 10,5 und 12 ct/kWh als Basis für den Strike-Price des CFD.

Für die vier Referenzkraftwerke liegt der Strike-Price des CFD zwischen 10,5 und 12 ct/kWh bei einer Laufzeit von 10 Jahren. Der Mittelwert liegt bei 11,2 ct/kWh. Den höchsten Anteil daran haben die variablen Betriebskosten, welche rund 75 % der Gesamthöhe ausmachen und maßgeblich durch die Kosten der Biomasse (bzw. des Transports) des jeweiligen Referenzkraftwerks geprägt sind.

Der resultierende Förderbedarf hängt von der Entwicklung der Strompreise ab und liegt in den hier angestellten Berechnungen durchschnittlich bei nur 3,7 ct/kWh.

Nur ein Teil des Strike-Price, welcher auf den Stromgestehungskosten basiert, wird als Förderung auch ausgezahlt. Unsere Berechnungen ergeben, dass in dem hier angenommenen Stromszenario, im Mittel nur 3,7 ct/kWh als Förderbedarf ausgezahlt werden. Bei CFD-Laufzeiten von 15 Jahren sinkt dieser Betrag auf einen Mittelwert von 3,3 ct/kWh. Kraftwerke mit besonders geeignetem Standort für eine Biomassezulieferung können bereits mit ca. 3 ct/kWh finanziert werden. Steigt der Strompreis in Zukunft stärker als in dem angenommenen Strommarktszenario, beispielsweise aufgrund ambitionierterer CO₂-Preis-Ziele, könnte der Förderbedarf noch geringer ausfallen.

Die ermittelten Förderbedarfe weisen eine ähnliche Größenordnung zu internationalen Beispielen auf.

Recherchen zu internationalen Umstellungsbeispielen zeigen, dass beispielsweise die Kraftwerke Lynemouth und Drax in Großbritannien derzeit einen Strike-Price von 13 bis 14 ct/kWh erzielen. Dieser liegt damit über den Stromgestehungskosten der hier betrachteten Kraftwerke. Die dänischen Kraftwerke Avedore und Studstrup werden direkt mit 2 ct/kWh gefördert, sparen jedoch durch Wegfall einer Kohlesteuer ca. weitere 3 ct/kWh.

Der internationale Vergleich zeigt, dass Standorte in Deutschland aus Kostensicht konkurrenzfähig sind.

Die ermittelten Werte für die Referenzkraftwerke weisen also eine ähnliche Größenordnung zu den dänischen und britischen Förderbeispielen für Biomasse auf, zeigen aber auch auf, dass die Umstellung für Kraftwerksstandorte in Deutschland aus Kostensicht international konkurrenzfähig ist.

1 Einleitung

Die Umstellung von Kohlekraftwerken auf einen Betrieb mit Biomasse bietet die Chance, einen effektiven Beitrag zur Erreichung der EE-Ziele zu leisten.

Das Kohleausstiegsgesetz sieht eine Stilllegung aller Braun- und Steinkohleanlagen bis spätestens 2038 vor. Vor diesem Hintergrund suchen Politik und Kraftwerksbetreiber nach ökonomisch sinnvollen Lösungen für die Weiternutzung von Kraftwerksstandorten. Die Umstellung auf einen Betrieb mit Biomasse stellt eine Möglichkeit dar, den treibhausgasneutralen Weiterbetrieb des Kraftwerks zu gewährleisten. Darüber hinaus hat sich Deutschland ambitionierte Ausbauziele gesteckt, so soll in Deutschland bis 2030 65 % des Strombedarfs durch erneuerbare Energien (EE) gedeckt werden (BMWI, 2020). Vor dem Hintergrund des in vielen Szenarien steigenden Strombedarfs und der hinter den Planungen zurückbleibenden Ausbauzahlen werden zusätzliche Zielbeiträge benötigt. Die Umstellung von Kohlekraftwerken auf Biomasse kann in diesem Kontext einen effektiven Beitrag zur Erreichung der EE-Ziele leisten und gleichzeitig gesicherte Leistung für die Transformation des Stromsystems zur Verfügung stellen. Ein weiterer Vorteil besteht darin, dass zu Zeiten geringer Verfügbarkeit von Wind- und PV-Erzeugung, zusätzlicher grüner Strom für die Produktion von Wasserstoff bereitgestellt werden könnte.

Mit dem KVBG hat der Bundestag über einen Entschließungsantrag die Bundesregierung beauftragt, Förderprogramme zur Umrüstung von Steinkohlekraftwerken, mit und ohne Wärmeauskopplung, auf Biomasse auszuarbeiten. Derzeit liegen jedoch noch keine öffentlichen Informationen zu dem Förderbedarf vor.

Eine Umstellung bedarf in der Regel einer Förderung zur Gewährleistung eines wirtschaftlichen Betriebs.

Charakteristisch für den Betrieb mit Biomasse ist, dass zusätzlich zu den Investitionskosten zur Umstellung der Kraftwerke, deutlich höhere Kosten für den klimaneutralen Brennstoff und damit höhere Betriebskosten anfallen, die unter den derzeitigen Rahmenbedingungen nicht durch Erlöse am Strommarkt gedeckt werden können. Eine Umstellung auf Biomasse ist daher für die Betreiber der Kraftwerke nur dann wirtschaftlich darstellbar, wenn – wie im internationalen Umfeld üblich – eine flankierende Förderung existiert.

Ziel dieser Studie ist die Quantifizierung des Förderbedarfs unter einem Differenzvertrag (CFD).

Ziel der Studie ist es, den Förderbedarf über die Lebensdauer unter Biomassebetrieb für unterschiedliche Kraftwerkstypen zu quantifizieren. Der Förderbedarf kann dann in verschiedenen Varianten ausgelegt werden, Fokus der Studie stellt die Förderung durch einen Differenzvertrag (Contract for Difference = „CFD“) dar. Im Rahmen dessen wird zuerst das zur Kostendeckung notwendige Erlösniveau anhand der Stromgestehungskosten ermittelt. Unter der Annahme, dass die Höhe des Strike-Price sich an diesem orientiert wird dann der, unter den Strompreisprämissen erwartete, Förderbedarf ermittelt. Die Modellierung erfolgt anhand eines Strommarktszenarios mit moderat steigenden CO₂-Preisen.

Für vier Referenzkraftwerke werden Stromgestehungskosten und der erwartete Förderbedarf ermittelt.

Dazu werden vier Referenzkraftwerke definiert, die unterschiedliche Anlagentypen repräsentieren. Die Kraftwerke unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Transportkosten für Biomasse, ihrer Wirkungsgrade und ihrer Wärmeauskopplungsfähigkeit. Dieser Ansatz ermöglicht eine differenzierte Einschätzung des Förderbedarfs für verschiedene Anlagen.

2 Contract for Difference: Funktionsweise & Parameter

Es gibt unterschiedliche Möglichkeiten der Förderung der Umstellung von Kohle auf Biomasse. Fokus dieser Studie ist ein CFD-Fördermodell.

Der Förderung der Umstellung kann grundsätzlich in unterschiedlichen Varianten erfolgen. Denkbar sind sowohl leistungsbasierte Prämien für eine Umstellung, die beispielsweise als Einmalförderung zu Beginn der Projektrealisierung erfolgen können, oder Prämien, welche über eine längere Laufzeit basierend auf dem produzierten Strom ausgezahlt werden. Solche Prämien können entweder, wie unter dem bisherigen politischen Rahmen üblich, als einseitige Marktprämien ausgelegt werden, oder als symmetrische Prämien. Im letzteren Fall wird auch von Differenzverträgen (Contract for Difference = "CFD") gesprochen. Dieser Fördermechanismus ist bereits für internationale Biomasse- und Windkraftprojekte, beispielsweise in Großbritannien (vgl. Abschnitt 6), erprobt. In dieser Studie wird eine solche Förderung über einen CFD zugrunde gelegt und analysiert.

Bei dem CFD werden Mindererlöse gegenüber dem vereinbarten Strike-Price ausgeglichen...

Zentraler Parameter eines CFD ist ein sogenannter Strike-Price. Dieser Strike-Price repräsentiert ein kostendeckendes Erlösniveau, welches dem geförderten Anlagenbetreiber per CFD zugesichert wird. Der Strike-Price dient als ein Referenzwert gegenüber dem eine Zu- oder Rückzahlung, in Abhängigkeit der Strommarkterlöse der Anlagen, erfolgt. In einer jeweils zu definierende Referenzperiode werden die Strommarkterlöse bei unter dem Strike-Price liegenden Marktpreisen durch Zuzahlung ergänzt, oder bei Erlösen oberhalb des Strike-Price abgeschöpft. Dies bedeutet auch, dass die maximal möglichen Förderzahlungen durch den Strike-Price nach oben begrenzt werden. Im Regelfall (wenn die Strommarkterlöse unterhalb des Strike-Price liegen) dürfte der Förderbedarf nur einem Teil des Strike-Price entsprechen.

