

Energieverbrauch und
volkswirtschaftliche Effekte
von CCS in Österreich

Szenario WAM CCS 2025

ENERGIEVERBRAUCH UND VOLKSWIRTSCHAFTLICHE EFFEKTE VON CCS IN ÖSTERREICH

Szenario WAM CCS 2025

Raphael Wasserbaur
Ilse Schindler
Thomas Krutzler
Florian Teurezbacher
Bernd Gugele

REPORT
REP-1009

WIEN 2025

Projektleitung Raphael Wasserbaur

Autor:innen Raphael Wasserbaur
Ilse Schindler
Thomas Krutzler
Florian Teurezbacher
Bernd Gugele

Layout Sarah Reithmayr

Umschlagfoto © Sean Gladwell - Fotolia.com

Auftraggeber Diese Publikation wurde im Auftrag des BMK erstellt.

Publikationen Weitere Informationen zu Umweltbundesamt-Publikationen unter:
<https://www.umweltbundesamt.at/>

Impressum

Medieninhaber und Herausgeber: Umweltbundesamt GmbH
Spittelauer Lände 5, 1090 Wien/Österreich

Diese Publikation erscheint ausschließlich in elektronischer Form auf <https://www.umweltbundesamt.at/>.

© Umweltbundesamt GmbH, Wien, 2025

Alle Rechte vorbehalten

ISBN 978-3-99004-856-6

INHALTSVERZEICHNIS

ZUSAMMENFASSUNG	5
SUMMARY	11
1 AUFGABENSTELLUNG UND METHODIK.....	16
2 SZENARIO WAM CCS	17
2.1 Szenario WAM25_mod	17
2.2 Szenario WAM CCS.....	19
3 CO₂-NETZ UND KOSTEN	21
4 BRANCHEN, ENERGIEBEDARF UND INVESTITIONSKOSTEN FÜR DIE CO₂-ABSCHEIDUNG UND NETZ.....	23
4.1 Auswahl der Branchen und Anlagen	23
4.2 Energiebedarfe durch CO₂-Abscheidung	24
4.3 Aufbringung von Strom und Wärme zur CO₂-Abscheidung	30
4.4 Investitionskosten	32
4.5 Kosten und Finanzierung der Abscheideanlagen	33
5 ENERGETISCHE DATEN UND INVESTITIONSKOSTEN FÜR DIE MODELLIERUNG DES SZENARIOS WAM CCS.....	43
6 VOLKSWIRTSCHAFTLICHE EFFEKTE	46
6.1 50 % der CCS- und 100 % der Netzinvestitionen werden durch die öffentliche Hand finanziert (Szenario 1)	47
6.1.1 Szenario 1a: 50 % der CCS- und 100 % der Netzinvestitionen werden durch die öffentliche Hand finanziert mit ausgabenneutraler öffentlicher Finanzierung	51
6.2 100 % der Netzinvestitionen werden durch die öffentliche Hand vorfinanziert und über Netzgebühren ab dem Jahr 2035 refinanziert (Szenario 2)	54
6.2.1 Szenario 2a: 100 % der Netzinvestitionen werden durch die öffentliche Hand vorfinanziert und über Netzgebühren ab 2035 refinanziert mit ausgabenneutraler öffentlicher Finanzierung	55
6.3 Fazit – ökonomische Effekte.....	57
ANHANG	59
7 ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS.....	61

8	ABBILDUNGSVERZEICHNIS	62
9	TABELLENVERZEICHNIS	64
10	LITERATURVERZEICHNIS	66

ZUSAMMENFASSUNG

**Ziel und
Rahmenbedingungen**

Ziel der vorliegenden Studie ist eine Abschätzung des zusätzlichen Energieverbrauchs und der möglichen volkswirtschaftlichen Auswirkungen einer Umsetzung von CO₂-Abscheidung, Transport und gegebenenfalls nationaler Speicherung (Carbon Capture and Storage, CCS) im Zeitraum 2030 bis 2040 unter Berücksichtigung der Österreichischen Carbon Management Strategie (BMF und BMLUK 2024). Wesentliche Grundlagen sind weiters der Nationale Energie- und Klimaplan (NEKP) mit dem Ziel der Speicherung von 0,5 Mio. t CO₂ im Jahr 2030 (BMK 2024) und das Szenario 1 einer Studie des Austrian Institute of Technology (AIT) zu einem CO₂-Transportnetz in Österreich (AIT 2024). Auch wenn das europäische Recht noch nicht so weit entwickelt ist, wird in dieser Studie davon ausgegangen, dass zukünftig neben der Abscheidung von fossilen schwer bzw. nicht vermeidbaren Emissionen (hard-to-abate Emissionen) auch die Abscheidung biogener CO₂-Emissionen zur Kompensation fossiler Emissionen im Emissionshandel zulässig sein wird.

**Szenario WAM CCS:
Branchen und
installierte
Kesselleistungen**

Im Szenario WAM CCS (with additional measures and carbon capture and storage) werden 31 Anlagen aus den hard-to-abate Branchen Zement, Kalk, Feuerfest, Siedlungsabfallverbrennung (MVAs), Papier und Zellstoff, Holz und Raffinerie überwiegend mit Aminwäschern zur CO₂-Abscheidung ausgestattet. Die Aminwäsche hat einen bedeutenden Strom- und vor allem Wärmebedarf. Der Strom- und Wärmebedarf für die CO₂-Abscheidung und Vermeidung (Prozessumstellungen) sowie das Netz beläuft sich auf 8,9 TWh Wärme und 4,9 TWh Strom. Für die Bereitstellung von Strom und Wärme ist in dieser Abschätzung in Summe eine Kesselleistung von 1.225 MW und eine Wärmepumpenleistung von 117 MW notwendig. Es wurde angenommen, dass dies direkt bei den Industrieanlagen analog zu Autoproducer-Anlagen (unternehmenseigene Anlagen) erfolgt. Die Investitionskosten für diese Energieanlagen belaufen sich auf ca. 2,4 Mrd. Euro, jene für die Abscheideanlagen und Betriebsumstellungen auf 4,3 Mrd. Euro. Die Netzkosten von 4 Mrd. Euro wurden aus der Studie des AIT übernommen (AIT 2024).

Tabelle A: Szenario WAM CCS – Anzahl der Anlagen mit CO₂-Abscheidung, Menge der im jeweiligen Jahr abgeschiedenen Emissionen, Netzentwicklung und akkumulierte Investitionskosten für Anlagen und Netz.

Jahr	Anzahl Anlagen	Abgeschiedene Menge CO ₂ [Mt CO ₂ /a]	Netzlänge [km]	Investitionskosten akkumuliert [Mrd. Euro]
2030	1	0,7	4 km	0,4
2035	9	3,2	280 km	3,2
2040	31	9,2	1.000 km	10,7

**mehr Energiebedarf als
im Szenario WAM NEKP**

Die für das Szenario WAM CCS, insbesondere für die Aminwäsche, ermittelten Strom- und Wärmebedarfe übersteigen die Bedarfe im Szenario WAM NEKP deutlich. Durch CCS entsteht im Szenario WAM CCS ein Energieträgerbedarf von 3,6 TWh Biomasse, 4,6 TWh Wasserstoff und 2,6 TWh Strom im Jahr 2040.

Wasserstoff wird als Energieträger eingesetzt, weil Biomasse und erneuerbarer Strom als ausgeschöpft angesehen werden.

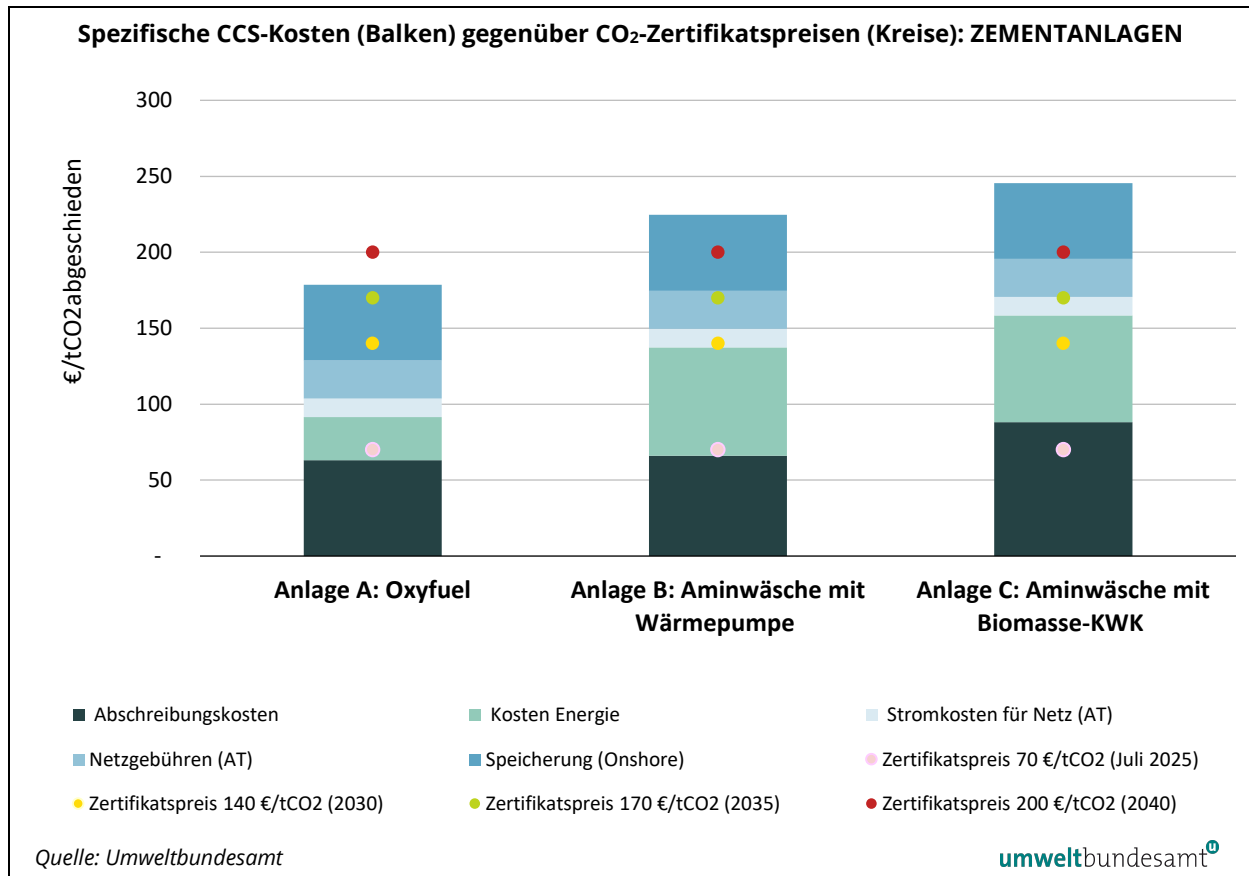
***Limitierungen und
Nutzungskonkurrenz
bei Erneuerbaren***

Aus den sich abzeichnenden hohen Verbräuchen von erneuerbarem Strom und Biomasse lässt sich ableiten, dass es zu Nutzungskonkurrenzen zwischen dem erneuerbaren Energiebedarf für CCS und anderen Dekarbonisierungstechnologien (z. B. E-Mobilität, elektrische Industrieaggregate, Wärmepumpen, öffentlicher Verkehr (Bahn), Prozesswärme, und auch Biomasse- oder Wärmepumpen-Heizungen in Haushalten) kommen wird. Zur Befriedigung der Nachfrage wurde daher ein zusätzlicher Ausbau von erneuerbarer Stromerzeugung und Import von Biomasse angenommen.

***Kosten und
Finanzierung der
Abscheideanlagen***

Der Preis für CO₂-Zertifikate stellt einen Anreiz für Anlagenbetreiber dar ihre Emissionen zu vermeiden. Dem gegenüber stehen die Kosten, die durch die Abscheidung und Speicherung von CO₂ entstehen. Dabei handelt es sich vor allem um Energie- und Investitionskosten, sowie Kosten für Transport und Speicherung von CO₂. Ein Vergleich zwischen CO₂-Zertifikatspreisen und spezifischen CCS-Kosten zeigt, ab welchem CO₂-Preisniveau CCS-Maßnahmen ohne weitere Förderung wirtschaftlich werden.

Abbildung A zeigt drei exemplarische Kostenvergleiche aus der Zementindustrie. Die Kosten einer Oxyfuel-Anlage (ohne Berücksichtigung der Luftzerlegung) liegen unter 200 €/tCO₂. Bei den beiden anderen Anlagen liegen die CCS-Kosten höher. Die Kostenabschätzungen basieren auf aktueller Literatur (Agora 2022; Prognos 2021; AIT 2024).

Abbildung A: Spezifische CCS-Kosten gegenüber CO₂-Zertifikatspreisen für ausgewählte Zementanlagen.

Kostenanalyse über alle 31 Anlagen

Bei 5 von 31 Anlagen liegen die spezifischen CCS-Kosten unter einem für das Jahr 2040 angenommenen CO₂-Zertifikatspreis von 200 €/tCO₂. Dabei handelt es sich um eine große Papier- und Zellstoffanlage, die den „Economies of Scale“-Effekt nutzen kann sowie drei Anlagen mit Oxyfuel-Technologie.

Der aktuelle CO₂-Preis des EU-Emissionshandelssystems (Juli 2025) von rund 70 €/tCO₂ reicht nicht aus, um CCS-Anlagen wirtschaftlich zu betreiben. Bei den meisten Anlagen sind damit lediglich in etwa die Abschreibungskosten abgedeckt.

Wasserstoff als Energieträger zur Wärmeaufbringung ist aufgrund der hohen Kosten für diese Anwendung nicht geeignet. Bei Anlagen, die Wasserstoff zur Wärmeaufbringung für CCS verwenden, liegen die spezifischen Kosten zwischen 360 €/tCO₂ und 430 €/tCO₂.

Lässt man Wasserstoff als Energieträger für CCS außer Acht, müsste der CO₂-Preis ohne öffentliche Förderungen zwischen 200 €/tCO₂ und 280 €/tCO₂ liegen, um für alle betrachteten Anlagen höher als die spezifischen CCS-Kosten zu sein.

