

POTENTIELLE AUSWIRKUNGEN DES "NATIONALEN KLIMASCHUTZBEITRAGS" AUF DIE
BRAUNKOHLEWIRTSCHAFT

Industriegewerkschaft
Bergbau, Chemie, Energie



Verständnis des Regelungsvorschlags für den Klimabeitrag

<p>ENERGIE- WIRTSCHAFTLICHE AUSGANGSLAGE IN DEUTSCHLAND GEMÄSS BMWI</p>	<ul style="list-style-type: none"> ■ Starker Rückgang der Preise für ETS Zertifikate seit 2006 ■ Im deutschen Strommarkt bestehen Überkapazitäten, insbesondere durch alte und emissionsintensive Kraftwerke ■ Ohne zusätzliche Maßnahmen <ul style="list-style-type: none"> ■ könnte Deutschland sein nationales Klimaziel im Jahr 2020 deutlich verfehlen ■ könnten neuere emissionsarme Kraftwerke stillgelegt werden ■ ältere emissionsintensivere Kraftwerke über lange Zeit weiterbetrieben werden
<p>BESCHLUSSLAGE</p>	<ul style="list-style-type: none"> ■ Am 03.12.2015 hat die Bundesregierung das Aktionsprogramm „Klimaschutz“ beschlossen ■ Der deutsche Stromsektor soll im Jahr 2020 maximal 290 Mio. t CO₂ emittieren <ul style="list-style-type: none"> ■ CO₂ Emissionen aus Verstromung sollen bis 2020 um zusätzliche 22 Mio. t reduziert werden
<p>FUNKTIONSWEISE KLIMABEITRAG</p>	<ul style="list-style-type: none"> ■ Jeder Kraftwerksblock erhält einen festgelegten Emissionsfreibetrag (pro Gigawatt Kraftwerksleistung) <ul style="list-style-type: none"> ■ In den ersten 20 Jahren nach Inbetriebnahme ist der Freibetrag unbegrenzt. Das heißt, diese Anlagen sind nicht betroffen (Bestandsschutz) ■ Ab dem 21. Jahr sinkt der Freibetrag jährlich (linear absinkend von 7 Mio. t CO₂ pro Gigawatt im 21. Jahr auf 3 Mio. t CO₂ pro Gigawatt im 41. Jahr) ■ Ab dem 41. Jahr beträgt der jährliche Freibetrag unverändert 3 Mio. t CO₂ pro Gigawatt (Sockel) ■ Dieser Klimabeitrag beginnt im Jahr 2017 und wächst bis 2020 an („Phase-in“). Im Jahr 2020 müssen zusätzliche ETS-Zertifikate abgegeben werden, die einem Wert von 18 - 20 €/t CO₂ entsprechen

Interpretation: Freigrenze
bezieht sich auf Bruttokapazität

Interpretation: 19 €/t CO₂ in
2020

Zielsetzung der Analyse zur zukünftigen Wirtschaftlichkeit der Braunkohlewirtschaft

1. Auswirkungen des Klimabeitrags auf die Wirtschaftlichkeit von Braunkohlekraftwerken

- Sind Braunkohlekraftwerke unter Einbeziehung des Klimabeitrags noch profitabel zu betreiben?
- Darstellung durch Einzelbetrachtung der Kraftwerksblöcke

2. Auswirkungen auf den Tagebau – Validierung des Dominoeffekts

- Wirtschaftliche Wechselwirkung zwischen Stilllegung (aus betriebswirtschaftlichen Gründen) von einzelnen Kraftwerksblöcken und Tagebauen
- Können die gleichbleibenden Fixkosten der Tagebaue – nach Stilllegung einzelner Kraftwerksblöcke – auf die verbleibenden umgelegt werden?
- Müssen auch modernere Blöcke stillgelegt werden, da die „erhöhten“ Fixkosten der Tagebaue nicht mehr getragen werden können?

3. Ist ein Strukturwandel zu erwarten

- Wie kurzfristig führt die Einführung des Klimabeitrags zu einem Strukturbruch in der Braunkohleindustrie?