Nachfolgende Abbildung illustriert diese Funktionsweise. Liegen die Marktpreise (rot) während der Referenzperiode unter dem vereinbarten Strike-Price (grün), so wird die Differenz an den Anlagenbetreiber ausgezahlt. Liegen die Preise jedoch über dem Strike-Price, so werden die dadurch entstehenden Mehrerlöse an die Fördermittelgeber zurückgezahlt.

... Erlöse oberhalb des Strike-Price werden abgeschöpft.

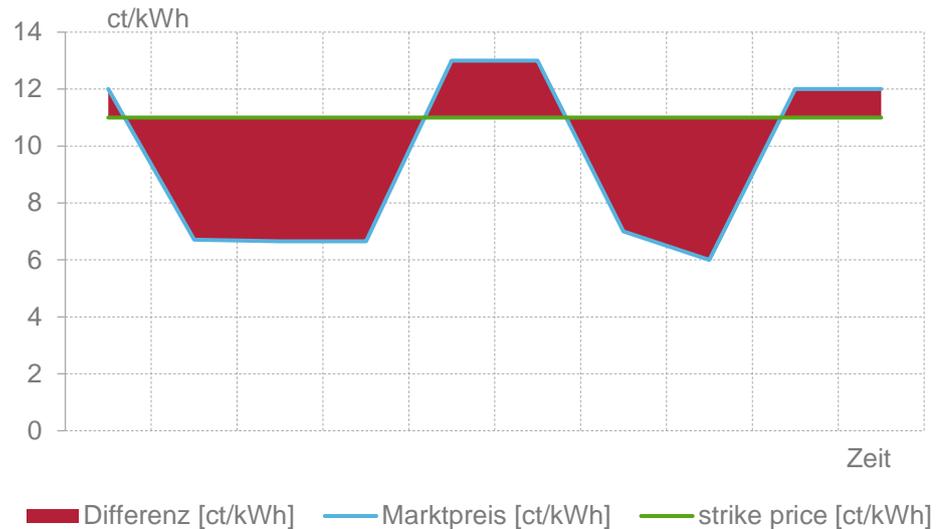


Abbildung 1: Schematische Funktionsweise des CFD

Eine Förderung über einen CFD bietet den Vorteil der Minimierung von Strommarktrisiken. Dies senkt Finanzierungskosten und Risikoprämien und somit benötigte Förderbeiträge.

Ein CFD ist aus Sicht der Marktakteure aus unterschiedlichen Gründen sinnvoll. Ein wesentlicher Vorteil besteht darin, dass der kostendeckende Strike-Price einen Erlös weitgehend unabhängig von Unsicherheiten gewährleistet. Treiber solcher Unsicherheiten sind insbesondere potentielle politische Rahmenbedingungen, z.B. die Entwicklung zukünftiger CO₂-Preise. Insgesamt werden dadurch für die Betreiber die Strommarktrisiken begrenzt. Dies ist auch aus verschiedenen Gründen gesellschaftlich und aus Sicht der Stromverbraucher erstrebenswert (enervis, 2020). Unter anderem kann dies beispielsweise Finanzierungskosten und Risikoprämien senken, die sonst die Förderbeträge erhöhen würden.

Sowohl Betreiber als auch Stromverbraucher werden gegenüber Strommarktrisiken abgesichert.

Anders als bei einer einseitigen Prämie, werden nicht nur Betreiber von Anlagen abgesichert, sondern, gemäß der Symmetrie des Mechanismus, auch Stromverbraucher gegenüber steigenden Strompreisen. So erfolgt, bei Erlösen oberhalb des Strike-Price, eine Rückzahlung des Anlagenbetreibers an den Fördermittelgeber, welche im Umkehrschluss potentiell Verbraucher entlastet. Auf Verbraucherseite sinkt somit auch das Risiko von Kostenumlagen auf die zu bezahlenden Strompreise. Somit minimiert der CFD beidseitig Risiken.

CFDs stellen ein erprobtes und umsetzbares Förderkonzept dar.

Durch die Risikominimierung steigt darüber hinaus auch die Realisierungswahrscheinlichkeit der Projekte, wodurch aus politischer Sicht eine zielgerichtete Fördervergabe erfolgen kann. Aus regulatorischer Sicht ist ein solcher Mechanismus auch deshalb vorteilhaft, da er in einer ähnlichen Form bereits besteht, z.B. im EEG-Ausgleichsmechanismus und auch im europäischen Ausland bereits vielfach erprobt ist. Der Mechanismus bewegt sich damit in einem organisatorischen Rahmen, welcher bekannt und umsetzbar ist.

3 Methodik & Annahmen zur Ermittlung von Stromgestehungskosten und Förderbedarf

3.1 Vorgehen bei der Berechnung

In dieser Studie werden die Stromgestehungskosten und der erwartete mittlere Förderbedarf unter einem CFD-Fördermodell ermittelt.

Die Ermittlung der notwendigen Förderkulisse des CFD erfolgt in zwei wesentlichen Schritten:

- Ermittlung des für die Umstellung notwendigen, kostendeckenden Erlösniveaus pro Anlage mittels Berechnung der **Stromgestehungskosten als Orientierungsgröße für den Strike-Price in ct/kWh**.
- Nur ein Teil des Strike-Price wird, in Abhängigkeit des Strompreises, als Förderung auch ausgezahlt werden müssen. Daher erfolgt eine Abschätzung des erwarteten **mittleren Förderbedarfs (ct/kWh)**.

Die Stromgestehungskosten setzt sich im Wesentlichen aus den Komponenten Umstellungskosten, Biomassekosten, zusammen.

Der Strike-Price des CFD repräsentiert ein Erlösniveau, das eine kostendeckende Umstellung eines Kohlekraftwerks auf Biomasse ermöglicht. Zur Berechnung des Strike-Prices sind daher in einer betriebswirtschaftlichen Betrachtung die Komponenten zu berücksichtigen, welche in Summe die Gesamtkosten pro erzeugter Stromeinheit (ct/kWh) über den Betrachtungszeitraum repräsentieren. Dabei handelt es sich einerseits um die **Umstellungskosten**, die bei Anpassung eines Kraftwerks auf den Betrieb mit Biomasse anfallen würden und andererseits um die **Biomassekosten**.

Die Investitionskosten der Umstellung amortisieren sich über den Förderzeitraum.

Die Kosten für die Umstellung des Kraftwerks sind in erster Linie durch die Investitionen in das Kraftwerk geprägt. Ferner enthalten sie, sofern vorhanden, durch die Umstellung verursachte Opportunitätskosten, da potentielle Einnahmen des regulären Betriebs wegfallen. Letztere werden im Ergebniskapitel sensitiviert um eine Abschätzung des Einflusses auf die Gesamtkosten zu ermöglichen. Aus den Kostenkomponenten ergeben sich in Summe die Umstellungskosten für die jeweilige Anlage. Diese müssen über die Laufzeit des CFD amortisiert werden. Wir nehmen eine Laufzeit von zehn Jahren an. Im Rahmen einer Sensitivität betrachten wir jedoch zusätzlich eine Laufzeit von 15 Jahren. Es werden Kapitalkosten von 6 % real angenommen.

Biomassekosten werden bei jährlichen 3500 Vollbenutzungsstunden berechnet...

Die Berechnung der Biomassekosten erfolgt anhand kraftwerksspezifischer Parameter für markttypische Kohleanlagen und Annahmen zu den spezifischen Biomassekosten pro Standort (vgl. Abschnitt 3.2). Grundannahme ist hier, dass sich die Betriebskosten der Kohlekraftwerke, mit Ausnahme der Brennstoffkosten, nach Umstellung nicht ändern.

... dies gewährleistet einen systemdienlichen und flexiblen Einsatz der Anlagen.

Eine entscheidende Annahme für die Höhe der Biomassekosten stellt dabei die Auslastung der Anlagen dar. Dabei handelt es sich um einen Parameter, der gegebenenfalls auch durch das dazu gestaltende Förderregime zu bestimmen ist. Wir gehen in dieser Studie davon aus, dass der CFD so gestaltet wird, dass eine Förderung nur über maximal jährlich 3500 Vollbenutzungsstunden (VbS) gewährt wird. Dies stellt einen systemdienlichen und flexiblen Einsatz der Anlagen und eine hohe Kompatibilität mit der Einspeisung der dargebotsabhängigen EE sicher. Der Strom aus Biomasse kommt somit in den Phasen zum Einsatz, in welchen Strom aus EE nicht verfügbar ist.