Zusammenfassung der ökonomischen Effekte

Die ökonomischen und budgetären Effekte des Szenarios WAM CCS wurden gegenüber dem Szenario WAM25_mod berechnet.

**Öffentliche Hand
fördert 50 % der CCS-
Kosten und finanziert
das Netz**

Für ein Szenario wurde ohne Präjudiz auf etwaige politische Entscheidungen hypothetisch hinterlegt, dass die öffentlichen Hand 50 % der Investitionskosten für CCS (Abscheide- und Energieanlagen) fördert und das CO₂-Netz (Leitungssystem und Verdichterstationen) finanziert. Dies wurde sowohl mit als auch ohne Ausgabenneutralität betrachtet (eine Förderung durch EU-Gelder würde dem Fall ohne Ausgabenneutralität entsprechen).

**Mehrinvestitionen
ohne
Ausgabenneutralität**

Wenn die in Tabelle A dargestellten Investitionen in CCS als zusätzliche Investitionen – unter ceteris-paribus-Annahmen – erfolgen, hat dies insgesamt positive makroökonomische Effekte. Die gesamtwirtschaftliche Wertschöpfung profitiert durch direkte und indirekte Investitionsimpulse, die zwischen 350 und 400 Millionen Euro im Durchschnitt pro Jahr von 2028 bis 2040 betragen. Auch die Beschäftigung profitiert mit rund 1.000 Vollzeitäquivalenten (jährlicher Durchschnittswert über die Periode von 2030 bis 2040) gegenüber dem Vergleichsszenario WAM25_mod. Das verfügbare Einkommen steigt mit 100 Millionen Euro jährlich über induzierte Effekte leicht an. Dadurch steigt auch der private Konsum um rund 50 Millionen Euro pro Jahr in der Periode von 2030 bis 2040. Für das österreichische Budget bedeutet das allerdings eine Mehrbelastung von anfänglich 150 Millionen Euro und für 2040 von 750 Millionen Euro pro Jahr.

**Mehrinvestitionen mit
Ausgabenneutralität**

Unter der Prämisse einer ausgabenneutralen öffentlichen Finanzierung von 7,3 Milliarden Euro verändern sich die zuvor positiven Ergebnisse deutlich. Wird diese öffentliche Finanzierung ausschließlich über Kürzungen des Staatskonsums (=Ausgabenneutralität) erreicht, sind starke negative Rückwirkungen auf die Volkswirtschaft zu erwarten, da die Investitionen in CCS Staatsausgaben mit höheren Wertschöpfungseffekten im Inland, v. a. im Dienstleistungssektor, verdrängen. Die Wertschöpfung sinkt deshalb gegenüber dem Szenario WAM25_mod fortlaufend ab, im Jahr 2040 liegt sie um eine knappe Milliarde, bzw. 0,9 % unter dem Niveau des Szenarios WAM25_mod. Dementsprechend fällt auch die Beschäftigung kontinuierlich, bis auf -9.500 Vollzeitäquivalente im Jahr 2040, weil der Staat bei sich und seinen Vorleistungen spart. Das verfügbare Einkommen ist demgegenüber noch verhältnismäßig stabil und hat immer noch leichte Zuwächse von bis zu 50 Millionen Euro gegenüber dem Szenario WAM25_mod. Folglich ist auch der private Konsum relativ unverändert. Das Budget wird dadurch ausgeglichen und liegt aufgrund von fiskalischen Feedbacks sogar minimal über dem des Szenario WAM25_mod.

**Öffentliche Hand
finanziert nur CO₂-Netz**

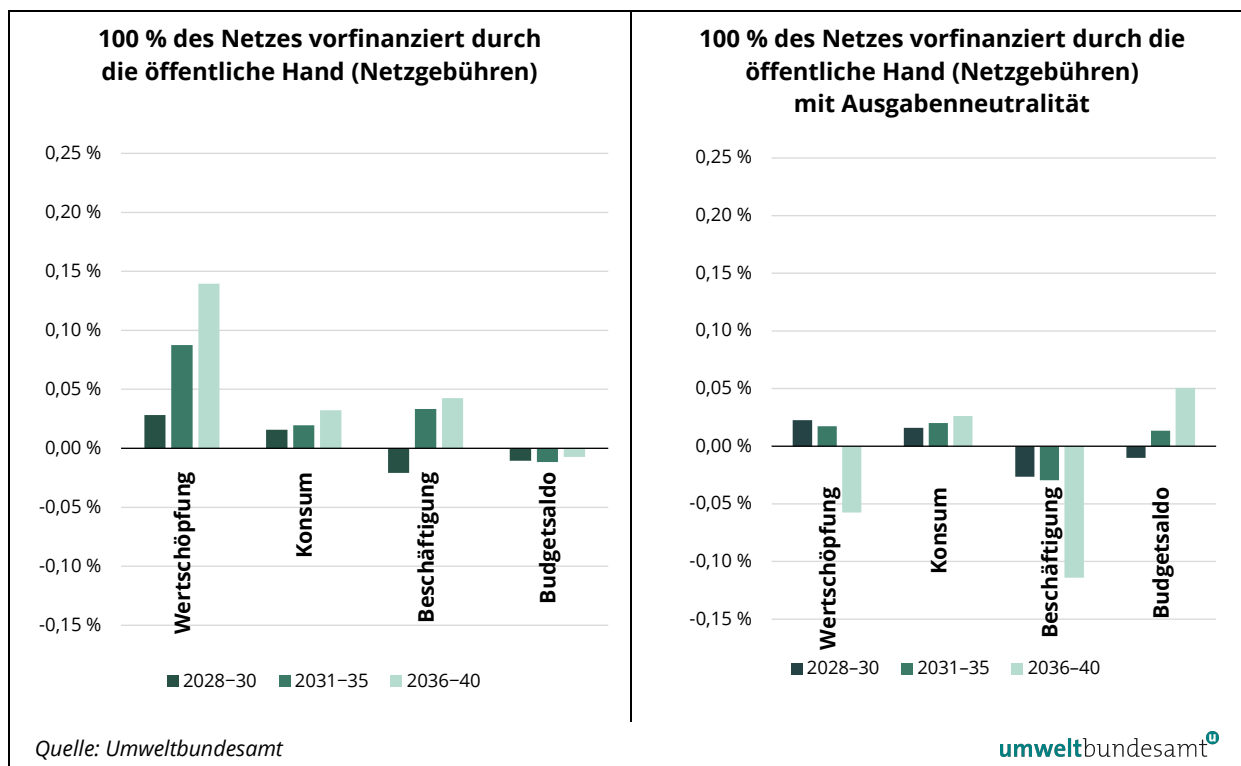
Zudem wurden Varianten modelliert, in denen die öffentliche Hand den Ausbau der Netze finanziert. Der Betrieb des Netzes erfolgt durch einen Betreiber, ebenso die Rückzahlung der vorfinanzierten Netzkosten an den Staat. Die makroökonomischen Parameter ändern sich nicht, da nur die Finanzierungsquelle der CCS-Investitionen geändert wird. Die budgetäre Mehrbelastung beträgt nun anfänglich 50 Millionen Euro pro Jahr und steigt gegen 2040 auf 450 Millionen Euro pro Jahr.

**Betreiber hebt
Netzgebühren ein**

Auch in dieser Variante sichert die öffentliche Hand die Finanzierung des CO₂-Netzes. Die Einführung von Netzgebühren in Höhe von 25 €/tCO₂ ab dem Jahr 2035 erscheint als adäquates Instrument zur langfristigen Refinanzierung der 4 Milliarden Euro Netzausbaukosten. Dies führt über Rückzahlungen an den

Staat zu einer Reduktion des Konsolidierungsbedarfes, indem im Endausbau bis zu 230 Millionen Euro pro Jahr eingehoben werden können. Da die Refinanzierung erst ab dem Jahr 2035 erfolgt und daher der Staat fünf Jahre lang vorfinanziert, reduziert sich der leicht negative Budgetsaldo erst in der Periode 2036–2040 (vgl. Abbildung B, links).

Abbildung B: Prozentuelle Veränderungen Szenario WAM CCS zu WAM25_mod (Durchschnitt p. a.) für die Szenarien mit 100 % Vorfinanzierung der Netzinvestitionen durch die öffentliche Hand mit und ohne Ausgabenneutralität.



Netzgebühren mit Ausgabenneutralität

Die negativen Effekte bei Wertschöpfung (in der letzten Periode 2036–2040) und Beschäftigung bestehen zwar weiterhin, sind aber deutlich niedriger als im Szenario mit 50 % der CCS- und 100 % der Netzinvestitionen finanziert durch die öffentliche Hand mit Ausgabenneutralität (vgl. Abbildung B, rechts). Der negative Effekt auf den Budgetsaldo in der Periode 2028–2030 ist abgemildert. In den beiden folgenden Perioden ist er hingegen positiv. Die Kürzungen rein über die öffentlichen Ausgaben haben für die heimische Wirtschaft trotz leicht positivem Budgetsaldo negative Effekte, vor allem bei Wertschöpfung und Beschäftigung (Netzgebühren sind ein fiskalisches, aber kein ökonomisches Instrument). Da die Finanzierung von CCS nicht zulasten der Haushalte erfolgt, verändern sich die Einkommen und der Konsum nur unwesentlich.

Nachteile durch Importe von CO₂-intensiven Produkten

Die analysierten emissionsintensiven Branchen sind wichtige Produzenten für Vorleistungen (z. B. Vorprodukte für Bausektor) für darauf aufbauende Aktivitäten mit hoher Wertschöpfung (z. B. Errichtung von Gebäuden, Industrieanlagen und Infrastruktur). Sie sind zudem wichtige Elemente der Eigenversorgung (z. B. Mineralölverarbeitung) bzw. der Abfallbehandlung (Siedlungsabfallverbrennungsanlagen). Würden Produkte aus den emissionsintensiven Branchen

(Zement, MVA, Raffinerie, etc.) nicht mehr in Österreich produziert, sondern importiert werden, hätte dies zusätzlich zu den nachteiligen Auswirkungen auch negative ökonomische Effekte (Wertschöpfung, Beschäftigung). Da CO₂ eine global wirkende Emission ist, würden durch den Import von Produkten lediglich die Emissionen ins Ausland verlagert und nicht vermieden.

SUMMARY

goals and framework

The aim of this study is to estimate the additional energy consumption and potential macroeconomic impacts of implementing CO₂ capture, transport, and, possibly, national storage between 2030 and 2040, taking into account the Austrian Carbon Management Strategy (BMF und BMLUK 2024). Key sources of information for this study are the Austrian National Energy and Climate Plan, which includes the objective to store 0.5 million tons of CO₂ annually by 2030 and a study of the Austrian Institute of Technology on a CO₂ transport network in Austria (AIT 2024). Although European law is not yet fully developed in this area, it is assumed that in the future, in addition to the capture of fossil hard-to-abate emissions, the capture of biogenic CO₂ emissions will also be permissible for offsetting fossil emissions within the emissions trading system.

Scenario WAM CCS: industries and boiler capacities

In the scenario WAM CCS, 31 plants from the "hard-to-abate" sectors of cement, lime, refractories, municipal waste incineration, paper and pulp, wood, and refineries are equipped primarily with amine scrubbers for CO₂ capture. Amine scrubbing requires significant amounts of electricity and, above all, heat. The electricity and heat demand for CO₂ capture and avoidance (process changes) and the grid amounts to 8.9 TWh of heat and 4.9 TWh of electricity. To provide the required electricity and heat, a total boiler capacity of 1,225 MW and a heat pump capacity of 117 MW are necessary in this assessment. It was assumed that this would be provided directly at the industrial plants, analogous to captive power plants (company-owned facilities). The investment costs for these energy facilities amount to approximately €2.4 billion, those for the capture plants and operational changes to €4.3 billion. The grid costs of €4 billion were taken from the AIT study (AIT 2024).

Table A: Scenario WAM CCS – number of plants with CO₂ capture, amount of emissions captured in the respective year, grid development and accumulated investment costs for plants and grid.

year	number of plants	CO ₂ captured [Mt CO ₂ /a]	network length [km]	acc. investment costs [billion EUR]
2030	1	0.7	4	0.4
2035	9	3.2	280	3.2
2040	31	9.2	1,000	10.7

higher energy demand than Scenario WAM NEKP

The electricity and heat requirements determined for the scenario WAM CCS, particularly for amine scrubbing, significantly exceed the requirements in the scenario WAM NEKP. In the scenario WAM CCS, carbon capture and storage results in an energy carrier demand of 3.6 TWh of biomass, 4.6 TWh of hydrogen, and 2.6 TWh of electricity in 2040.

limitations and competing uses for renewables

The projected high consumption of renewable electricity and biomass suggests that there will be competition for resources between the renewable energy required for CCS and other decarbonization technologies (e. g. e-mobility, electric