Die Daten und Annahmen für die Analyse wurden durch die Unternehmen Mibrag, RWE und Vattenfall zur Verfügung gestellt („Braunkohlebetreiber“)

ANNAHMEN	
TECHNISCHE KRAFTWERKSDATEN	<ul style="list-style-type: none"> ■ Brutto- und Nettoleistung sowie der Netto-Wirkungsgrad wurden von den Braunkohlebetreibern zur Verfügung gestellt
AUSLASTUNG	<ul style="list-style-type: none"> ■ Vollaststunden: zwischen 5.800 – 7.900 h/a – auf Basis der Daten der Braunkohlebetreiber
STROMERLÖS UND CO2 PREIS	<ul style="list-style-type: none"> ■ Verkauf des produzierten Stroms zu Forward Strompreisen (exemplarisch für die vorläufige Analyse wurde der Forward für das Jahr 2020 angesetzt), welche anschließende sensitiviert werden ■ Forward Preise für CO₂ gemäß ETS ■ Klimabeitrag in Höhe von 19 €/t CO₂ im Jahr 2020
O&M	<ul style="list-style-type: none"> ■ Variable O&M Kosten zwischen 2,0 – 2,5 €/MWh_{el}, in Einzelfällen aber auch höher auf Grund von Logistikkosten ■ Fixe O&M Kosten zwischen 40 – 62,5 €/MW_{netto} p.a.
INSTANDHALTUNGSKOSTEN	<ul style="list-style-type: none"> ■ Zwischen 0 – 15 €/MW_{netto} – von den Braunkohlebetreibern zur Verfügung gestellt
BRENNSTOFFKOSTEN	<ul style="list-style-type: none"> ■ Die Braunkohlebetreiber haben hier Werte zwischen 3,9 – 4,5 €/MWh_{th} für die fixen Kosten sowie 1,5 – 1,7 €/MWh_{th} für die variablen Kosten zur Verfügung gestellt – variable Kosten teilweise höher auf Grund von Logistikkosten
HEIZWERT	<ul style="list-style-type: none"> ■ Abhängig vom Tagebau – wurde von den Braunkohlebetreibern zur Verfügung gestellt

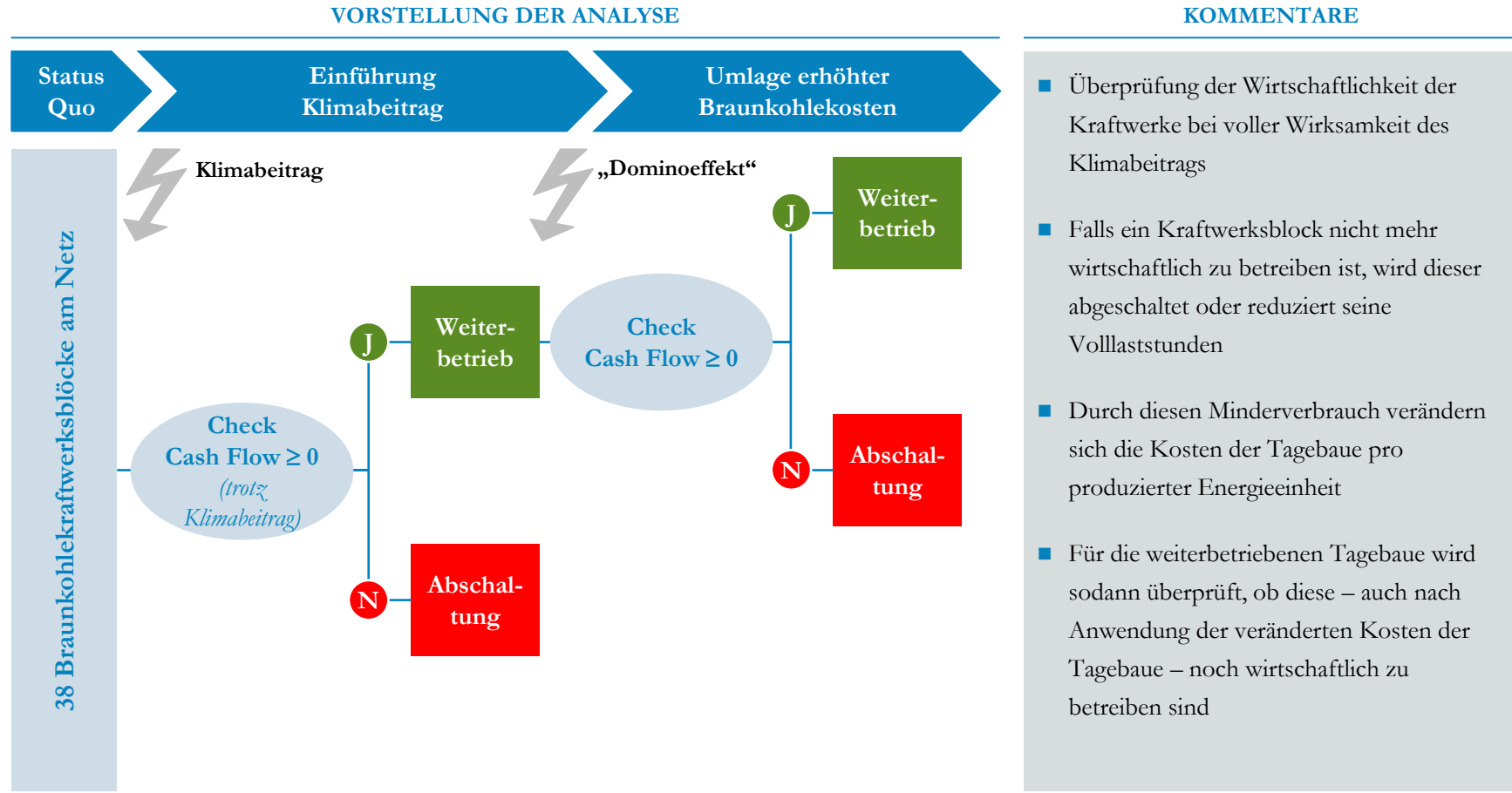
Die Analyse basiert auf einem vereinfachten Kraftwerks- und Tagebau Modell – nicht alle Einflussfaktoren werden beachtet