Für ein ausgewähltes Strompreisszenario wird der Förderbedarf beispielhaft ermittelt.

Regelmäßig wird nur ein Teil des Strike-Price auch als Förderung ausgezahlt werden müssen, der Förderbedarf liegt also unter dem Strike-Price. Für die Berechnung des durchschnittlich benötigten Förderbedarfs sind Annahmen über die Strompreisentwicklung (vgl. Abschnitt 4) notwendig. Für ein ausgewähltes Strompreisszenario wird der erwartete Förderbedarf der Referenzkraftwerke beispielhaft quantifiziert.

3.2 Definition Referenzkraftwerke (RK)

Verschiedene Standort-eigenschaften beeinflussen den Förderbedarf...

Der Förderbedarf unterscheidet sich aufgrund von technischen Gegebenheiten und standortbedingten Kosten der Biomasse (aufgrund geringerer Energiedichte fallen Transportkosten noch stärker ins Gewicht als z.B. bei Kohle). Daher werden vier Referenzkraftwerke definiert, für die eine Berechnung des Förderbedarfs erfolgt. Dies ist dadurch motiviert, dass Kraftwerke sich hinsichtlich Eigenschaften wie Standort, Alter und Effizienz unterscheiden. Zudem kommen Anlagen mit und ohne Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) für die Umstellung in Frage. Die Kraftwerke sind somit durch unterschiedliche Leistungen, Wirkungsgrade, Wärmeauskopplungsfähigkeiten und Biomassestandortkosten gekennzeichnet. Referenzkraftwerke repräsentieren dabei nicht 1:1 reale Kraftwerke, die Annahmen wurden jedoch durch enervis markttypisch und repräsentativ für die jeweiligen Anlagen-eigenschaften festgelegt.

Die Annahmen zu den vier Kraftwerksstandorten sind in Tabelle 1 zusammenfassend dargestellt:

... daher werden vier verschiedene Referenzkraftwerke mit unterschiedlichen Eigenschaften untersucht.

Tabelle 1: Referenzkraftwerke und Kraftwerksparameter

	RK 1	RK 2	RK 3	RK 4
Nennleistung	Ca. 300 MW	Ca. 600 MW	Ca. 300 MW	Ca. 600 MW
KWK	ja		nein	
Wärme	Wärmerzeugung abhängig von angenommenem Fernwärmelastgang.		-	
Umstellungskosten	300 - 400 € ₂₀₂₀ / kW			
Biomassekosten	150 € ₂₀₂₀ / t			
Transportkosten	0 - 20 € ₂₀₂₀ / t			
Standort	Binnenstandort	Hafenstandort		

Biomassekosten betragen 150 €/t und sind über einen Zeitraum von 20 Jahren real fixiert.

Für die initialen Biomassekosten (ARA-Zone), vor dem Transport zu den jeweiligen Kraftwerken, wurde ein Wert von 150 €/t¹ angenommen. Es wurde ferner angenommen, dass Langfristverträge mit fixierten Preisen über einen Zeitraum von bis zu 20 Jahren verfügbar sind. Zusätzlich zu den Initialkosten fallen je nach Kraftwerksstandort Transportkosten an, welche bis zu 20 €/t zusätzlich betragen.²

Umstellungskosten liegen zwischen 300 und 400 €/kW.

Für die Kraftwerke werden Umstellungskosten zwischen 300 und 400 €/kW angenommen. Diese Kosten umfassen sämtliche Änderungen welche an dem Kraftwerk vorgenommen werden müssen. Dazu gehören z.B. bedeckte Speicher, Förderanlagen für den Transport vor Ort, Pulverisierer, sowie nötige Sicherheitsvorkehrungen an den jeweiligen Komponenten. Insbesondere wird für die Umstellung eine durchschnittliche Stilllegungsdauer von 1 Jahr angenommen, währenddessen kein Betrieb stattfinden kann.

KWK-Anlagen werden unter Vorgabe eines Fernwärmelastgangs modelliert.

Kraftwerke 1 und 2 werden als KWK-Anlagen modelliert, bei denen die Auskopplung von Wärme in der Modellierung und Ermittlung des Förderbedarfs mitberücksichtigt wurde. Die Wärmeerlöse berechnen sich dabei anhand der entgangenen Stromerlöse und einem Preis basierend auf den Strommarktpreisen.

Der Betrachtungszeitraum beginnt im Jahr 2026.

Es wird ferner angenommen, dass eine Inbetriebnahme der Biomasseanlagen frühestens im Jahr 2026 erfolgen kann. Dies berücksichtigt auch einen zusätzlichen Planungs- und Genehmigungsaufwand.

¹ Es wurde angenommen, dass die Preise real konstant bleiben.

² Für die Biomassekosten am Standort wurden insgesamt keine Kostensteigerungen angenommen.

4 Annahmen & Ergebnisse der Strommarktmodellierung

4.1 Strommarktmodellierung

Für die Berechnungen dieser Studie wurde eine exemplarische Strompreisentwicklung simuliert.

Im Rahmen dieser Studie wurden ein Strommarktszenario mit dem enervis-Strommarktmodell simuliert. Die daraus resultierenden Strompreise werden für die Simulation der Einsatzweise der Kraftwerke und für die Ermittlung des Förderbedarfs benötigt. Die Höhe der Stromgestehungskosten und damit des kostenbasierten Strike-Price des CFD, ist hingegen weitgehend unabhängig von den Entwicklungen am Strommarkt.

Bei dem zum Einsatz kommenden Marktmodell handelt es sich um ein fundamentales Modell, das die europäischen Strommärkte mit ihren Netzkuppelstellen detailliert abbildet. Im Rahmen der Langfristprognose wird im ersten Schritt die Frage nach der Strompreisentwicklung in einem perfekten und wettbewerbsintensiven Energiemarkt, d.h. ohne strategisches Verhalten der Marktteilnehmer, analysiert. In diesem Zusammenhang wird unterstellt, dass Kraftwerke immer dann zum Einsatz kommen, wenn sie durch den Betrieb mindestens ihre variablen Betriebskosten decken können. Diese setzen sich im Wesentlichen aus Brennstoff-, CO₂- und variablen Wartungs- und Instandhaltungskosten zusammen. Das Strommarktmodell liefert schlussendlich stündliche Strompreise. Nachfolgende Tabelle zeigt die Prämissen der Strommarktmodellierung. Die der Modellierung zugrunde liegenden CO₂-Preisprognosen beruhen auf dem Mix Szenario des EU Impact Assessment (Europäische Kommission, 2020). Für die Brennstoffprognose wird eine konstante Fortführung der Preise ab 2024 angenommen.

Die Strommarktprognose basiert auf CO₂-Preisen des EU Impact Assessment Mix-Szenarios und einer konstanten Fortführung der Brennstoffpreise ab 2024.

Tabelle 2: Prämissen der Strommarktmodellierung

	„Strommarktszenario“
Brennstoffpreisannahmen	Mittlere Terminmarktnotierungen 1.9.-24.9.2020 für die gehandelten Frontjahre bis 2024 / Fortschreibung der Terminmarktnotierungen 2024
CO ₂ -Preisannahmen	„EU Impact Assessment 2030 Climate Ambition“ Mix-Szenario Zielwert 44 €/t in 2030 / 2040: 55 €/t / 2050: 66 €/t
Atomkraft	Atomausstieg bis 2022
Erneuerbare Energien	Zielwerte EE-Zubau Deutschland orientiert an aktuellen politischen Zielen, neuen Gesetzen Wind-Offshore und Entwürfen EEG 2021 - Long-term: 95% Anteil EE
Kohleausstieg	Kohleausstieg bis 2038 (nach Kohlekommission) / Inbetriebnahme von Datteln 4 in 2020
Strombedarf	Langfristiger Anstieg des Strombedarfs durch Elektromobilität und verstärkter Elektrifizierung der Wärmezeugung
Gesetzte Stilllegungen konventioneller Kraftwerke	Gemäß aktuellen Ankündigungen der Kraftwerksbetreiber bzw. Marktregulatoren / Kraftwerksliste BNetzA
Marktdesign und Knappheitspreise	Fortschreibung des energy-only Markts mit kosteneffizienter Lastflexibilität.