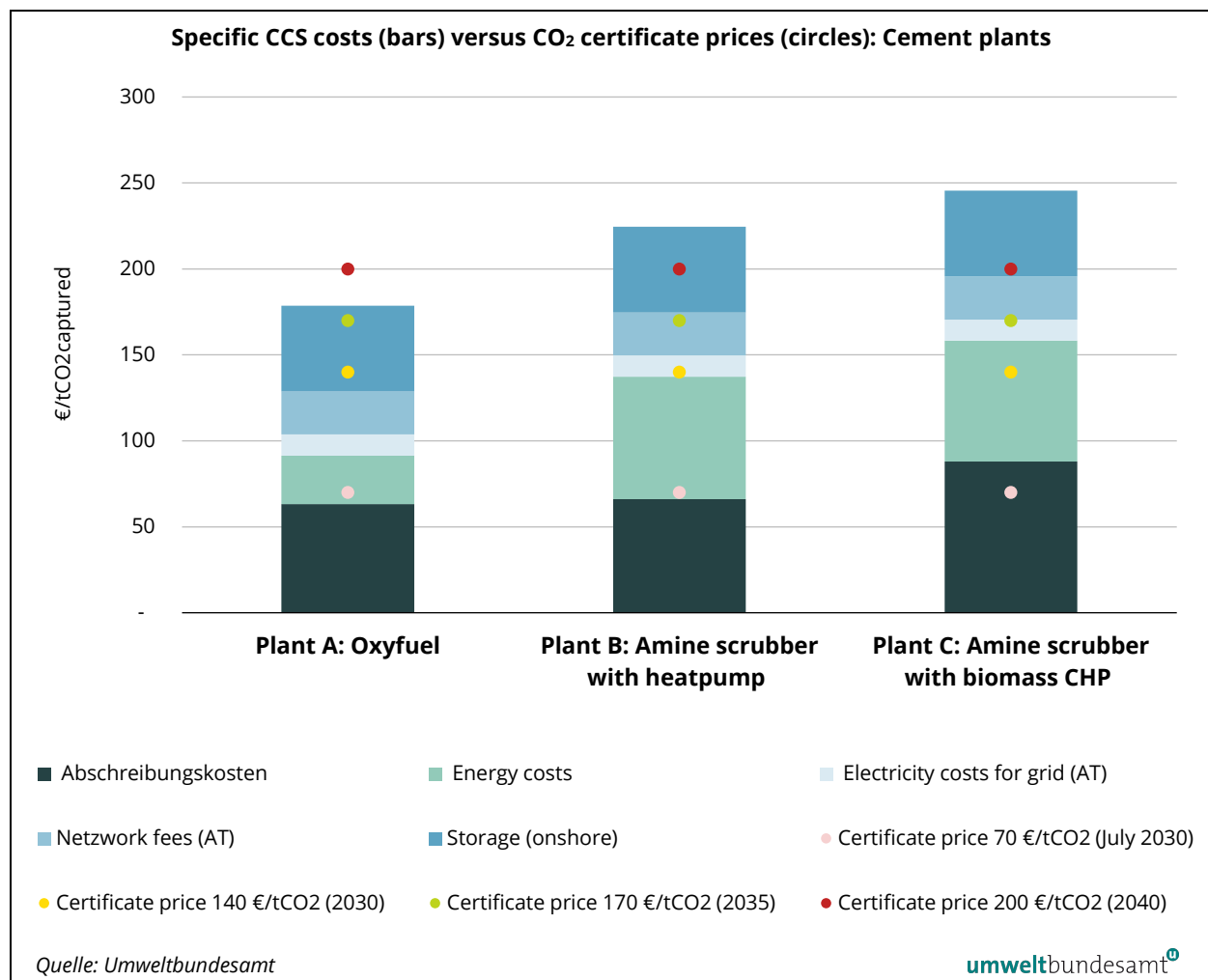
industrial equipment, heat pumps, public transport (rail), process heat, and bio-mass or heat pump heating in households). To meet this demand, additional expansion of renewable electricity generation and imports of biomass was assumed.

costs and financing of the capture plants

The price of CO₂ certificates provides an incentive for plant operators to reduce emissions. This must be weighed against the costs associated with capturing and storing CO₂. These costs primarily include energy and investment costs, as well as costs for the transport and storage of CO₂. A comparison between CO₂ certificate prices and specific CCS costs shows at which CO₂ price level CCS measures become economically viable without further subsidies.

Figure A shows three exemplary cost comparisons from the cement industry. The costs of an oxyfuel plant (excluding air separation) are below €200/t CO₂. The CCS costs for the other two plants are higher. The cost estimates are based on current literature (Agora 2022; Prognos 2021; AIT 2024).

Figure A: Specific CCS costs compared to CO₂ certificate prices for selected cement plants.



costs analysis of all 31 plants

In 5 out of 31 plants, the specific CCS costs are below a CO₂ certificate price of €200/tCO₂ assumed for the year 2040. These include a large paper and pulp

plant, which can take advantage of the "economies of scale" effect, as well as three plants using oxyfuel technology.

The current ETS CO₂ price of around €70/tCO₂ is insufficient to operate CCS plants economically. For most plants, this price only covers approximately the depreciation costs.

Hydrogen as an energy carrier for heat generation is not suitable for this application due to the high costs. In plants that use hydrogen for heat generation for CCS, the specific costs range between €360/tCO₂ and €430/tCO₂.

If hydrogen is disregarded as an energy carrier for CCS, the CO₂ price, without public subsidies, would have to be between €200 and €280/tCO₂ to be higher than the specific CCS costs for all the plants considered.

Summary of the economic effects

The economic and budgetary effects of the scenario WAM CCS were calculated in comparison to WAM25_mod.

public sector subsidises 50 % of the CCS costs and finances the network

For one scenario, and without prejudice to any political decisions, it was hypothetically assumed that the public sector would subsidize 50 % of the investment costs for CCS (capture and energy plants) and finance the CO₂ network (pipeline system and compressor stations). This was considered both with and without budget neutrality (funding from EU funds would correspond with the latter).

additional investments without spending neutrality

If the investments in CCS shown in Table A are made as additional investments – under ceteris paribus assumptions – this will have overall positive macroeconomic effects. Gross value added benefits from direct and indirect investment impulses, amounting to between 350 and 400 million EUR on average per year from 2028 to 2040. Employment also benefits, with approximately 1,000 full-time equivalents (annual average over the period from 2030 to 2040) compared to the WAM25_mod baseline scenario. Disposable income increases slightly by 100 million EUR annually due to induced effects. As a result, private consumption also rises by around 50 million EUR per year in the period from 2030 to 2040. However, this means an additional burden on the budget, initially amounting to 150 million EUR and rising to 750 million EUR per year towards the end of the period.

additional investments with spending neutrality

Under the premise of budget-neutral public financing of 7.3 billion EUR, the previously positive results change significantly. If this public financing is achieved exclusively through cuts in government consumption (=budget neutrality), strong negative repercussions on the national economy are to be expected, as investments in CCS displace government spending with higher value-added effects domestically, especially in the service sector. Value added therefore continuously declines compared to the WAM25_mod scenario, falling by almost one billion EUR, or 0.9 %, below the WAM25_mod level in 2040. Accordingly, employment also falls continuously, reaching -9,500 full-time equivalents in 2040, because the government is saving on its own spending and intermediate inputs. Disposable income, however, remains relatively stable and still shows slight

increases of up to 50 million EUR compared to the WAM25_mod scenario. Consequently, private consumption also remains relatively unchanged. The budget is thus balanced and, due to fiscal feedback effects, is even slightly above that of the scenario WAM25_mod.

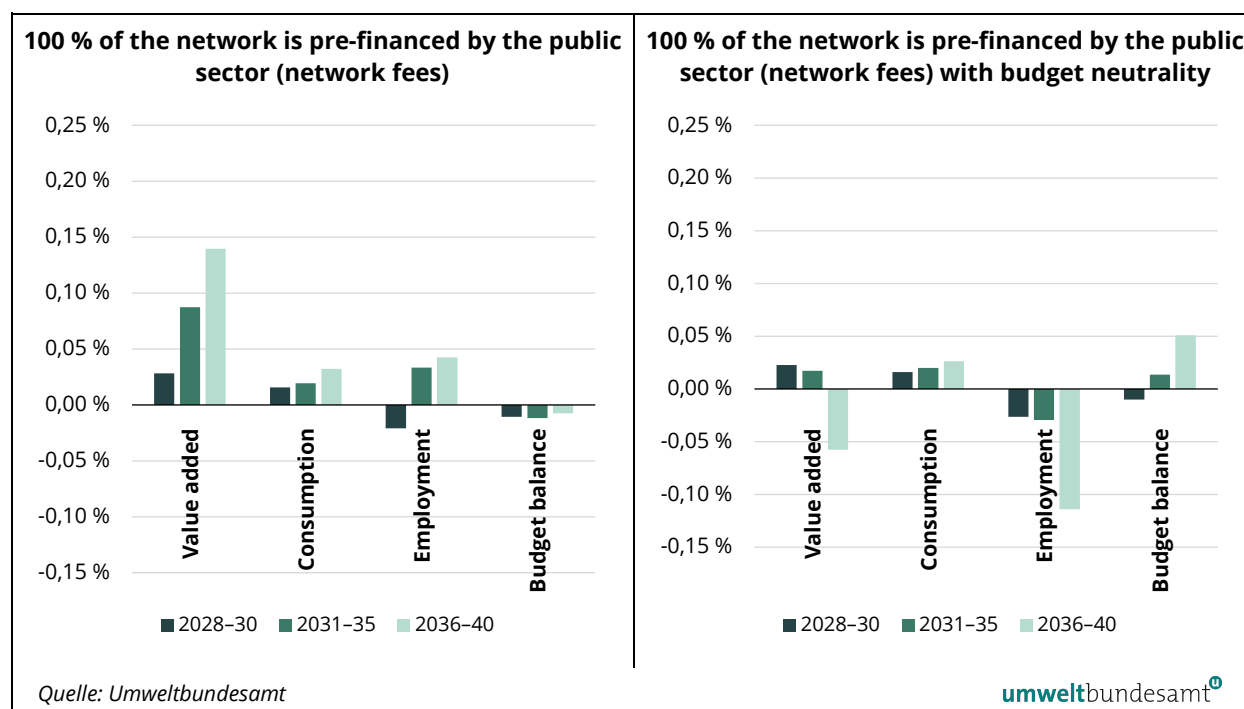
**public sector only
finances the CO₂
network**

In addition, scenarios were modeled in which the public sector only finances the grid expansion costs. The network is operated by a private operator, who is also responsible for repaying the pre-financed network costs to the state. The macroeconomic parameters remain unchanged, as only the financing source for the CCS investments is altered. The initial additional burden on the budget amounts to 50 million EUR per year and increases to 450 million EUR per year by around 2040.

**operator collects
network fees**

In this scenario, too, the public sector guarantees the financing of the network. The introduction of network fees of €25/tCO₂ starting in 2035 appears to be an adequate instrument for the long-term refinancing of the 4 billion EUR network expansion costs. This leads to a reduction in the need for budget consolidation through repayments to the public sector, as up to 230 million EUR per year can be collected once the network is fully operational. Since refinancing only begins in 2035 and the public sector therefore provides upfront financing for five years, the slightly negative budget balance only improves in the period 2036–2040 (see Figure B, left).

Figure B: Percentage changes in WAM CCS compared to WAM25_mod (average per year) for the scenarios with 100 % pre-financing of grid investments by the public sector with and without budget neutrality.



**network fees and
spending neutrality**

The negative effects on value added (in the last period 2036–2040) and employment still persist, but are significantly lower than in the scenario with 50 % of CCS and 100 % of grid investments financed by the public sector with budget neutrality (see Figure B, right). The negative effect on the budget balance in the

period 2028–2030 is mitigated. In the two subsequent periods, however, it is positive. The cuts implemented solely through public spending have negative effects on the domestic economy, despite a slightly positive budget balance, particularly on value added and employment (network charges are a fiscal, but not an economic instrument). Since the financing of CCS does not come at the expense of households, incomes and consumption change only marginally.

***disadvantages from
importing CO₂-
intensive products***

The analyzed emission-intensive industries are important producers of intermediate goods (e. g. preliminary products for the construction sector) for subsequent high value adding activities (e. g. construction, machinery, infrastructure). They are important elements of domestic supply (e. g. mineral oil processing) and waste treatment (municipal waste incineration). If products from emission-intensive industries (cement, waste incineration plants, refineries, etc.) were no longer produced in Austria but imported instead, this would, in addition to the detrimental environmental effects, also have negative economic consequences (value creation, employment). Since CO₂ is a globally acting emission, importing these products would merely shift the emissions abroad instead of avoiding them.

1 AUFGABENSTELLUNG UND METHODIK

- Motivation** Der Nationale Energie- und Klimaplan (NEKP) sieht die Abscheidung und Einspeicherung von 0,5 Mio. t CO₂ als Beitrag zur Erreichung der österreichischen Effort Sharing-Ziele für das Jahr 2030 vor (BMK 2024). Auch wenn das europäische Recht noch nicht so weit entwickelt ist, wird davon ausgegangen, dass zukünftig neben der Abscheidung von fossilen hard-to-abate Emissionen auch die Abscheidung biogener CO₂-Emissionen zur Kompensation fossiler Emissionen im Emissionshandel zulässig und anrechenbar sein wird.
- Ziel** Das Ziel der vorliegenden Studie ist die Untersuchung und Modellierung des zusätzlichen Energieverbrauchs und der volkswirtschaftlichen Auswirkungen einer Umsetzung von CO₂-Abscheidung, Transport und gegebenenfalls nationaler Speicherung zwischen 2030 und 2040 unter Berücksichtigung der Carbon Management Strategie (BMF und BMLUK 2024). Wesentliche Grundlagen sind weiters der NEKP mit einem Ziel für die Einspeicherung von CO₂ im Jahr 2030 und das Szenario 1 der AIT-Studie zu einem CO₂-Transportnetz in Österreich (AIT 2024), sowie die Annahme, dass es finanziell attraktiv sein wird, auch biogenes CO₂ einzuspeichern, um fossile CO₂-Emissionen im Emissionshandel damit zu kompensieren.
- Methodik** Im Szenario WAM CCS (Carbon Capture and Storage) werden die hard-to-abate Branchen Zement, Abfallverbrennung, Kalk- und Feuerfest und die Raffinerie, sowie die Papier- und Zellstoffindustrie und die Holz-/Spanplattenindustrie mit einem hohen Anteil biogener Emissionen abgebildet. Die Abscheidetechnologien umfassen Aminwäsche und kryogene Abscheidung in Zusammenhang mit dem Oxyfuel-Verfahren. Die Kosten der Abscheidungsanlagen wurden auf Basis der anlagenspezifischen Energieverbräuche abgeleitet. Dabei wurde auf verfügbare Literaturwerte zurückgegriffen. Hierzu sind für den Zeitraum 2030 bis 2040 die Investitionen in den Aufbau von nationalen CO₂-Rohrleitungen mit Ankopplung an nationale CO₂-Lagerstätten und internationale Transportnetze, die Installation von CO₂-Abscheide- und Verdichtungsanlagen an industriellen CO₂-Punktquellen, sowie Kesselanlagen und Wärmepumpen für die zusätzliche Bereitstellung von Strom und Wärme notwendig. Energieverbrauch und Investitionskosten wurden im Szenario WAM CCS ins Modell eingespielt. Die Ergebnisse wurden für die Jahre 2030, 2035 und 2040 dargestellt.
- Simulation** Um die Effekte der Investitionen sowohl für zusätzliche öffentliche Ausgaben als auch für konstante öffentliche Ausgaben (durch Kürzung an anderer Stelle) abzubilden, wurden Simulationen mit dem makroökonomischen Modell MIO-ES 2.0 durchgeführt. Eine Förderung durch EU-Gelder würde die öffentliche Hand entsprechend entlasten. Dazu wurde aufbauend auf einem Szenario WAM25_mod ein Szenario WAM CCS modelliert. Das Szenario WAM25_mod basiert auf dem Szenario WAM NEKP 2025 (Umweltbundesamt 2025), wurde jedoch um die aktuelle Konjunkturprognose des WIFO (WIFO 2025) und den Entfall des Klimabonus ab dem Jahr 2025 aktualisiert. Die zugrundeliegenden Energiebilanzzahlen reichen bis zum Jahr 2023. Eine Kurzbeschreibung des MIO-ES-Modells ist in REP-0995 (Umweltbundesamt 2025) dargestellt.