ANNAHMEN

FOLGENDE
EFFEKTE
WURDEN IN DER
ANALYSE NICHT
IN BETRACHT
GEZOGEN

- Keine Berücksichtigung von **Strompreiseffekten** durch die **Abschaltung** von Kraftwerken
- Keine Berücksichtigung von **Erträgen aus Nebenprodukten** wie z.B. Wärme oder Prozessdampf
- **Statische Ableitung** der Ertrags- und Kostensituation für jeden Kraftwerksblock
- Keine Vergütung für Vorhaltung von **Reservekapazitäten**
- Reine **Industriekraftwerke**, nicht „stromgeführte“ Kraftwerke sowie Kohleveredelung werden unabhängig von den Marktbedingungen weiterbetrieben
- Tatsächliche **betriebswirtschaftliche Optimierung** der Kraftwerke (Fahrplan) ist nicht im Modell dargestellt (durchschnittliche Jahresbetrachtung)
- Keine betriebswirtschaftliche **Optimierung** der **Lieferbeziehungen** zwischen Tagebauen und Kraftwerken
- Keine Betrachtung einer **möglichen Senkung der Fixkosten** der Tagebaue
- **Weitreichendere Konsequenzen** wurden ebenso nicht untersucht

Struktur der Analyse und Funktionsweise des Modells



Vorläufige Aussagen zur Profitabilitätsstudie der Braunkohlewirtschaft

KERNBEOBACHTUNGEN

VORLÄUFIGE ERGEBNISSE DER ANALYSE

- Die große Mehrheit der Blöcke ist von der vorgesehenen Regelung des Klimabeitrags sofort in 2017 betroffen
- Der Freibetrag entspricht im Mittel nur etwas mehr als der Hälfte des aktuellen CO₂ Ausstoßes; zusätzliche Emissionen werden entsprechend belastet
- Unter Vollkostenbetrachtung bewegen sich schon heute viele Blöcke an der Profitabilitätsschwelle
- Spätestens mit Einführung des Klimabeitrags können die allermeisten Kraftwerke nicht mehr profitabel betrieben werden und ihre Fixkosten erwirtschaften (basierend auf dem aktuellen Strom Forward Preis von 32,50 €/MWh) – selbst bei einem Strompreis von 37,50 €/MWh sind weit über die Hälfte der Blöcke nicht in der Lage ihre Fixkosten zu erwirtschaften
- Auf Grenzkostenbasis halten wiederum mehr als die Hälfte der Blöcke den Klimabeitrag aus, wobei hier der Dominoeffekt klar zum Tragen kommt; die verbleibenden, noch rentablen Kraftwerke rutschen spätestens bei Umlage der Tagebaufixkosten ebenfalls in den roten Bereich