Simulation zeigt bis Mitte der 2020 Jahre eine Erholung des Strompreisniveaus gegenüber dem

Abbildung 2 zeigt die resultierenden Verläufe für die jährlichen Mittelwerte der Spotpreise. Dargestellt sind die Basepreisverläufe. Deutlich erkennbar ist eine bis Mitte der 2020 Jahre erwartete Erholung des Strompreisniveaus gegenüber dem aktuellen, auch Corona-bedingt niedrigem Strompreisniveau. Dies ist bedingt insbesondere durch strukturelle Veränderungen im Kraftwerkspark

aktuellen, auch Corona-bedingt niedrigem Strompreisniveau.

(Kernenergie- und Kohleausstieg) bei deutlich ansteigenden CO₂-Preisen. Im Anschluss zeigt sich eine abnehmende Tendenz bedingt durch den angenommenen sukzessiven Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung.

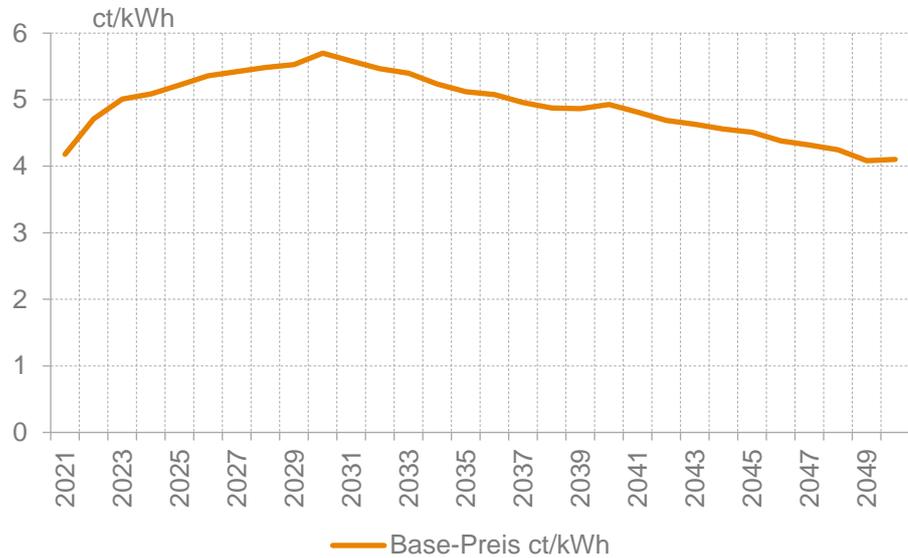


Abbildung 2- Strompreisentwicklung im betrachteten Strommarktszenario (in Realnotierungen)

4.2 CO₂-Preissensitivität

Der CO₂-Preis hat Einfluss auf die Höhe des Förderbedarfs.

Die Höhe des Förderbedarfs für die Umrüstung von Steinkohleanlagen auf einen Betrieb mit Biomasse hängt nicht zuletzt von der Entwicklung der zukünftigen CO₂-Preise ab. In den Berechnungen des Basisszenarios wurde ein CO₂-Preis von 44 €/t in 2030 angenommen. Um den Effekt höherer CO₂-Preise auf den Strompreis und damit den Förderbedarf aufzuzeigen, wird ein zusätzliches, ambitionierteres CO₂-Preisszenario aus dem EU Impact Assessment (CPRICE) (Europäische Kommission, 2020) herangezogen, welches einen Zielwert von 60 €/t für das Jahr 2030 vorsieht. Eine Abschätzung der Auswirkung auf die Strompreise wird dann anhand der Grenzkosten der im Markt primär preissetzenden GuD-Anlagen durchgeführt. Es ergibt sich eine Strompreisdifferenz von 10 % für das Jahr 2030. Der abgeschätzte Effekt auf die mittleren Spotmarktpreise wird in Abbildung 3 dargestellt.

Steigen die CO₂-Preise stärker als hier angenommen, so kann dies den effektiven Förderbedarf für die Umstellung von Kraftwerken auf Biomasse senken.

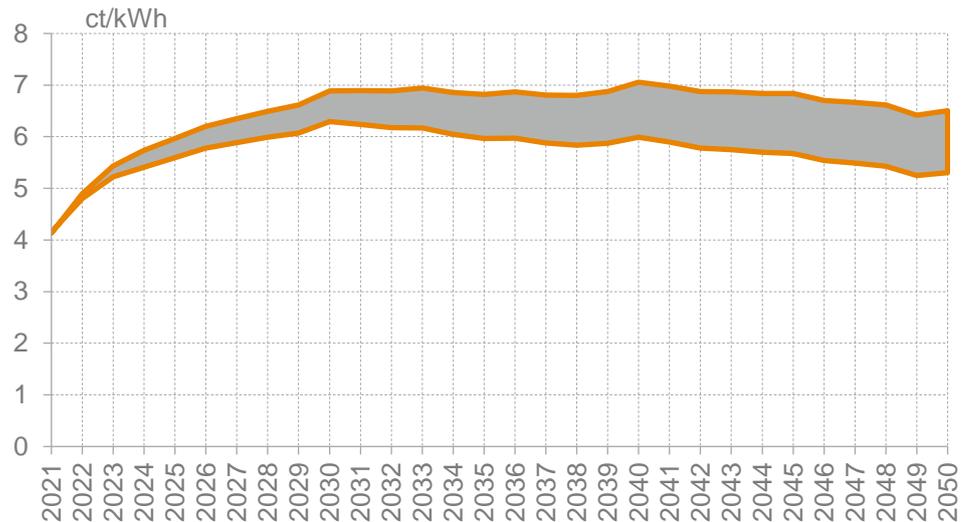


Abbildung 3: Erhöhung des Base-Preis nach CO₂-Preiserhöhung (in Realnotierungen)

Durch einen langfristig höheren CO₂-Preis, steigen die Strompreise unter der vereinfachten Annahme von gleichen Brennstoffpreisen. Diese Steigerung liegt im Jahr 2030 bei ca. 10 %. In diesem Fall können höhere Strommarkterlöse für die Biomassekraftwerke erwartet werden. Der zuvor beschriebene und abgebildete Effekt würde dann, bei gleichbleibenden Stromgestehungskosten der umgestellten Kraftwerke, zu einem niedrigeren effektiven Förderbedarf führen, da die durchschnittliche Auszahlung, gemäß der Differenz zwischen vereinbartem Strike-Price (basierend auf Stromgestehungskosten) und Stromerlösen, sinkt. Dieser Aspekt wird noch einmal in Kapitel 5 aufgegriffen.

5 Ergebnisse zu Stromgestehungskosten und Förderbedarf

In diesem Abschnitt werden zunächst die resultierenden Stromgestehungskosten und der jährliche Förderbedarf für die vier Referenzkraftwerke dargestellt. Im Folgenden werden die zentralen Ergebnisse für die einzelnen Referenzkraftwerke erläutert.

5.1 Ergebnisse für die einzelnen Referenzkraftwerke

Für RK 1 liegen die Stromgestehungskosten bei 11,5 ct/kWh. Der mittlere Förderbedarf beträgt 4,2 ct/kWh.

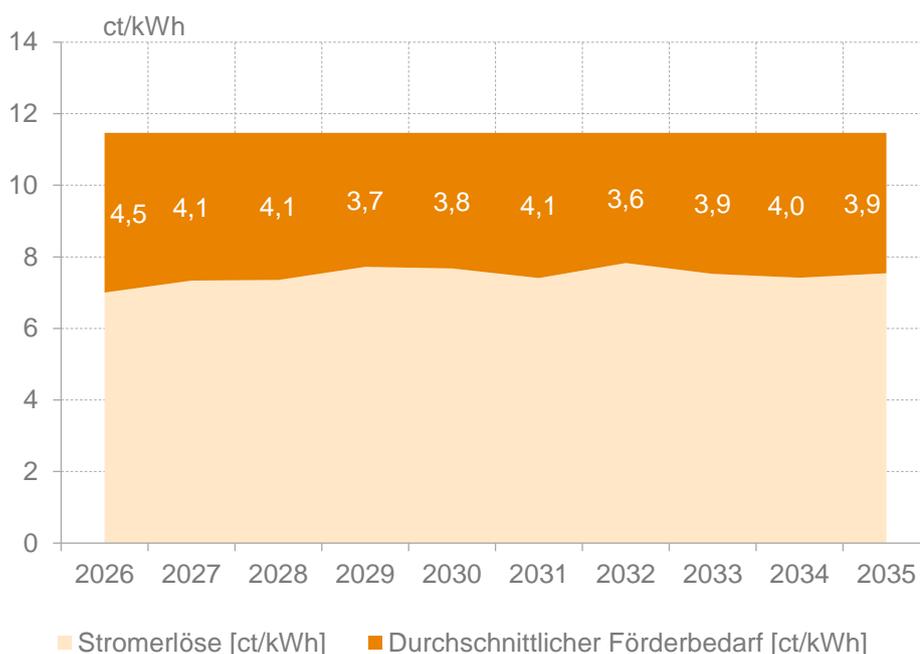


Abbildung 4: Stromgestehungskosten und Förderbedarf für RK 1

Abbildung 4 zeigt die Höhe der Stromgestehungskosten für das erste Referenzkraftwerk. Die beige Fläche zeigt dabei die modellierten Strommarkterlöse der Anlage. Aus der Differenz zwischen den modellierten Strommarkterlösen und den Stromgestehungskosten, welche die Basis für den Strike-Price bilden, ergibt sich die jährliche Förderhöhe (orange) über den Förderzeitraum von 10 Jahren. Die Stromgestehungskosten für RK 1 liegen bei 11,5 ct/kWh bei einer Inbetriebnahme im Jahr 2026. Die durchschnittliche jährliche Förderhöhe liegt bei 4,2 ct/kWh.