2 SZENARIO WAM CCS

Die Szenarien, die in diesem Bericht dargestellt und für die energetischen und volkswirtschaftlichen Analysen herangezogen wurden, sind das Szenario WAM CCS (with additional measures and carbon capture and storage) und das Szenario WAM25_mod (with additional measures modifiziert). Die volkswirtschaftlichen Analysen erfolgten auf Basis der Differenz dieser beiden Szenarien.

2.1 Szenario WAM25_mod

Das Szenario WAM25_mod (Umweltbundesamt 2025) dient als Referenzszenario für das Szenario WAM CCS. Das Szenario WAM25_mod beinhaltet alle Maßnahmen aus dem NEKP 2024 (Umweltbundesamt 2024). Das Szenario WAM 2025 (Umweltbundesamt, 2025) unterscheidet sich energetisch nicht von Szenario WAM 2024 (Umweltbundesamt 2024). Das Szenario WAM25_mod wurde um die aktuelle konjunkturelle Entwicklungen (WIFO 2025) modifiziert und enthält ab dem Jahr 2025 keinen Klimabonus mehr. Durch die schlechtere wirtschaftliche Entwicklung sinkt der Energieverbrauch (siehe Tabelle 1).

Für das Jahr 2030 zeigt das Szenario WAM25_mod einen Rückgang des Bruttoinlandsverbrauchs (BIV) um 2,6 %, des Energetischen Endverbrauchs (EEV) um 2,3 % und einen Rückgang des industriellen Endenergieverbrauchs von 7,4 % (vgl. Tabelle 1) gegenüber dem Szenario WAM25. Der Strombedarf geht um 6 % zurück.

Tabelle 1: Vergleich des Referenzszenarios WAM25_mod mit WAM NEKP 2024/WAM25

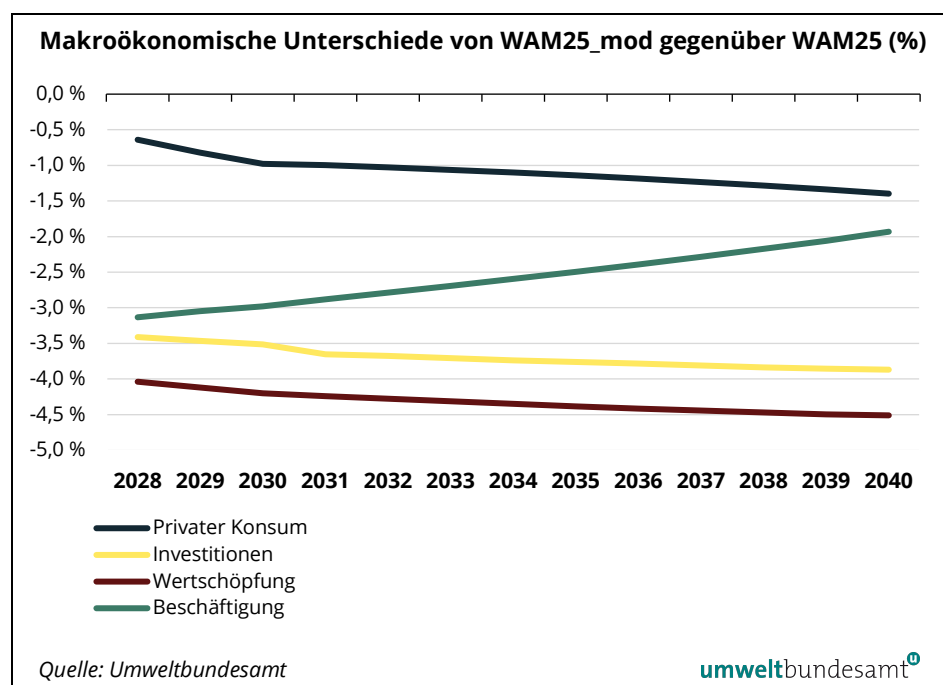
Energieangaben in PJ	2030	2030	2040	2040
	WAM NEKP WAM25	WAM25_mod	WAM NEKP WAM25	WAM25_mod
BIV	1.324	1.290	1.221	1.205
EEV	1.033	1.009	948	925
Industrie EEV	320	298	320	298
Strombedarf	319	300	394	380
Stromerzeugung	351	340	404	393
Wasser	170	163	176	169
Wind	69	66	87	83
PV	69	64	107	102

Energieangaben in PJ	2030	2030	2040	2040
	WAM NEKP WAM25	WAM25_mod	WAM NEKP WAM25	WAM25_mod
BIP [Mrd. Euro2017]	432	415	493	472

Konjunkturrückgang gegenüber WAM NEKP

Ein Vergleich des Szenarios WAM25 mit dem Szenario WAM25_mod (siehe Abbildung 1) zeigt bei den volkswirtschaftlichen Parametern eine deutlich verschlechterte wirtschaftliche Entwicklung, die speziell durch substantielle Unterschiede im Wachstum des Bruttoinlandsprodukts (BIP) in den Jahren 2024 und 2025 ausgelöst wurde (vgl. Tabelle 1 und Abbildung 1). Dieser Leveffekt von aggregiert rund 3 Prozentpunkten Unterschied im BIP-Wachstum setzt sich unvermittelt fort (auch erkennbar an der Wertschöpfung und der Beschäftigung), zudem wurde mit dem Klimabonuseine über den allgemeinen Abschwung hinausgehende konsumwirksame Maßnahme aus dem Szenario WAM25 herausgerechnet (sichtbar am Privaten Konsum).¹

Abbildung 1 Veränderung der volkswirtschaftlichen Parameter: Privater Konsum, Investitionen, Wertschöpfung und Beschäftigung im Szenario WAM25_mod gegenüber WAM25



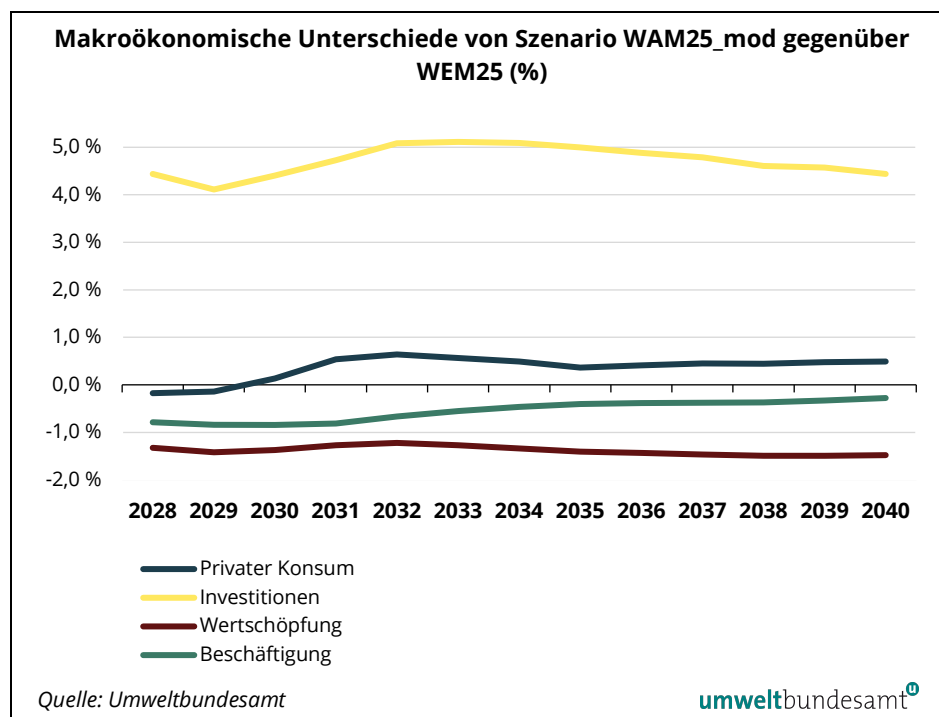
Konjunkturrückgang wirkt stärker als Mehrinvestitionen

Beim Vergleich des Szenarios WAM25_mod mit dem letztverfügbaren Szenario WEM25 (with existing measures) sind die deutlichen Mehrinvestitionen im Szenario WAM klar erkennbar. Eine Verschlechterung der wirtschaftlichen

¹ In der kurzen Frist wurde der Klimabonus mit 1,5 bis 2 Milliarden Euro angenommen, danach mit steigenden CO₂-Preiseinnahmen auf bis zu 3,7 Milliarden Euro Rückvergütung.

Mittelfristprognosen im ersten Halbjahr 2025 manifestiert sich in den restlichen ökonomischen Effekten: Wertschöpfung, Privater Konsum und Beschäftigung (vgl. Tabelle 1 und Abbildung 2).

Abbildung 2: Veränderung von Konsum, Investitionen, Wertschöpfung und Beschäftigung im Szenario WAM25_mod gegenüber WEM25



2.2 Szenario WAM CCS

Für die Erstellung des Szenarios WAM CCS wurden in das Szenario WAM2025_mod (siehe Kapitel 2.1) die Energiebedarfe und die Investitionskosten von Carbon Capture and Storage (CCS)-Maßnahmen inkludiert. Die Energiebedarfe umfassen Strom und Wärme für die Abscheidung von CO₂ bei ausgewählten Industrieanlagen und den Strombedarf zum Betrieb des CO₂-Netzes. An Investitionskosten wurden die Investitionen in CO₂-Abscheidung mittels Aminwäsche und ggf. Oxyfuel in hard-to-abate Branchen, in Anlagen zur Bereitstellung von Strom und Wärme für die Abscheidung (Kesselanlagen, Wärmepumpen), sowie in ein CO₂-Netz, basierend auf Arbeiten des Austrian Institute of Technology ((AIT 2024), abgebildet.

CCS erhöht Energiebedarfe

Durch die Anwendung von CCS steigt der Wärmebedarf und der Strombedarf im Zeitraum 2030 bis 2040. Der Bruttoinlandsverbrauch liegt in Österreich im Jahr 2040 um 26 PJ über dem WAM NEKP. Der Strombedarf ist im Jahr 2040 im WAM CCS um 41 PJ höher als im WAM NEKP. Die Aufbringung erfolgt durch KWK-Anlagen und durch Wind und PV. Die Stromerzeugung ist im Szenario WAM CCS 2040 um 36 PJ höher als im Szenario WAM NEKP. Es werden 6 PJ mehr Strom durch Biomasse aufgebracht als im WAM NEKP.

Tabelle 2: Vergleich des WAM CCS mit dem Referenzszenarios WAM25_mod mit WAM NEKP 2024/WAM25

Angaben in PJ	2030	2030	2030	2040	2040	2040
	WAM NEKP WAM25	WAM25_mod	WAM CCS	WAM NEKP WAM25	WAM25_mod	WAM CCS
BIV	1.324	1.290	1.289	1.221	1.205	1.247
EEV	1.033	1.009	1.013	948	925	962
Industrie EEV	320	298	300	320	298	326
Strombedarf	319	300	303	394	380	435
Stromerzeugung	351	340	356	404	393	440
Wasser	170	163	171	176	169	176
Wind	69	66	70	87	83	95
PV	69	64	70	107	102	119

**Nutzungskonflikte um
erneuerbare
Energieträger**

Falls die erneuerbaren Energieträger (Strom und Biomasse) im Zeitraum 2030 bis 2040 nicht ausreichend zur Verfügung stehen, kommt es zu einem Nutzungskonflikt zwischen ihrer direkten Anwendung zur Dekarbonisierung (E-Mobilität, Wärmepumpen, elektrische Industrieaggregate, Energiebereitstellung aus Biomasse) und dem neu hinzukommenden Bedarf an erneuerbaren Energieträgern für die CO₂-Abscheideanlagen.

3 CO₂-NETZ UND KOSTEN

Die CO₂-Netzkosten wurden aus der Machbarkeitsstudie über ein CO₂-Sammel- und Transportnetz in Österreich des AIT (AIT 2024) übernommen und beinhalten Einspeiseverdichter und Booster-Anlagen.

Tabelle 3: CO₂-Netzentwicklung und Investitionskosten, basierend auf eigenen Abschätzungen und AIT 2024.

Jahr	Netzlänge	Kosten	Anzahl Anlagen	Abgeschiedene Menge CO ₂ [MtCO ₂ /a]
2030	4 km	15 Mio. €	1	0,7
2035	280 km	1.000 Mio. €	9	3,2
2040	ca. 1.000 km	4.000 Mio. €	31	9,2

Abbildung 3: 31 CO₂-Punktquellen und potenzielle CO₂-Speicherkapazitäten in Österreich. Stand 26.06.2025, Quelle: Umweltbundesamt.