Die Analyse wurde sowohl auf Vollkosten- als auch auf Grenzkostenbasis durchgeführt – weitere vorläufige Resultate

VOLLKOSTENBETRACHTUNG

Stromerlös (sensitivierte Variable)	32,50 – 37,50 €/MWh _{el}
Brennstoffkosten – Fixkosten des Tagebaus	3,9 – 4,5 €/MWh _{th}
Brennstoffkosten – Var Kosten des Tagebaus	1,5 – 1,7 €/MWh _{th}
Variable Kraftwerkskosten	2,0 – 2,5 €/MWh _{el}
Reguläre CO2-Kosten	7 €/t _{CO2}
Klimabeitrag (ab 2020)	19 €/t _{CO2}
Fixe Kraftwerkskosten (zahlungswirksam)	40.000 – 62.500 €/MW _{netto}
Instandhaltungsinvestitionen	0 – 15.000 €/MW _{netto}
Cash Flow nach Klimabeitrag	[xxx] €/MWh_{el}

- Bei Stromerlös von 32,5 €/MWh_{el} (Forwardpreis für das Jahr 2020)
 - Von den 38 analysierten Kraftwerksblöcken (20,0 GW) sind 85-95% nach Einführung des vollen Klimabeitrags unprofitabel (80-90% der Gesamt-GW)
 - Die restlichen 5-15% der Blöcke (10-20% der Gesamt-GW) werden unprofitabel bei Berücksichtigung höherer Brennstoffkosten auf Grund der Fixkostenumverteilung („Dominoeffekt“)
- Bei Stromerlös von 37,5 €/MWh_{el} (Forwardpreis für das Jahr 2020 zzgl. Prämie⁽¹⁾)
 - Von den 38 analysierten Kraftwerksblöcken (20,0 GW) sind 70-80% nach Einführung des vollen Klimabeitrags unprofitabel (55-65% der Gesamt-GW)
 - Weitere 15-20% der Blöcke (25-35% der Gesamt-GW) werden unprofitabel bei Berücksichtigung höherer Brennstoffkosten auf Grund der Fixkostenumverteilung („Dominoeffekt“)

GRENZKOSTENBETRACHTUNG

Stromerlös (sensitivierte Variable)	32,50 – 37,50 €/MWh _{el}
Brennstoffkosten – Fixkosten des Tagebaus	3,9 – 4,5 €/MWh _{th}
Brennstoffkosten – Var Kosten des Tagebaus	1,5 – 1,7 €/MWh _{th}
Variable Kraftwerkskosten	2,0 – 2,5 €/MWh _{el}
Reguläre CO2-Kosten	7 €/t _{CO2}
Klimabeitrag (ab 2020)	19 €/t _{CO2}
Deckungsbeitrag	[xxx] €/MWh_{el}

- Bei Stromerlös von 32,5 €/MWh_{el} (Forwardpreis für das Jahr 2020)
 - Von den 38 analysierten Kraftwerksblöcken (20,0 GW) sind 30-40% nach Einführung des vollen Klimabeitrags unprofitabel (20-30% der Gesamt-GW)
 - Weitere 40-50% der Blöcke (40-50% der Gesamt-GW) werden unprofitabel bei Berücksichtigung höherer Brennstoffkosten auf Grund der Fixkostenumverteilung („Dominoeffekt“)
- Bei Stromerlös von 37,5 €/MWh_{el} (Forwardpreis für das Jahr 2020 zzgl. Prämie⁽¹⁾)
 - Von den 38 analysierten Kraftwerksblöcken (20,0 GW) sind 5-15% nach Einführung des vollen Klimabeitrags unprofitabel (5-10% der Gesamt-GW)
 - Weitere 35-45% der Blöcke (25-35% der Gesamt-GW) werden unprofitabel bei Berücksichtigung höherer Brennstoffkosten auf Grund der Fixkostenumverteilung („Dominoeffekt“)

7 | Notiz: Kostenpositionen und Preise wurden über den Betrachtungszeitraum mit 2% inflationiert, sofern keine Forwards verwendet werden konnten
 (1) Potentiell höherer Stromerlös auf Grund vorwiegender Einspeisung zu Preisen über dem durchschnittlichen Strompreis