RK 2 hat Stromgestehungskosten von 10,8 ct/kWh. Der Förderbedarf liegt bei 3,3 ct/kWh.

RK 2 (Abbildung 5) ist aufgrund seiner Hafenlage durch besonders geringe Biomassekosten gekennzeichnet. Darüber hinaus handelt es sich hier um eine KWK-Anlage. Es ergeben sich Kosten von nur 10,8 ct/kWh. Der Förderbedarf beträgt im Durchschnitt 3,3 ct/kWh.

Wesentlicher Treiber sind hier geringe Transportkosten für die Biomasse.

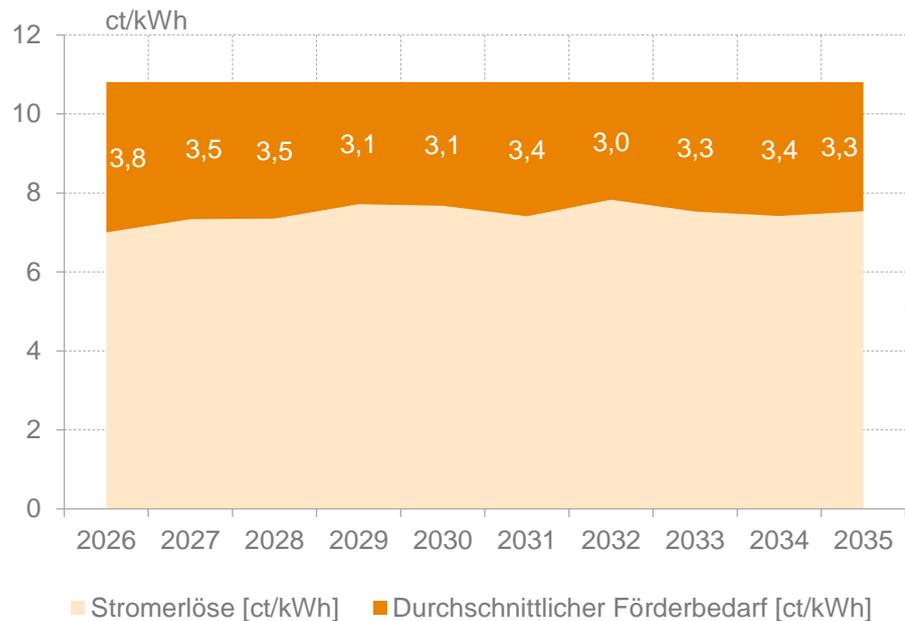


Abbildung 5: Stromgestehungskosten und Förderbedarf für RK 2

RK 3 weist Stromgestehungskosten von 12 ct/kWh und hat damit den höchsten Förderbedarf bei 4,6 ct/kWh. Wesentliche Treiber sind hier vergleichsweise höhere Logistik- und Fixkosten.

Die Stromgestehungskosten für RK 3 (Abbildung 6) liegen bei 12 ct/kWh und sind insbesondere durch die höheren spezifischen Fixkosten geprägt, sowie auf die hohen Standortkosten für den Endtransport der Biomasse, zurückzuführen. Im Mittel liegt der Förderbedarf hier bei 4,6 ct/kWh und damit höher als bei allen anderen Kraftwerken.

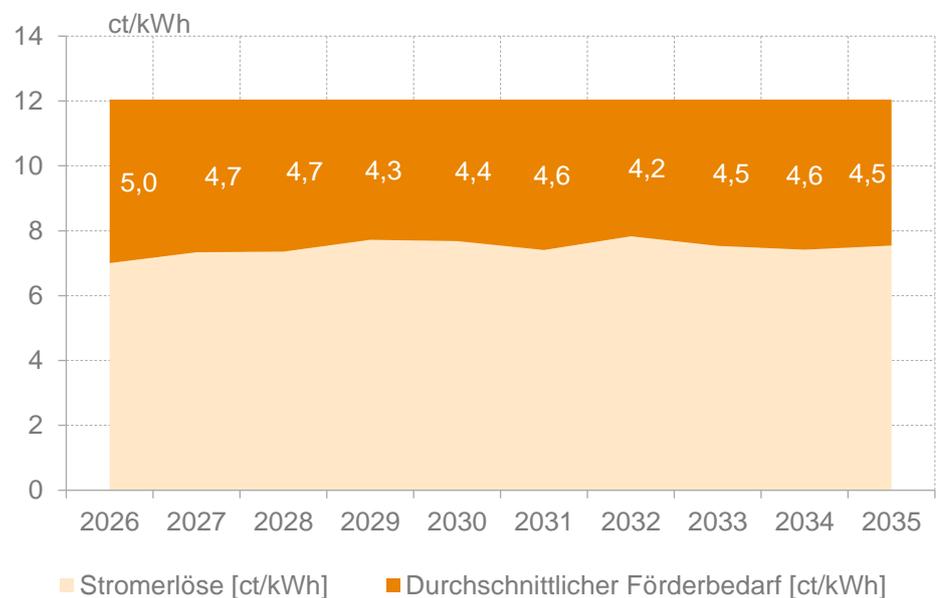


Abbildung 6: Stromgestehungskosten und Förderbedarf für RK 3

RK 4 benötigt durchschnittlich 3 ct/kWh, bei den insgesamt geringsten Stromgestehungs-

Bei RK 4 (Abbildung 7) handelt es sich um ein Kraftwerk größerer Leistung und hoher Effizienz. Gleichzeitig ist der Standort durch geringe Biomasetransportkosten gekennzeichnet, wodurch sich insgesamt ein geringer Wert für die Stromgestehungskosten ergibt. Für das Umstellungsjahr 2026 liegt

kosten von 10,5 ct/kWh.

dieser bei 10,5 ct/kWh. Dabei liegt der Förderbedarf im Durchschnitt bei 3 ct/kWh.

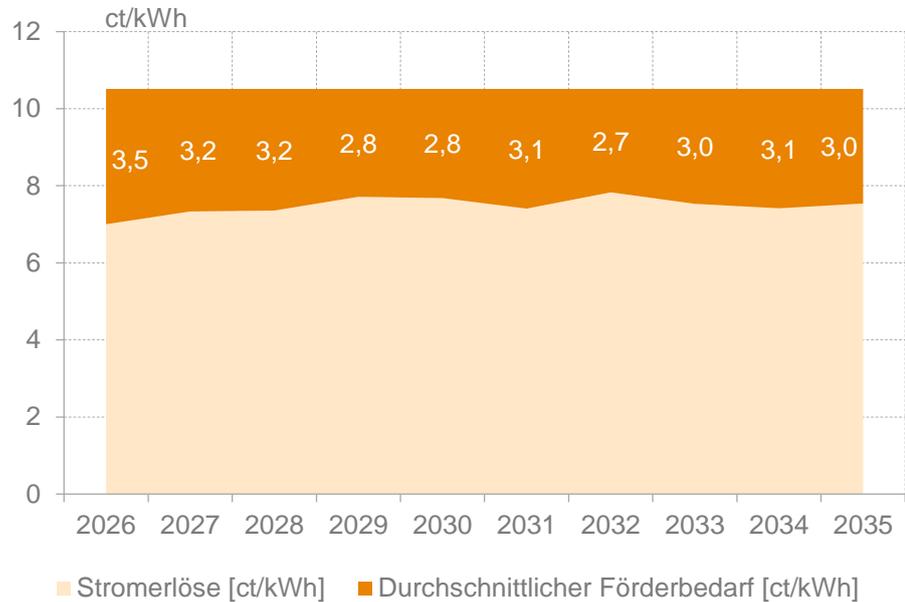


Abbildung 7: Stromgestehungskosten und durchschnittlicher Förderbedarf für RK 4

5.2 Gegenüberstellung der Stromgestehungskosten

Es ergeben sich Stromgestehungskosten zwischen 10,5 und 12 ct/kWh.