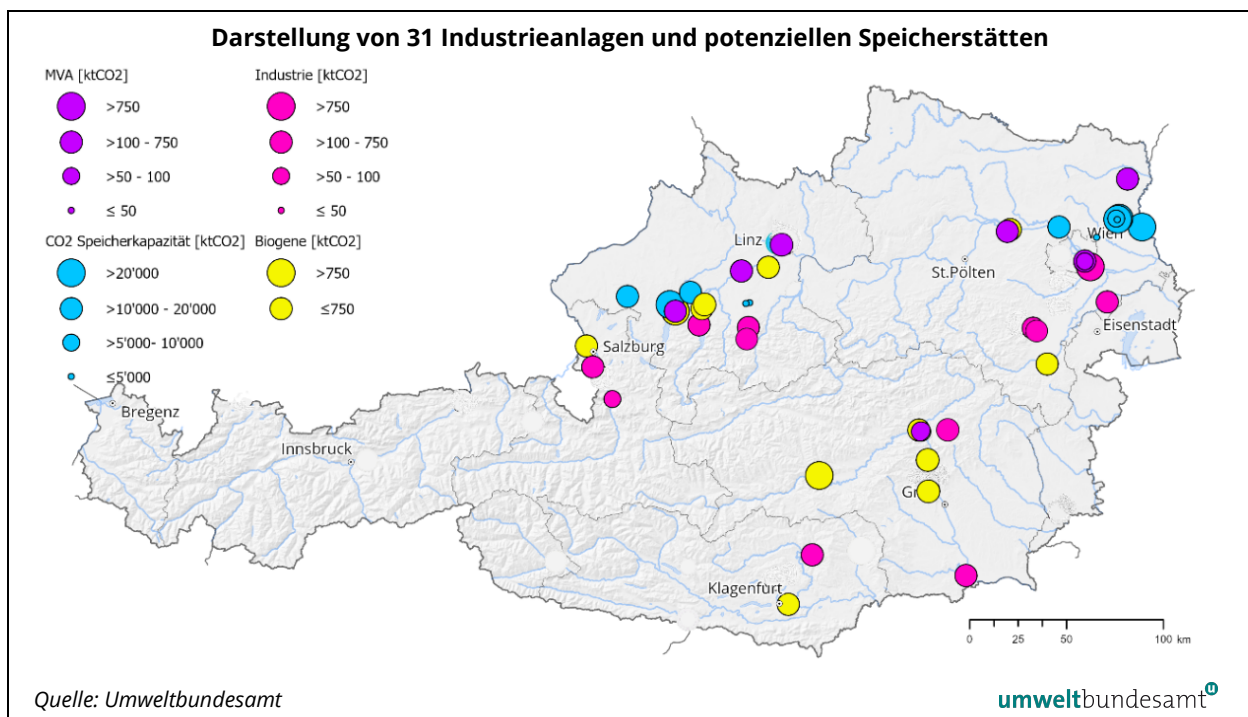
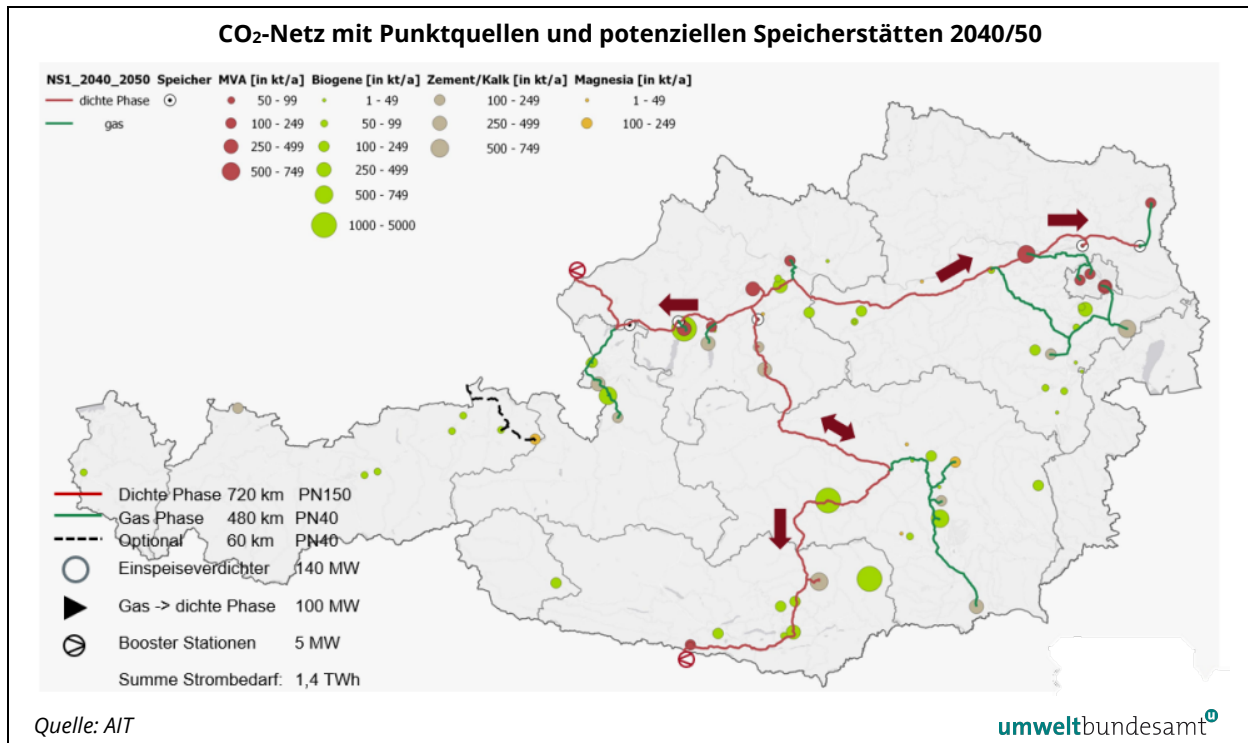


Abbildung 4: CO₂-Netzscenario 1 2040/50 aus Studie des AIT (2024).

Kosten für den CO₂-Transport

Die Transportkosten ergeben sich aus den Betriebskosten des Netzes, die hier mit dem Stromverbrauch angesetzt wurden, und den Investitionskosten in die Netzinfrastruktur, die durch Netzgebühren abgegolten werden. Der Stromverbrauch des Netzes wird berechnet durch den Verbrauch der Einspeiseverdichter und Booster. Auf Basis der AIT-Studie wurde ein Jahresstromverbrauch für das Netz von 1,1 TWh berechnet. Dieser Wert steht im Einklang mit den allgemeinen Literaturangaben, die für Transport und geologische Speicherung einen spezifischen Energiebedarf zwischen 80 und 120 kWh/tCO₂ nennen (IPCC 2005; Jackson und Brodal 2019). Hochgerechnet auf eine abgeschiedene CO₂-Menge von 9,2 MtCO₂ ergibt sich ein Strombedarf zwischen 0,7 und 1,1 TWh. Für die jährliche Menge von 9,2 MtCO₂ ergeben sich Stromkosten für das Netz von 12,3 €/tCO₂ (Strompreis: 105 €/MWh, siehe Tabelle 17). Die Netzgebühren werden berechnet, indem die Gesamtinvestitionssumme von 4 Milliarden Euro aufgeteilt wird über die Gesamtsumme der abgeschiedenen und transportierten Mengen CO₂. Bei einer angenommenen Abschreibungszeit von 20 Jahre und einer jährlich transportierten Menge von 9,2 MtCO₂ ergeben sich inkl. Zinsen Netzgebühren von 25 €/tCO₂.

Kosten für die CO₂-Speicherung

In der Studie des AIT (AIT, 2024) liegen die Kosten für Onshore-Speicherung bei 30–38 €/tCO₂ und für Offshore-Speicherung bei 50–120 €/tCO₂. Für die graphische Darstellung wurden 50 €/tCO₂ für die Speicherung angesetzt (siehe Kapitel 4.5, Abbildung 5 bis Abbildung 12).

4 BRANCHEN, ENERGIEBEDARF UND INVESTITIONSKOSTEN FÜR DIE CO₂-ABSCHIEDUNG UND NETZ

4.1 Auswahl der Branchen und Anlagen

Im Rahmen der Österreichischen Carbon Management Strategie wird die CO₂-Abscheidung auf hard-to-abate Industrien fokussiert (BMF und BMLUK 2024). Dies betrifft Anlagen aus den Industriebranchen: Zement, Abfallverbrennung (MVA), Kalk und Feuerfest, aber auch die Raffinerie (HKW I, HKW II), soweit keine Alternativen möglich waren, wie zum Beispiel die Elektrifizierung des Steamcrackers in der Raffinerie. Auswahlkriterien für die Anlagen im Zuge der vorliegenden Modellierung waren weiters punktuelle CO₂-Emissionen von über 100 kt CO₂ jährlich, sowie die Nähe der Anlagen zum potenziellen Verlauf eines zukünftigen CO₂-Netzes (AIT 2024).

Als weiteres Auswahlkriterium wurde angenommen, dass die dauerhafte Speicherung biogener CO₂-Emissionen zur Kompensation fossiler Emissionen im Emissionshandel zulässig ist und somit der gleiche Anreiz (z. B. in Form eines einheitlichen CO₂-Preises) für die Abscheidung einer Tonne fossilem bzw. biogenem CO₂ entsteht (der rechtliche Rahmen hierzu ist aktuell noch nicht gegeben). Daher wurden auch Anlagen der Papier- und Zellstoffindustrie sowie der Holzindustrie berücksichtigt. Biomassekraftwerke wurden beim Sektor „Holz“ mitbetrachtet.

Aminwäsche Bei der Aminwäsche wird CO₂ im Rauchgas mithilfe von Aminlösungen gebunden (Absorption) und später durch Erhitzen wieder freigesetzt (Desorption). Dazu wird Dampf im Temperaturbereich von 100–130 °C verwendet, wodurch ein hoher Wärmebedarf entsteht. Anschließend wird das CO₂-reiche Gas aufgereinigt und entsprechend den Spezifikationen des Transportmodus verdichtet.

Oxyfuel-Technologie Bei der Oxyfuel-Technologie erfolgt der Anlagenbetrieb, z. B. Zementwerk oder Kalkwerk, in einer sauerstoffangereicherten Atmosphäre, wodurch das Rauchgas eine hohe CO₂-Konzentration aufweist. Das CO₂ kann effizient durch Kondensation abgeschieden werden. Der Nachteil dieser Technologie liegt im hohen Stromverbrauch für die vorgelagerte Luftzerlegung.

Abscheideleistung Für jede der ausgewählten 31 Anlagen wird eine Abscheideleistung von 80 % angenommen, was im Jahr 2040 in Summe 9,15 Mio. t CO₂ ergibt (vergl. Tabelle 4 und Tabelle 5). In der einschlägigen Literatur werden Abscheideraten von 80 % bis 95 % angegeben (Leeson et al. 2017; Prognos 2021). Für die vorliegende Studie wurde der niedrigere Wert von 80 % angesetzt. Weiters ist zu bedenken, dass bei manchen Anlagen nicht alle CO₂-Quellen abgeschieden werden können. Dies liegt an der Auswahl der Quellen und an der Möglichkeit diese zusammenzuführen (z. B. Raffinerie, Zement, Papier & Zellstoff, etc.)

Tabelle 4: Anzahl der Anlagen mit CO₂-Abscheidung je Branche für die Jahre 2030, 2035 und 2040

	Papier & Zellstoff, Holz	MVA	Zement, Kalk & Feuerfest	Raffinerie	Summe
2030	1	0	0	0	1
2035	1	4	4	0	9
2040	13	7	10	1	31

Tabelle 5: Abgeschiedene fossile und biogene CO₂-Emissionen je Branche für die Jahre 2030, 2035 und 2040

in ktCO ₂	Papier und Zellstoff, Holz		MVA		Zement, Kalk & Feuerfest		Raff.	Summe
	fossil	biogen	fossil	biogen	fossil	biogen	fossil	
2030	77	615	0	0	0	0	0	691
2035	126	1.009	489	497	926	121	0	3.167
2040	698	3.895	714	663	2.109	251	821*	9.151

* Mit der Elektrifizierung des Steamcrackers werden 1.221 kt CO₂ in der Raffinerie und 9.551 kt CO₂ insgesamt abgeschieden, bzw. vermieden. Dies ist in Tabelle 12 als Variante dargestellt.

4.2 Energiebedarfe durch CO₂-Abscheidung

Energiebedarfe In diesem Kapitel werden die Energiebedarfe nach Branchen geordnet für die 31 betrachteten Anlagen ermittelt. Die Strom- und Wärmebedarfe zur CO₂-Abscheidung mittels Aminwäsche sind nach der Studie von Prognos (Prognos, 2021) als Bereich angegeben. Wärme: 0,95–1,41 MWh/t CO₂, Strom: 0,13–0,41 MWh/t CO₂. In den Tabellen zu den Branchen (Tabelle 6 bis Tabelle 12) sind die entsprechenden Bereiche angegeben. Durch die Darstellung ohne Kommastriche können Rundungsdifferenzen in den Tabellen entstehen. Für die Abbildungen in Kapitel 4.5 und die makroökonomischen Modellierungen in Kapitel 6 wurde der Mittelwert herangezogen.

Energieaufbringung Die Strom- und Wärmeaufbringung wurde anhand einzelner Heizwerke und KWK-Anlagen mit den jeweiligen Brennstoffen ermittelt. Am Ende des Kapitels wird die zeitliche Entwicklung der Abscheide- und Kesselanlagen für die Jahre 2030, 2035 und 2040 dargestellt.

MVAs (Abfallverbrennungsanlagen für Siedlungsabfall)

MVAs sind als Abfallentsorgungsanlagen hard-to-abate, sollten sie in den Emissionshandel aufgenommen werden, besteht ein weiterer Anreiz für CCS. Obwohl die Aufnahme der Abfallverbrennungsanlagen in den EU-Emissionshandel

noch nicht entschieden ist, wurde die Branche (Abfallverbrennungsanlagen für Siedlungsabfall – MVAs) in der vorliegenden Studie vollständig abgebildet.

Energiebedarf Der Wärmebedarf der CO₂-Abscheidung mittels Aminwäsche in sieben MVAs, nach Abzug für Nutzung von Abwärme (Voldsund et al. 2019; Ferrario et al. 2024; BEST 2025), liegt zwischen 1,2 TWh bis 1,7 TWh pro Jahr und der Strombedarf zwischen 0,2 TWh bis 0,7 TWh (siehe Tabelle 6). Die abgeschiedene CO₂-Menge in den ausgewählten Anlagen beträgt 1,4 Mt CO₂.

Tabelle 6: Strom- und Wärmebedarf durch Aminwäsche in 7 MVAs, Min- und Maxwerte nach Prognos 2021.

in GWh	Wärme		Strom	
	Min	Max	Min	Max
Bedarf nach Prognos	1.404	2.083	237	701
Abzug für Abwärmenutzung	169	380	-	-
Summe	1.235	1.704	237	701

Abzug für Abwärmenutzung ist 4 % bei Min. und 9 % bei Max. (Voldsund et al. 2019; Ferrario et al. 2024).

Vergleich Prognos- mit BEST-Studie Eine rezente Studie zur CO₂-Abscheidung in der österreichischen Abfallwirtschaft (BEST 2025) gibt einen Wärmebedarf für die Aminwäsche für ausgewählte Anlagen zwischen 1,19–1,34 MWh/t CO₂ und einen Strombedarf zwischen 0,17–0,25 MWh/t CO₂ an (BEST 2025). In der Studie von Prognos (Prognos, 2021) sind folgende Bereiche angegeben – Wärmebedarf: 0,95–1,41 MWh/t CO₂, Strombedarf: 0,13–0,41 MWh/t CO₂. Während der Wärmebereich in den beiden Studien sehr gut übereinstimmt, ermittelt die Prognos-Studie einen höheren Maximalwert für den Strombedarf. Der Mittelwert für den Strombedarf der Prognos-Studie, der den Kapiteln 4.3, 4.4, 4.5, 5 und 6 zugrunde liegt, befindet sich etwas über dem Maximalwert der BEST-Studie. Der Mittelwert für den Wärmebedarf liegt im unteren Bereich der BEST-Studie.

MVAs produzieren weiter Strom und Fernwärme Es ist grundsätzlich möglich, Teile der bei der Aminwäsche-Abscheidung benötigten Dampfmenge in MVAs durch vorhandene Abwärmemengen bzw. derzeit in Fernwärmenetze eingespeiste Mengen abzudecken (Magnanelli et al. 2021; BEST 2025). Im Szenario WAM NEKP und weitgehend im Szenario WAM25_mod wird die erzeugte Fernwärme in Gebäuden und Industrie benötigt. Die Fernwärmenachfrage liegt in Österreich aktuell bei 79 PJ. Im zugrundeliegenden Szenario WAM25_mod steigt die Fernwärmenachfrage durch Industrie und Haushalte bis zum Jahr 2040 um fast 50 %. Der Strombedarf zeigt eine ähnliche Entwicklung. Aktuell liegt der Strombedarf bei 254 PJ und steigt im Szenario WAM25_mod bis 2040 um 50 %. Es wird daher angenommen, dass Anlagen ihre bestehenden Ausspeisungen von Strom und Fernwärme fortführen.

Saisonale Energieaufbringung durch Abwärme Weiters wäre es möglich, saisonale Nachfrageschwankungen für Wärme für die Abscheidung zu verwenden. In den Sommermonaten könnten ungenutzte Wärmemengen zur Abdeckung des Wärmebedarfs der Abscheideanlagen verwendet werden. Diese beeinflusst jedoch die Dimensionierung der Anlagen zur

Wärmeaufbringung nicht, da angenommen wird, dass über das ganze Jahr eine kontinuierliche Abscheiderate von 80 % erreicht wird.

Zement

Energiebedarf für Aminwäsche

Der Wärmebedarf der CO₂-Abscheidung mittels Aminwäsche in sieben Zementanlagen, nach Abzug für Nutzung von Abwärme, liegt zwischen 1,7 TWh bis 2,4 TWh pro Jahr und der Strombedarf zwischen 0,2 bis 0,7 TWh (siehe Tabelle 7). Die abgeschiedene CO₂-Menge in den ausgewählten Anlagen beträgt 1,9 Mt CO₂.

Tabelle 7: Strom- und Wärmebedarf durch Aminwäsche in allen 7 Zementwerken, Min- und Maxwerte nach Prognos 2021.

in GWh	Wärme		Strom	
	Min	Max	Min	Max
Bedarf nach Prognos	1.764	2.618	240	761
Abzug für Abwärmenutzung	71	236	-	-
Summe	1.693	2.383	240	761
Abzug für Abwärmenutzung ist 4 % bei Min. und 9 % bei Max. (Voldsund et al. 2019; Ferrario et al. 2024).				

Energiebedarf für Oxyfuel

Eine Möglichkeit, den Wärmebedarf für die CO₂-Abscheidung in dieser Branche zu reduzieren, ist das Oxyfuel-Verfahren (Agora 2022), das ausschließlich Strom benötigt (siehe Tabelle 8). Wenn ausgewählte Anlagen ihren Betrieb auf Oxyfuel-Technologie umstellen, liegt der Wärmebedarf zwischen 1,2 TWh und 1,6 TWh und der Strombedarf zwischen 0,3 TWh und 0,7 TWh. Die Energiebedarfe für Oxyfuel-Anlagen berücksichtigen hier nur die Abscheidung (CO₂-Aufbereitung und Kompression), jedoch nicht den Stromverbrauch für den Regelbetrieb der Zementanlagen (Luftzerlegung).

Tabelle 8: Strom- und Wärmebedarf durch Aminwäsche in 5 Zementwerken und Oxyfuel in 2 Zementwerken, Min- und Maxwerte nach Prognos 2021.

in GWh	Wärme		Strom	
	Min	Max	Min	Max
Bedarf nach Prognos inkl. Strombedarf für Oxyfuel (2 Anlagen)	1.212	1.799	269	732
Abzug für Abwärmenutzung	48	162	-	-
Summe	1.164	1.637	269	732
Abzug für Abwärmenutzung ist 4 % bei Min. und 9 % bei Max. (Voldsund et al. 2019; Ferrario et al. 2024).				

Kalk und Feuerfest

Energiebedarf

Der Wärmebedarf der CO₂-Abscheidung mittels Aminwäsche in drei Anlagen der Kalk- bzw. Feuerfestindustrie, nach Abzug für Nutzung von Abwärme, liegt

zwischen 0,5 TWh bis 0,7 TWh pro Jahr und der Strombedarf zwischen 0,1 TWh bis 0,2 TWh (siehe Tabelle 9).

Tabelle 9: Strom- und Wärmebedarf durch Aminwäsche in 3 Werken (2x Kalk, 1 Feuerfest), Min- und Maxwerte nach Prognos 2021.

in GWh	Wärme		Strom	
	Min	Max	Min	Max
Bedarf nach Prognos	477	708	65	206
Abzug für Abwärmenutzung	19	64	-	-
Summe	458	645	65	206

Abzug für Abwärmenutzung ist 4 % bei Min. und 9 % bei Max. (Voldsund et al. 2019; Ferrario et al. 2024).

Energiebedarf für Oxyfuel

Wenn ausgewählte Anlagen ihren Betrieb auf Oxyfuel-Technologie umstellen, liegt der Wärmebedarf zwischen 0,2 TWh und 0,3 TWh und der Strombedarf zwischen 0,1 TWh und 0,2 TWh (siehe Tabelle 10). Die Energiebedarfe für Oxyfuel-Anlagen berücksichtigen nur die Abscheidung (CO₂-Aufbereitung und Kompression), jedoch nicht den Stromverbrauch für den Regelbetrieb der Zementanlagen (Luftzerlegung).

Tabelle 10: Strom- und Wärmebedarf durch Aminwäsche in 2 Werken und Oxyfuel in 1 Kalkwerk, Min- und Maxwerte nach Prognos 2021.

in GWh	Wärme		Strom	
	Min	Max	Min	Max
Bedarf nach Prognos inkl. Strombedarf für Oxyfuel (1 Anlage)	241	358	77	194
Abzug für Abwärmenutzung	10	32	-	-
Summe	231	325	77	194

Abzug für Abwärmenutzung ist 4 % bei Min. und 9 % bei Max. (Voldsund et al. 2019; Ferrario et al. 2024).

Papier und Zellstoff und Holz

Die meisten Papier- und Zellstoff- sowie Spanplattenanlagen in Österreich koppeln Fernwärme aus. Es wird abgeschätzt, dass durch Wärmerückgewinnungsmaßnahmen nur geringe Teile des Wärmebedarfs der CO₂-Abscheidung gedeckt werden können. Drei Spanplattenanlagen, ein Biomassekraftwerk und neun Papier- und Zellstoffanlagen wurden im Szenario WAM CCS dargestellt.

Energiebedarf

Der Wärmebedarf der CO₂-Abscheidung mittels Aminwäsche der 13 Anlagen, nach Abzug für Nutzung von Abwärme, liegt zwischen 4,0 TWh bis 5,6 TWh pro Jahr und der Strombedarf zwischen 0,6 TWh bis 1,8 TWh (siehe Tabelle 11). Die abgeschiedene CO₂-Menge in den ausgewählten Anlagen beträgt 4,6 Mt CO₂.

Tabelle 11: Strom- und Wärmebedarf durch Aminwäsche in 13 Anlagen (Papier und Zellstoff, sowie Spanplattenwerke und Biomasse-KWK), Min- und Maxwerte nach Prognos 2021.

in GWh	Wärme		Strom	
	Min	Max	Min	Max
Bedarf nach Prognos	4.149	6.158	563	1.791
Abzug für Abwärmenutzung	166	554	-	-
Summe	3.983	5.604	563	1.791

Abzug für Abwärmenutzung ist 4 % bei Min. und 9 % bei Max. (Voldsund et al. 2019; Ferrario et al. 2024).

Raffinerie

Dekarbonisierung von Steamcracker und HKW I und II

Von der Raffinerie wurden drei große Quellen zur Abscheidung ausgewählt: zwei Heizkraftwerke (HKW) mit 821 kt CO₂-Emissionen, sowie der Steamcracker (Ethylenanlage) mit 400 kt CO₂-Emissionen. Für eine Variante des Szenarios WAM CCS wird angenommen, dass die Heizkraftwerke CO₂-Abscheidung mittels Aminwäsche installieren und dass der Steamcracker (da nicht hard-to-abate) elektrifiziert wird. Die Elektrifizierung des Steamcrackers führt zu einem zusätzlichen jährlichen Stromverbrauch von 4 TWh, jedoch werden damit 0,4 Mt CO₂ eingespart. Insgesamt werden mit diesen drei Anlagen 1,2 Mt CO₂ abgeschieden, bzw. vermieden.

Investitionskosten des elektrischen Steamcrackers

In Deutschland gibt es die ersten Pilotanlagen von elektrischen Steamcrackern (KEI 2022), auf deren Basis der Preis für einen elektrischen Steamcracker mit 4,5 Milliarden Euro angesetzt wurde. Konventionell, d. h. mit Erdgas betrieben, würde der Steamcracker 2,5 Milliarden Euro kosten. Zusätzlich erhöht die Elektrifizierung des Steamcrackers den Stromverbrauch deutlich. Da es sich um eine neue, nicht vollständig ausgereifte, Technologie handelt, gibt es höhere Unsicherheiten bezüglich der Investitionskosten. Da die Elektrifizierung des Steamcrackers einen Beitrag zur Dekarbonisierung ohne CCS leistet und die Investitionskosten unsicher sind, wurde in den zentralen ökonomischen Analysen (siehe Kapitel 6) nur die Aminwäsche der HKW I und II sowie der dafür erforderliche Energieaufwand berücksichtigt.

Energiebedarf

Der Wärmebedarf der CO₂-Abscheidung mittels Aminwäsche für HKW I und II nach Abzug für Nutzung von Abwärme (Voldsund et al. 2019; Ferrario et al. 2024), liegt zwischen 0,75 TWh bis 1,1 TWh pro Jahr und der Strombedarf zwischen 4,1 TWh bis 4,3 TWh (siehe Tabelle 12) inklusive Strombedarf des elektrifizierten Steamcrackers. Wenn CO₂ nur in den beiden Heizkraftwerken abgeschieden wird, liegt der Stromverbrauch zwischen 0,1 und 0,3 TWh.

Tabelle 12: Strom- und Wärmebedarf durch Aminwäsche bzw. durch Elektrifizierung des Steamcrackers, Min- und Maxwerte nach Prognos 2021.

in GWh	Wärme		Strom	
	Min	Max	Min	Max
Bedarf nach Prognos mit Aminwäsche (Heizkraftwerk 1&2, Steamcracker)	1.160	1.721	157	501
Bedarf nach Prognos mit Elektrifizierung des Steamcrackers*	780	1.157	4.106	4.337
Abzug für Abwärmenutzung	31	104	-	-
Summe inkl. Elektrifizierung Steamcracker	749	1.053	4.106	4.337
<i>Abzug für Abwärmenutzung ist 4 % bei Min. und 9 % bei Max. (Voldsund et al. 2019; Ferrario et al. 2024).</i>				
<i>*Die Elektrifizierung des Steamcrackers spart den Wärmebedarf und den Strombedarf von der Aminwäsche, erhöht jedoch den Strombedarf um 4 TWh</i>				

Energiebedarf für Aminwäsche des Steamcrackers

Würden die Emissionen des Steamcrackers alternativ mittels Aminwäsche abgeschieden, läge der Wärmebedarf dafür zwischen 380 und 564 GWh und der Strombedarf zwischen 50–164 GWh (vgl. Tabelle 12). Würde dieser Energiebedarf mit Wasserstoff gedeckt, wären die Betriebskosten sehr hoch, und es würden zusätzlich Investitionskosten für Strom- und Wärmebereitstellung anfallen (siehe Kapitel 4.4).

Zeitliche Entwicklung des Wärme- und Strombedarfs der Abscheidung

Im Jahr 2030 werden im Szenario WAM CCS an einem Standort knapp 0,7 MtCO₂ abgeschieden. Im Jahr 2035 wird bei acht Anlagen mittels Aminwäsche und bei einer Anlage mit Oxyfuel-Technologie abgeschieden. Der Wärmebedarf beinhaltet die Annahme, dass aufgrund von Abwärme-Rückgewinnungsmaßnahmen der Wärmebedarf im Min-Szenario um 67 GWh und im Max-Szenario um 225 GWh verringert werden kann. Im Jahr 2040 wird bei 28 Anlagen mittels Aminwäsche und bei drei Anlagen mit Oxyfuel-Technologie abgeschieden.