Abbildung 8 stellt die Höhe der Stromgestehungskosten bei Umstellung im Jahr 2026 für alle Referenzkraftwerke vergleichend gegenüber. Die Werte basieren auf einer CFD Laufzeit von 10 Jahren und angenommen 3.500 VbS der Kraftwerke. Es ergeben sich Werte zwischen 10,5 und 12 ct/kWh.

Diese Kostenspanne stellt eine potentielle Basis für die Strike-Prices dar.

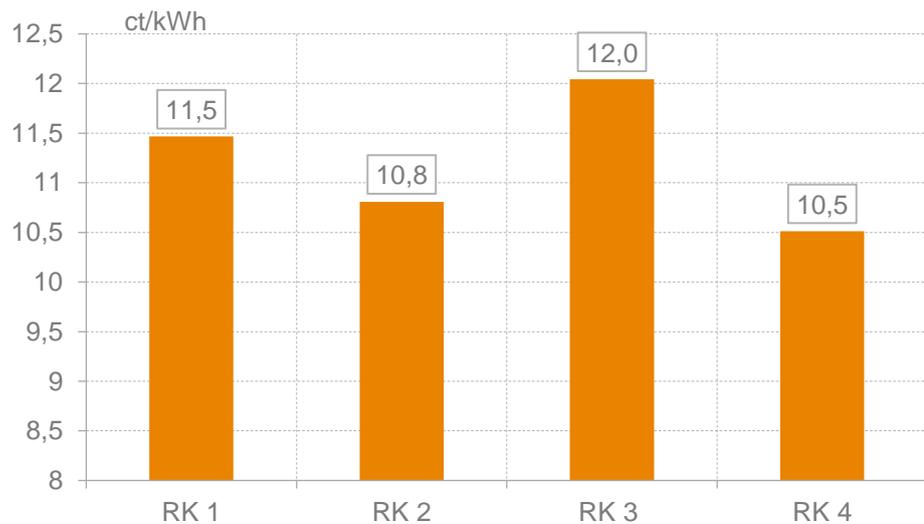


Abbildung 8: Stromgestehungskosten bei einer Inbetriebnahme im Jahr 2026 und 10 Jahren Laufzeit

Biomassekosten am Standort sind ein wesentlicher Kostentreiber.

Die Laufzeit des CFD beeinflusst die Höhe der Kosten und somit des Strike-Price.

Verlorene Erlöse aus dem Umstellungszeitraum wirken sich geringer aus.

Die Differenzen zwischen den Kraftwerken beruhen sowohl auf den Biomassekosten an dem jeweiligen Standort (Hafenstandorte haben geringe Transportkosten), als auch auf den Fixkosten der Umstellung.

Abbildung 9 stellt die zuvor dargestellten Stromgestehungskosten bei einer Laufzeit von 10 Jahren den Kosten bei einer Laufzeit von 15 Jahren gegenüber. Bei einer Laufzeit des CFD von 15 Jahren sinken die Stromgestehungskosten wegen des jährlich durchschnittlich kleiner werdenden Fixkostenanteils. Insbesondere wirken sich auch verlorene Erlöse aus dem Umstellungszeitraum geringer aus. Bei der Auslegung des Vertrags und Bestimmung des Strike-Price gilt es dies zu berücksichtigen.

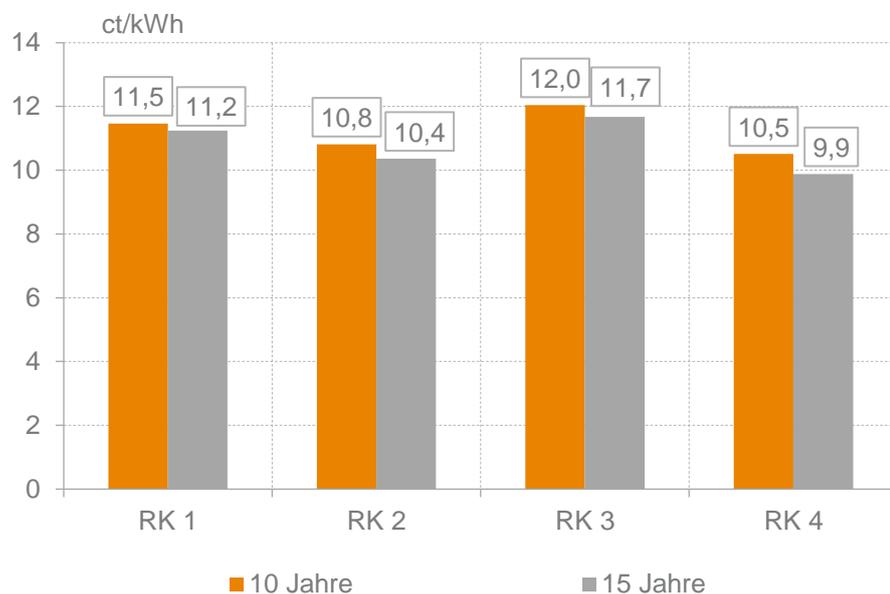


Abbildung 9: Stromgestehungskosten bei unterschiedlichen Förderlaufzeiten

Bei Vernachlässigung der verlorenen Erlöse aus dem Kohlebetrieb sinken die Stromgestehungskosten im Durchschnitt um 3 %. Dies ist bereits bei moderat steigenden CO₂-Preisen der Fall.

In den zuvor ermittelten Kosten sind, soweit vorhanden, entgangene Erlöse aus dem Kohlebetrieb enthalten. Diese sind grundsätzlich zu berücksichtigen, da sie als Opportunitätskosten für die Entscheidung der Kraftwerksbetreiber relevant sind. In einer Sensitivitätsrechnung wurden diese Opportunitätskosten jedoch aus der Berechnung herausgenommen. Abbildung 10 zeigt die über die vier Kraftwerke gemittelten Stromgestehungskosten, links unter Berücksichtigung der Opportunitätskosten, und rechts bei Vernachlässigung dieser. Es ergibt sich eine durchschnittliche Differenz von 0,3 ct/kWh (3 %). Dies zeigt auf, dass, unter den hier zugrunde liegenden Annahmen zur Entwicklung der Energiemärkte, entgangene Erlöse nur einen geringen Teil der anlegbaren Kostenbasis ausmachen.

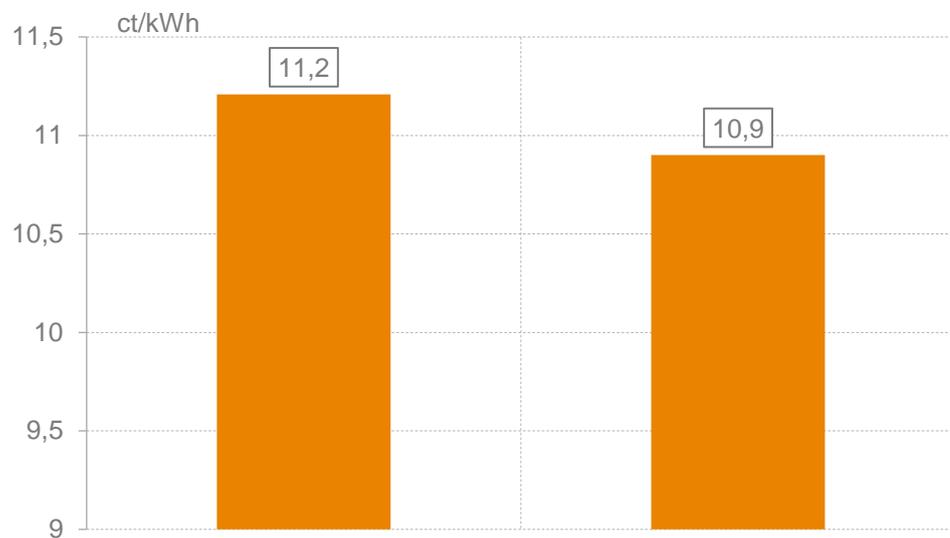


Abbildung 10: (Mittlere) Stromgestehungskosten mit (links) und ohne (rechts) entgangene Kohlebetriebserlöse

5.3 Zusammensetzung der Stromgestehungskosten

Von den Stromgestehungskosten kann ein Teil am Markt gedeckt werden.