Tabelle 13: Zeitliche Entwicklung des zusätzlichen Wärme- und Strombedarfs durch CCS nach Prognos (2021) im Zeitraum 2030–2040.

	Wärmebedarf [GWh]		Strombedarf [GWh]		Abgeschiedene CO ₂ -Emission [kt CO ₂]	Erläuterung
	Min	Max	Min	Max		
2030	657	975	89	283	691	1 Anlage mit Aminwäsche
2035	2.540	3.532	422	1.285	3.167	9 Anlagen mit Aminwäsche, 1 Anlage mit Oxyfuel.

	Wärmebedarf [GWh]		Strombedarf [GWh]		Abgeschiedene CO ₂ -Emission [kt CO ₂]	Erläuterung
	Min	Max	Min	Max		
2040	7.367	10.341	5.253	7.755	9.151	28 Anlagen mit Aminwäschern 3 Oxyfuel-Anlagen bei Zement und Kalk da- von 1 Retrofit. Elektrifizierung des Steamcrackers erhöht Strombedarf um 4 TWh (-0,4 MtCO ₂).

4.3 Aufbringung von Strom und Wärme zur CO₂-Abscheidung

Technologieauswahl für die Aufbringung von Strom und Wärme

Unter Berücksichtigung von CO₂-neutraler Aufbringung von Strom und Wärme wurden Biomasse-KWK, Biomasse-Heizkessel, Wasserstoff-KWK und Wasserstoff-Heizkessel sowie Hochtemperatur-Wärmepumpen als mögliche Technologien ausgewählt. Für die Zuordnung der Anlagen zur jeweiligen Technologie wurden folgende Kriterien berücksichtigt:

- Zugang der Anlage zu Biomasse,
- Verfügbarkeit von Abwärme für Wärmepumpen in MVA, KWK- und Zementanlagen (siehe Kumar et al. 2023; Cremona et al. 2025; Gallego Dávila und Aagesen 2024; Beiron et al. 2022),
- Nähe der Anlage zu einem zukünftigen H₂-Netz gemäß (KNEP 2022; LFIP 2022) für die Anwendung einer H₂-KWK/HW.

Dabei handelt es sich um eine mögliche Technologieauswahl für die Quantifizierung der erforderlichen erneuerbaren Energieträger für die CO₂-Abscheidung und den Transport, sowie die Elektrifizierung des Steamcrackers. Die daraus resultierenden zusätzlich benötigten erneuerbaren Energieträger wurden in das Szenario WAM25_mod eingearbeitet, um ein Szenario WAM CCS zu erhalten.

Zusätzlich zu installierende Kapazitäten

Den zeitlichen Verlauf der zusätzlich zu installierenden Kesselanlagen und Wärmepumpen für den Betrieb der Aminwäscher in den unterschiedlichen Branchen zeigt Tabelle 14.

Für die Bereitstellung von Strom und Wärme müssen in Summe eine Kesselleistung von 1.225 MW und eine Wärmepumpenleistung von 117 MW errichtet werden. Es wurde angenommen, dass dies direkt bei den Industrieanlagen analog zu Autoproducer-Anlagen erfolgt. Die Wärmepumpe bringt einen Faktor 3 in der Effizienz. Würde man statt der Wärmepumpe Kesselanlagen verwenden, müsste die installierte Kesselleistung ca. 350 MW betragen.

Tabelle 14: Zusätzlich zu installierende Kapazitäten zur Wärme- und teilweisen Stromaufbringung für die Aminwäsche nach Branchen im Zeitraum 2030 bis 2040, in Megawatt.

Energie in MW		Biomasse-Heizwerk	Biomasse-KWK	H ₂ -Heizwerk	H ₂ -KWK	Wärmepumpe
2028–2030	Papier & Zellstoff, Holz	47	65	-	-	-
	Papier & Zellstoff, Holz	-	-	-	-	19
2031–2035	Zement, Kalk, Feuerfest	32	-	-	-	30
	MVA	35	-	-	-	44
2036–2040	Papier & Zellstoff, Holz	215	129	236	186	-
	Zement, Kalk, Feuerfest	22	-	27	37	16
	MVA	-	-	55	-	8
	Raffinerie	-	-	58	79	-
Summe 2040	Alle	352	194	377	302	117

Durch die Darstellung ohne Kommastelle können Rundungsdifferenzen entstehen.

Tabelle 15: Zeitliche Entwicklung des Wärme- und Strombedarfs für CCS und der dafür eingesetzten Energieträger im Zeitraum 2030 bis 2040.

in TWh	Energiebedarf CO ₂ -Abscheidung*		Energieträger		
	Wärme	Strom	Biomasse	H ₂	Strom
2030	0,7	0,2	1,0		0,1
2035	3,0	0,9	1,4		1,4
2040	8,9	6,5**	3,6	4,6	2,6/6,6**

*Die Spalten enthalten die Mittelwerte von Wärme- und Strombedarf nach Prognos 2021. Die Technologieanwendung von Aminwäsche, Oxyfuel und Elektrifizierung des Steamcrackers entspricht Tabelle 13.

** davon sind 4 TWh der Bedarf für den elektrifizierten Steamcracker.

Limitierungen der Verfügbarkeit der Energieträger

Endliche Verfügbarkeit von Biomasse

Das Szenario WAM NEKP (Umweltbundesamt 2025) weist den höchsten Biomasseverbrauch (biogene Brenn- und Treibstoffe) der bisher erstellten Szenarien auf: 78,2 TWh (282 PJ) im Jahr 2040. Die Energiebilanz weist im Jahr 2023 einen Wert von 56 TWh (202 PJ) aus. Es ist daher nicht davon auszugehen, dass ein wesentlicher Teil des Wärmebedarfs der CO₂-Abscheideanlagen durch Biomasse gedeckt werden kann. Dennoch wurde im WAM CCS hinterlegt, dass ein Drittel der für CCS eingesetzten Energieträger – 3,6 TWh (13 PJ) – durch Biomasse bereitgestellt wird, damit ist die verfügbare Biomasse ausgeschöpft. Die

Summe aller eingesetzten Energieträger beträgt 10,8 TWh (vgl. Tabelle 15 exkl. Steamcracker).

Strombedarf nahe am Szenario Transition

Im Szenario WAM NEKP liegt der Strombedarf im Jahr 2040 insgesamt bei 109 TWh (394 PJ), im Szenario WAM25_mod bei 106 TWh (380 PJ, vgl. Kap 2, Tabelle 1: Vergleich des Referenzszenarios WAM25_mod mit WAM NEKP 2024/WAM25Tabelle 1) und im Szenario Transition bei 125 TWh (450 PJ). Bei einer Wärmeaufbringung für die CO₂-Abscheidung mittels industrieller Wärmepumpen im Szenario WAM CCS wird angenommen, dass für ca. ein Viertel des gesamten Wärmebedarfs eine Anhebung bestehender Wärmeniveaus mittels Wärmepumpe möglich ist. Neben dem Zusatz-Strombedarf durch die CO₂-Abscheidung, v. a. für die Kompression, führt außerdem die Elektrifizierung des Steamcrackers zu einem jährlichen zusätzlichen Strombedarf von 4 TWh. Um diesen Gesamt-Strombedarf von 121 TWh (435 PJ) im Szenario WAM CCS zu decken, müsste die Stromerzeugung nahe am Szenario Transition (Umweltbundesamt 2023) ausgebaut werden (siehe Tabelle 2 sowie Kapitel 5). Alternativ müssten die Importmengen erhöht werden.

4.4 Investitionskosten

Für die CO₂-Abscheidung sind Investitionen sowohl in die Abscheideanlagen als auch in Energieanlagen nötig. Für größere Anlagen wurden Economy of Scale-Effekte berücksichtigt, d. h. die spezifischen Investitionskosten (Euro je Abscheidungskapazität t CO₂/Jahr) nehmen mit der Größe der Abscheidungsanlage ab (Gardarsdottir et al. 2019). In Summe wurden für Investitionen in Abscheide- und Energieanlagen (inkl. Oxyfuel) 6,7 Milliarden Euro im Szenario hinterlegt.

Tabelle 16: Investitionskosten für Abscheidungsanlagen und Energieanlagen nach Branchen in Mio. €. Aminwäscheanlagen (A), Energieanlagen (E), Oxyfuel-Technologie (O).

in Mio. €	Papier & Zellstoff, Holz		MVA		Zement, Kalk, Feuerfest			Raffinerie		Σ
Investitionszeitraum	(A)	(E)	(A)	(E)	(A)	(O)	(E)	(A)	(E)	
2028–2030	290	106	0	0	0			0	0	396
2031–2035	260	74	440	227	300	330	161	0	0	1.792
2036–2040	1.380	1.166	240	153	380	480	234	220	234	4.487
Summe	1.930	1.346	680	380	680	810	395	220	234	6.675

Die Investitionskosten für Abscheideanlagen belaufen sich in Summe auf 3,5 Milliarden Euro und für Energieanlagen auf 2,4 Milliarden Euro. Sonderfälle stellen 0,8 Milliarden Euro für drei Oxyfuelanlagen und 4,5 Milliarden Euro für die Elektrifizierung des Steamcrackers dar (vgl. Tabelle 20).

Alternativendarstellung Aminwäsche vs. Elektrifizierung des Steamcrackers

Die Kosten für die Elektrifizierung des Steamcrackers wurden mit 4,5 Milliarden Euro angenommen, abgeleitet von ersten Pilotanlagen. Damit können die Investitionskosten auch niedriger liegen. Als Untergrenze der Investitionskosten wird der Betrag für einen fossil betriebenen Steamcracker mit 2,5 Milliarden Euro angesetzt.

Im Jahr 2040 wird für den Steamcracker eine Emissionsmenge von 400 kt CO₂ angenommen. Würden die Emissionen des Steamcrackers alternativ mittels Aminwäsche abgeschieden, läge der Wärmebedarf dafür zwischen 380 und 564 GWh und der Strombedarf zwischen 50 und 164 GWh. Die Investitionskosten würden ca. 220 Mio. € für die Aminwäsche und ca. 120 Mio. € für H₂-Kessel betragen.

Bei einem jährlichen Stromverbrauch von 4 TWh ergeben sich Stromkosten für den Betrieb des elektrischen Steamcrackers von 420 Millionen Euro (105 Euro pro MWh). Unter der Annahme, dass der Steamcracker mit Erdgas betrieben wird, die Wärme für die Abscheidung allerdings mit Wasserstoff aufgebracht wird, liegen die Kosten für die Wärmeerzeugung zwischen 70,3 und 104,3 Millionen Euro, für den Strombedarf zwischen 5,3 und 17,2 Millionen Euro. Für den Betrieb des Steamcrackers unter der Annahme, dass dieser mit Erdgas betrieben wird, ergeben sich jährliche Kosten von 144 Millionen Euro. In Summe ergeben sich für den Betrieb des Steamcrackers mit Aminabscheidung jährliche Betriebskosten von 220–266 Millionen Euro.

4.5 Kosten und Finanzierung der Abscheideanlagen

Auch wenn das europäische Recht noch nicht so weit entwickelt ist, wird in der vorliegenden Studie davon ausgegangen, dass zukünftig neben der Abscheidung von fossilen hard-to-abate Emissionen auch die Abscheidung biogener CO₂-Emissionen zur Kompensation fossiler Emissionen im Emissionshandel zulässig ist und stattfinden wird. Eine abscheidende Anlage erspart sich CO₂-Zertifikatskäufe oder kann ihre frei-zugeteilten und biogenen CO₂-Zertifikate verkaufen, statt sie abzugeben. Diese Ersparnisse bzw. Verkaufserlöse können zur Deckung der Kosten der Abscheideanlagen, des erhöhten Energieverbrauchs und für Gebühren des CO₂-Transportnetzes und der Speicherung verwendet werden. Wenn eine Anlage sich entscheidet, CO₂ nicht abzuscheiden, sondern stattdessen billigere Zertifikate zu kaufen, bezeichnet man diese Erlöse oder Ersparnisse als **Opportunitätskosten**.

Anlagen, die CO₂-Abscheidung betreiben, müssen in Abscheidungs- und Energieanlagen investieren, sowie Ausgaben für die Energieanlagen, den Transport und die Speicherung tätigen. Die Summe dieser Kosten werden hier **CCS-Kosten** genannt.

In der Folge werden auf Anlagenebene die Kosten von CCS mit den Opportunitätskosten (CO₂-Preis multipliziert mit der abgeschiedenen Menge) verglichen. Das Verhältnis der CCS-Kosten zu den Opportunitätskosten bestimmt, ob für eine Anlage eine CO₂-Abscheidung gegenüber CO₂-Zertifikatskäufen vorteilhaft ist.

In den Abbildungen dieses Kapitels sind sowohl die gesamten **CCS-Kosten gegenüber den Opportunitätskosten** als auch die **spezifischen CCS-Kosten** pro Tonne abgeschiedenem CO₂ **gegenüber den CO₂-Zertifikatspreisen** für ausgewählte Anlagen in den jeweiligen Branchen (Zement, MVA, Papier und Zellstoff, Raffinerie) dargestellt.

Dabei wurden folgende **Annahmen** hinterlegt:

- Der Wert einer abgeschiedenen Tonne fossilem CO₂ entspricht dem Wert von biogenem CO₂. D. h., biogene Emissionen können fossile Emissionen im Verhältnis 1:1 kompensieren.
- Im Zeitraum 2030 bis 2040 wurde entsprechend dem Szenario WAM NEKP und dem Szenario WAM25_mod mit einem ansteigenden CO₂-Preis von 140 bis 200 €/tCO₂ gerechnet. Der aktuelle CO₂-Preis des Jahres 2025 von ca. 70 €/tCO₂ wird ebenfalls angezeigt.
- Die Netzgebühren sowie die Kosten für die Speicherung und den Energieverbrauch des Netzes werden in €/tCO₂ angegeben bzw. mit der abgeschiedenen CO₂-Menge der Anlage multipliziert.