Die Höhe des CFD, das heißt der anzulegende Wert, der den Strike-Price vorgibt, ist maßgeblich von den Stromgestehungskosten der Kraftwerke abhängig. Abbildung 11 stellt die Zusammensetzung der Stromgestehungskosten im Durchschnitt über alle Kraftwerke dar. Der Wert von 11,2 ct/kWh ergibt sich hier aus Biomassebetriebskosten von rund 8,5 ct/kWh und Fixkosten inkl. Umstellung von 2,7 ct/kWh. Von diesen Kosten kann jedoch, unter den angenommenen Stromerlösen, eine Großteil am Markt gedeckt werden (ca. 7,5 ct/kWh) und nur 3,7 ct/kWh werden im Durchschnitt als Förderbedarf wirksam.

Nur 3,7 ct/kWh werden als Förderbedarf wirksam.

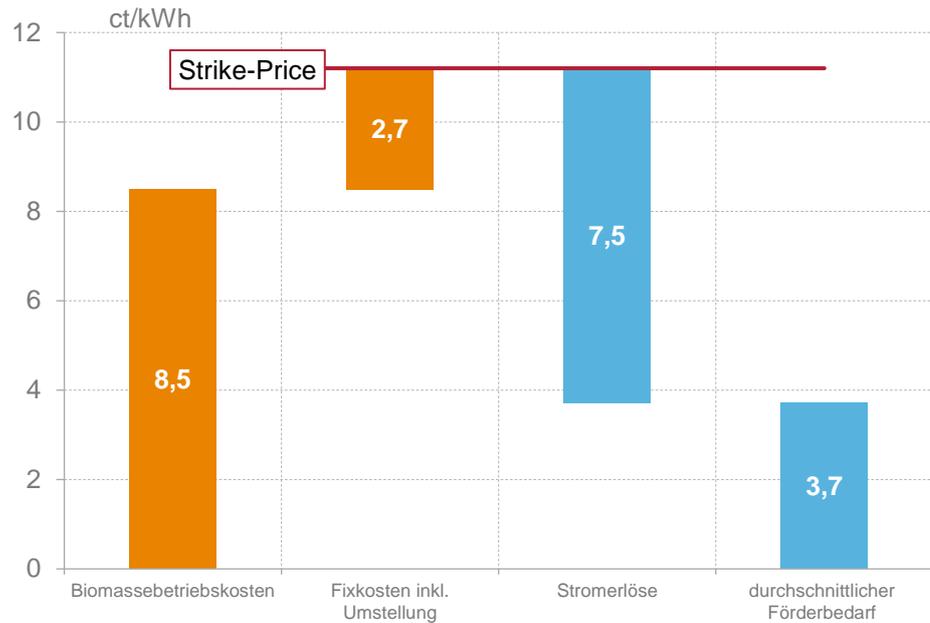


Abbildung 11: Beispiel: Zusammensetzung der Stromgestehungskosten als Basis des Strike-Price und resultierender Förderbedarf anhand durchschnittlicher Werte

Die Bestimmung der Stromgestehungskosten erfolgt unter Berücksichtigung der zuvor definierten Komponenten. Dabei sind Betriebskosten der Biomasseanlage der Hauptkostentreiber, bei einer Spanne zwischen 8 und 9,5 ct/kWh. Dieser Wert ist auch von dem Kraftwerksstandort abhängig, da die Erzeugungskosten auch maßgeblich von den Biomassetransportkosten abhängen. Ferner machen die fixen Umstellungskosten einen Anteil von ca. 30 % der Kosten aus.

5.4 Ergebnisse zum Förderbedarf

Der durchschnittliche Förderbedarf liegt bei 3,7 ct/kWh bei einem Förderzeitraum von 10 Jahren.

Der über die Kraftwerke und Jahre gemittelte durchschnittliche Förderbedarf beträgt unter den in der Modellierung getroffenen Annahmen 3,7 ct/kWh. Er wird insbesondere durch den höheren durchschnittlichen Förderbedarf von RK 3 nach oben gezogen. Zusätzlich sollte angemerkt werden, dass der Wert so ausgelegt ist, dass sich insbesondere die zur Umstellung benötigte Investition in dem Förderzeitraum amortisiert. Denkbar wäre auch ein Modell mit längerer Förderzeit. Dadurch ergibt sich eine Senkung des spezifischen Förderbedarfs, die vor allem durch die Höhe des Fixkostenblocks bestimmt wird. Der durchschnittliche Förderbedarf, abhängig von den angenommenen Stromerlösen, ergibt sich dann wie in Abbildung 12 für die vier Kraftwerke dargestellt:

Es ergibt sich ein geringerer durchschnittlicher Förderbedarf von 3,3 ct/kWh bei einem Förderzeitraum von 15 Jahren.

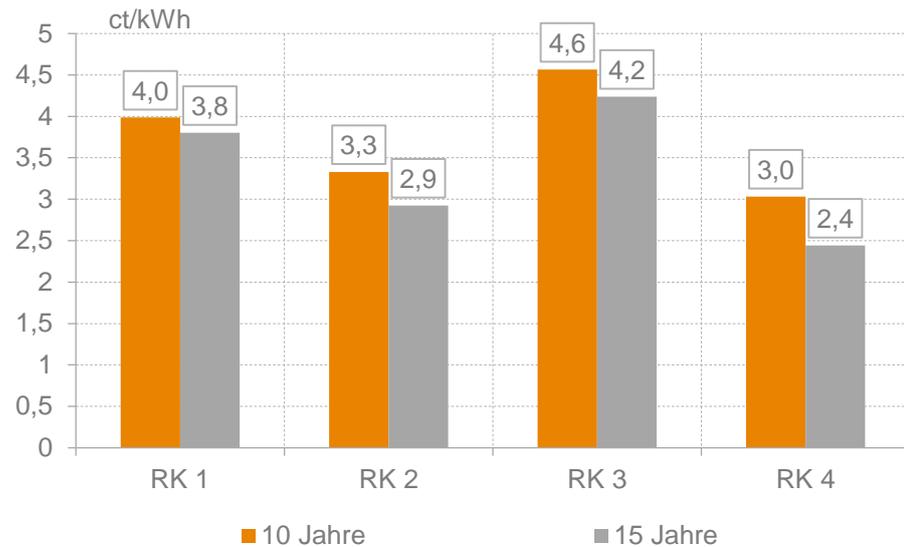


Abbildung 12: Durchschnittlicher Förderbedarf in ct/kWh pro Kraftwerk und Förderdauer

Der CO₂-Preiseffekt auf die Strompreise, könnte den Förderbedarf weiter senken, wirkt sich jedoch nicht auf die Höhe des Strike-Price aus.

Unter der Prämisse eines höheren CO₂-Preises, wie unter Kapitel 4 beschrieben, ergeben sich steigende Strompreise (Größenordnung ca. 5-10 %) und damit insgesamt höhere Erlöse in zukünftigen Jahren. Insgesamt würde sich dadurch ein niedrigerer durchschnittlicher Förderbetrag ergeben.

6 Internationale Beispiele zur Biomasseumstellung

Die Umstellung von Kohlekraftwerken auf den Betrieb mit Biomasse ist bereits international erprobt.

Ergänzend zu den verschiedenen Berechnungen wurden Recherchen zu internationalen Beispielen zur Biomasseumstellung durchgeführt. Die Biomasseumstellung von Kohleanlagen wurde bereits an unterschiedlichen Standorten im europäischen Ausland umgesetzt. Folgende Beispiele aus Dänemark und Großbritannien sollen einen Überblick über Größenordnung und Förderbedarf bei vollständigen Umstellungen geben.

Die dänischen Kraftwerke Studstrup und Avedøre werden durch eine einseitige Prämie gefördert.

Dänemark hat sich, gemeinsam mit Großbritannien, als Vorreiter bei der Biomasseverstromung etabliert. Das HKW Studstrup wurde in 2016 für etwa 175 Mio. € auf den vollständigen Betrieb mit Biomasse umgestellt und spart so pro Jahr 310.000 tCO₂ ein (Orsted Media Relations, 2016). Es verfügt über eine elektrische Leistung von 350 MW und eine thermische Leistung von 455 MW. Das Kraftwerk profitiert im Rahmen des dänischen Renewable Energy Acts von einer Prämie von etwa 2 ct/kWh. (Danish Energy Agency, 2017).

Im Rahmen des dänischen Fördermodells erhalten Betreiber

Ebenso wie Studstrup wurde Block 1 des HKW Avedøre in 2016 auf den Biomassebetrieb umgestellt (Orsted Media Relations, 2016)]. Die Umstellung des Kraftwerks mit 254 MW elektrischer und 359 MW thermischer Leistung

eine Förderung in Höhe von etwa 2 ct/kWh.

kostete 99 Mio. € und vermeidet den Ausstoß von 500.000 tCO₂ pro Jahr. Avedøre erhält ebenso wie Studstrup eine Prämie im Rahmen des dänischen Renewable Energy Acts in Höhe von etwa 2 ct/kWh.

Durch Wegfall der bestehenden Kohlesteuer ergibt sich für dänische Kraftwerke ein weiterer Anreiz zur Umstellung.

Für die Beispiele aus Dänemark muss angemerkt werden, dass für Kraftwerke mit Wärmeauskopplungsfähigkeit in Dänemark, durch Umstellung auf Biomasse, die bestehende gesetzlich vorgegebene Kohlesteuer wegfällt. Diese liegt bei umgerechnet etwa 7.5 €/GJ (Skatteministeriet Dänemark, 2020). Die wegfallende Kohlesteuer³ begünstigt somit zusätzlich zu der direkten Förderung einen Umstieg. Insgesamt ergeben sich dadurch Beträge von ca. 5 ct/kWh als Förderbetragsäquivalent.

In GB wird die Umstellung des Kraftwerks Drax durch einen CFD gefördert, derzeit bei einem Strike-Price von umgerechnet 13 ct/kWh.

Die Drax Power Station ist das größte Kraftwerk Großbritanniens (GB) und ebenso eines der ersten Kraftwerke, die auf Biomasse umgestellt wurden. Im Zeitraum von 2013 bis 2018 wurden vier auf Biomasse umgestellte Blöcke mit einer elektrischen Leistung von jeweils 660 MW in Betrieb genommen, wodurch der CO₂ Ausstoß um 80 % reduziert werden konnte (Drax Group, 2020). Die Umbaukosten konnten dabei von 260 Mio. € je Block auf 78 Mio. € für den zuletzt umgestellten Kraftwerksblock gesenkt werden (Drax Group, 2018). Drax wird durch einen CFD im Rahmen des Final Investment Decision Enabling for Renewables (FIDeR) Programms gefördert. Der zu Beginn vereinbarte Strike-Price lag bei 11,1 ct/kWh (100 £/MWh). Der aktuelle Strike-Price liegt bei etwa 13 ct/kWh (116.49 £/MWh) (Low Carbon Contracts Company, 2020).

Das Kraftwerk Lynemouth erzielt derzeit einen Strike-Price von 13,6 ct/kWh.

Ein weiteres Beispiel für die erfolgreiche Umstellung auf Biomasse ist die Lynemouth Power Station (EP Power Europe, 2020). Das Kraftwerk mit einer elektrischen Gesamtleistung von etwa 400 MW wurde 2018 vollständig auf Biomasse umgestellt. Die Investitionskosten betragen dabei 337 Mio. € (Port of Tyne, 2020). Wie Drax, wird Lynemouth durch einen CFD gefördert. Der zu Beginn vereinbarte Strike-Price von 11,7 ct⁴/kWh (105,00 £/MWh), liegt derzeit bei ca. 13,6 ct/kWh (122,33 £/MWh) (Low Carbon Contracts Company, 2020).

Die ermittelten Werte dieser Studie finden sich in internationalen Biomasse-förderungen wieder.

Der Förderbedarf, der in dieser Studie ermittelt wurde, findet sich somit in der Größenordnung von internationalen Beispielen aus Dänemark und Großbritannien wieder. Bestehende Unterschiede sind sowohl auf unterschiedliche Kosten, als auch auf unterschiedliche Marktbedingungen und regulatorische Rahmenbedingungen in den jeweiligen Ländern zurückzuführen. Die ermittelten Stromgestehungskosten liegen in dieser Studie zwischen 10,5 und 12 ct/kWh. Ausgehend von den Stromgestehungskosten als Basis für den Strike-Price des CFD, liegen die Werte unter den in Großbritannien derzeit gültigen Strike-Prices, welche bei Drax und Lynemouth zwischen 13 und 14 ct/kWh betragen. Zu den sich aus der Differenz zwischen Strike-Price und Strompreis ergebenden, ausgezahlten Fördersummen, liegen keine Werte vor.

³ Die gesparten Kosten werden zwischen Wärmeerzeuger und Netzbetreiber aufgeteilt, jedoch liegen keine genauen Daten vor.

⁴ Umrechnung von GBP zu € anhand von historischem Mittelwert bei 1 GBP = 1.113 € (exchangerates.org.uk, 2021)

Der Vergleich zeigt, dass Standorte in Deutschland aus Kostensicht konkurrenzfähig sind.

Für die dänischen Kraftwerke existiert eine direkte Förderung von 2 ct/kWh durch den dänischen Renewable Energy Act, welche durch den Wegfall der Kohlesteuer nach Umstieg auf Biomasse indirekt ergänzt wird. Es kann damit von einem effektiven Förderbetrag von ca. 5 ct/kWh ausgegangen werden, jedoch liegen zu den genauen Anteilen der Kraftwerksbetreiber (bzw. Wärmeerzeuger) an der eingesparten Kohlesteuer keine Daten vor. Die in dieser Studie ermittelten Durchschnittswerte liegen, unter den angenommenen Strommarktprämissen, bei 3,7 ct/kWh. Der Höchstwert liegt dabei bei 4,7 ct/kWh. Insgesamt zeigt der Vergleich zu den recherchierten Beispielen, dass Kraftwerke in Deutschland hinsichtlich ihrer Umstellungskosten und ihres Förderbedarfs international konkurrenzfähig sind.

7 Literaturverzeichnis

- BMWi. (2020). EEG-Novelle 2021 - Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften.
- Danish Energy Agency. (2017). *Page 1/8 Danish Energy Agency Amaliegade 44 DK-1256 Copenhagen KP: +45 3392 6700 E: ens@ens.dk www.ens.dk Memo on the Danish support scheme for electricity generation based on renewables and other environmentally benign electricity production.* Von https://ens.dk/sites/ens.dk/files/contents/service/file/memo_on_the_danish_support_scheme_for_electricity_generation_based_on_re.pdf abgerufen
- Drax Group. (2018). „*Drax closer to coal-free future with fourth biomass unit conversion*“. Von https://www.drax.com/press_release/drax-closer-coal-free-future-fourth-biomass-unit-conversion/ abgerufen
- Drax Group. (2020). Von <https://www.drax.com/about-us/drax-power-station/> abgerufen
- enervis. (2020). *Förder- und Ausschreibungsdesign für Offshore-Wind*.
- EP Power Europe. (2020). Von <https://www.eppowereurope.cz/en/companies/lynemouth-power/> abgerufen
- Europäische Kommission. (2020). *Impact Assessment*.
- European Commission. (2016). *Commission decision of 19.12.2016 on State aid for an investment contract for the biomass conversion of the first unit of the Drax power plant SA.38760 (2016/C) which the United Kingdom is planning to implement.* Von https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/262075/262075_1900066_314_2.pdf abgerufen
- exchangerates.org.uk*. (2021). Von <https://www.exchangerates.org.uk/GBP-EUR-exchange-rate-history.html> abgerufen
- Low Carbon Contracts Company. (2020). Von <https://www.lowcarboncontracts.uk/cfds/lynemouth-power-station> abgerufen
- Orsted Media Relations. (2016). Von <https://orsted.com/en/media/newsroom/news/2016/10/green-district-heating-for-denmarks-second-largest-city> abgerufen
- Orsted Media Relations. (2016). *Denmark's largest power station replaces coal with wood pellets*. Von <https://orsted.com/en/media/newsroom/news/2017/10/denmarks-largest-power-station-replaces-coal-with-wood-pellets> abgerufen
- Port of Tyne. (2020). *Case Study- Lynemouth Power Limited*. Von <https://www.portofTyne.co.uk/news-and-media/case-studies/lynemouth-power-limited> abgerufen
- Skatteministeriet Danmark. (September 2020). *Zusammenfassung des Gesetzes zur Änderung des Gesetzes für die Steuer auf Elektrizität, des Gesetzes für die Steuer auf Erdgas, des Gesetzes für die Steuer auf Steinkohle und Braunkohle und des Gesetzes der Energiesteuer*.

enervis energy advisors GmbH
Schlesische Str. 29 - 30
10997 Berlin
Fon: +49 (0)30 69 51 75 - 0
Fax: +49 (0)30 69 51 75 - 20
kontakt@enervis.de
www.enervis.de