Annahmen für die Abschätzung der Kosten für CCS:

- Abschreibungskosten, beruhend auf den Investitionskosten in Kapitel 4.4. für die CO₂-Abscheidung (Aminwäsche) und den Energieanlagen (Biomasse-KWK/HW, Wasserstoff-KWK/HW oder Wärmepumpe). Die Abschreibungsdauer wurde je nach Lebensdauer der Anlage mit 10 Jahren für Aminwäscher und Heizwerk/Heizkraftwerke und für Oxyfuel-Anlagen mit 20 Jahren angesetzt. Es wurde kein Zinssatz hinterlegt.
- Betriebskosten, errechnet aus den ausgewiesenen Energiebedarfen (Mittelwert aus den Prognos-Werten für den Strom- und Wärmeverbrauch) in Kapitel 4.2, in Verbindung mit den im Szenario WAM NEKP, WAM25_mod und WAM CCS hinterlegten Energieträgerpreisen (siehe Tabelle 17). In den Abbildungen dieses Kapitels wurden die Preise von 2040 verwendet, was aber nur bei Wasserstoff einen Unterschied macht.
- Stromkosten für das österreichische CO₂-Netz mit 0,117 MWh/tCO₂, bzw. 12,3 €/tCO₂ (vgl. Kapitel 3).
- Gebühren für das österreichische CO₂-Netz von 25 €/tCO₂ (vgl. Kapitel 3).
- Als Kosten für die CO₂-Speicherung wurden 50 €/tCO₂ angesetzt (vgl. Kapitel 3).

Tabelle 17: Preise der Energieträger im Szenario WAM CCS

in €/MWh	2030	2035	2040
Erdgas	29	32	36
Strom	105	105	105
Biomasse²	34	34	34
Wasserstoff³	118–195	130–190	143–185

Preisangaben real mit dem Basisjahr 2020.

Die Opportunitätskosten ergeben sich aus dem in den Szenarien WAM NEKP, WAM25_mod und WAM CCS hinterlegten CO₂-Preisen (140 €/2020/t CO₂ im Jahr 2030, 170 €/2020/tCO₂ im Jahr 2035 und 200 €/2020/tCO₂ im Jahr 2040) multipliziert mit der abgeschiedenen CO₂-Menge.

CCS-Kosten gegenüber CCS-Opportunitätskosten

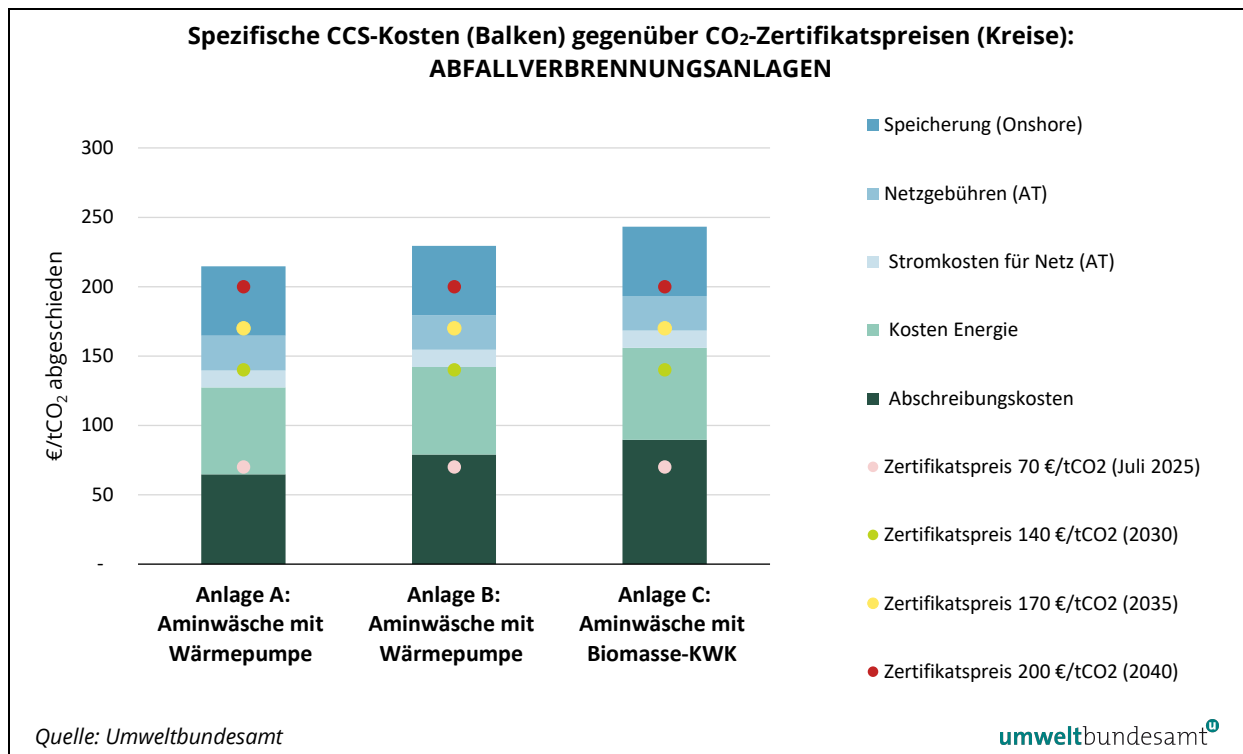
In Abbildung 5 bis Abbildung 12 sind für ausgewählte Anlagen sowohl die CCS-Kosten gegenüber den Opportunitätskosten in Millionen Euro als auch die spezifischen Kosten je abgeschiedener Tonne CO₂ gegenüber den CO₂-Zertifikatspreisen dargestellt.

Wenn ein Punkt über den Balken liegt, dann sind die CCS-Kosten niedriger als die Opportunitätskosten, bzw. die spezifischen CCS-Kosten niedriger als die CO₂-Zertifikatspreise.

² Weder im Szenario WAM25_mod noch im Szenario WAM CCS wurde eine Erhöhung des Biomassepreises aufgrund von möglicher Verknappung hinterlegt, da der Biomassepreisverlauf sehr spekulativ wäre.

³ Dabei wurde von einer Erzeugung im Inland ausgegangen, wobei der Strompreis ca. 60% des Wasserstoffpreises ausmacht. Ggf. könnte 2040 importierter Wasserstoff zu niedrigeren Preisen zur Verfügung stehen.

Abbildung 5: Spezifische CCS-Kosten gegenüber CO₂-Zertifikatspreisen für ausgewählte Abfallverbrennungsanlagen



Für Siedlungsabfallverbrennungsanlagen zeigen Abbildung 5 und Abbildung 6 drei von sieben berechneten Anlagen. Anlage A hat aufgrund von Skaleneffekten zwar insgesamt hohe jährliche CCS-Kosten jedoch geringere spezifische Investitionskosten, insofern auch niedrigere Abschreibungskosten.

Die spezifischen CCS-Kosten je Tonne CO₂ der 7 MVAs liegen zwischen 200 und 431 €/t CO₂, bzw. 200 und 277 €/tCO₂ ohne Anlagen mit H₂-Kesselanlagen. Die jährlichen CCS-Kosten liegen zwischen 35 und 70 Mio. Euro; die Kosten der Anlagen mit H₂-Kesselanlagen liegen ebenso in diesem Bereich.

Abbildung 6: CCS-Kosten gegenüber Opportunitätskosten für ausgewählte Abfallverbrennungsanlagen

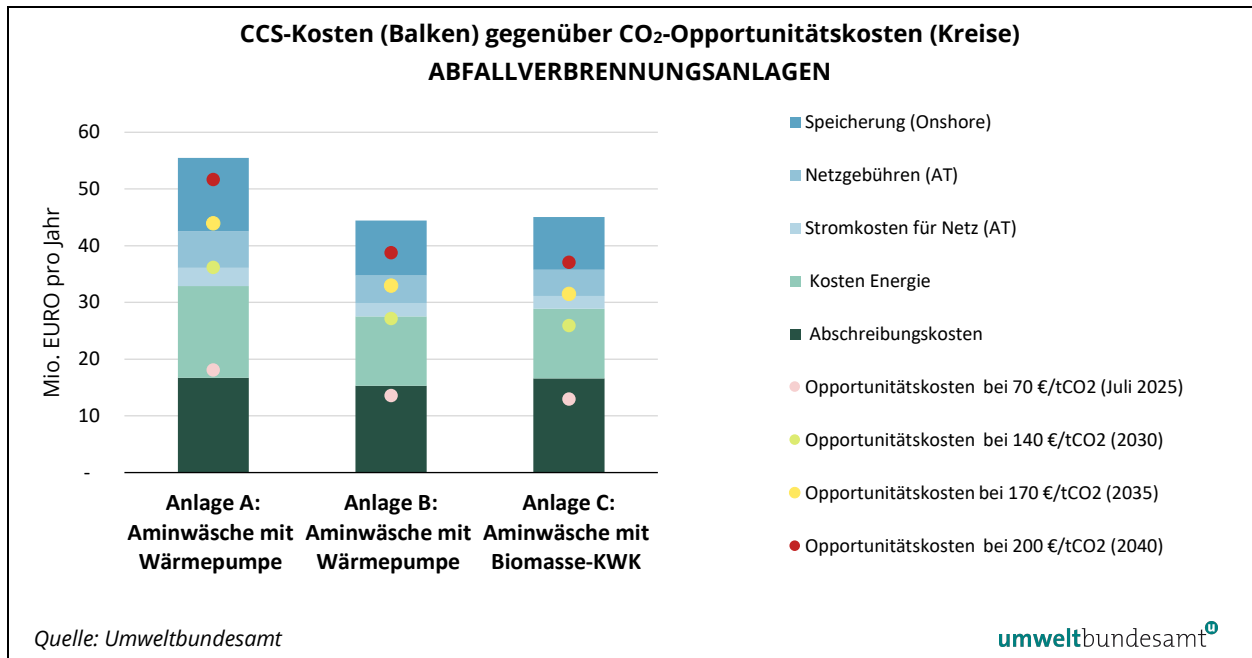
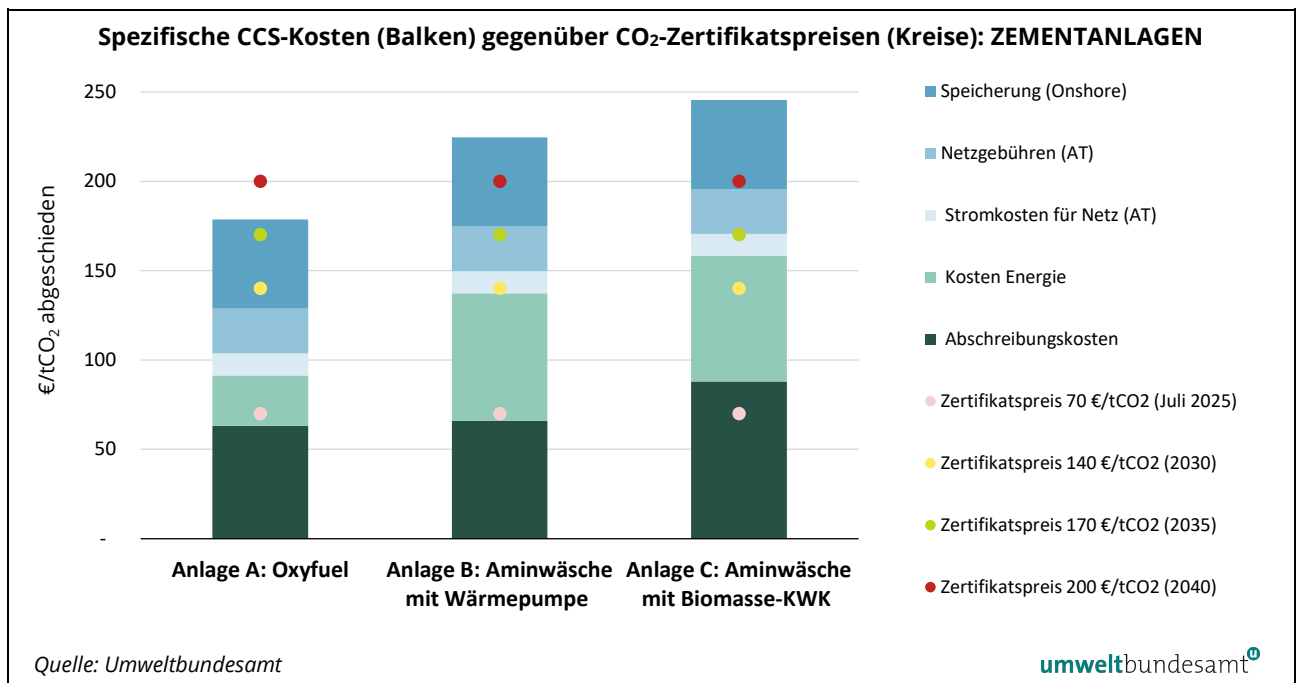


Abbildung 7: Spezifische CCS-Kosten gegenüber CO₂-Zertifikatspreisen für ausgewählte Zementanlagen



Für die Zementanlagen zeigen Abbildung 7 und Abbildung 8 drei von sieben berechneten Anlagen. Anlage A mit Oxyfuel-Technologie hat deutlich geringere Energiekosten (ohne Berücksichtigung der Luftzerlegung) für die CO₂-Abscheidung als Anlage B und C mit Aminwäsche.

Die spezifischen CCS-Kosten je Tonne CO₂ der 7 Anlagen liegen zwischen 139 und 397 €/t CO₂, bzw. zwischen 139 und 246 Millionen Euro exklusive Anlagen

mit Wasserstoffkesselanlagen. Die jährlichen CCS-Kosten der 7 Zementanlagen liegen zwischen 38 und 103 Millionen Euro, bzw. zwischen 38 und 82 Millionen Euro exkl. H₂-Anlagen.

Abbildung 8: CCS-Kosten gegenüber Opportunitätskosten für ausgewählte Zementanlagen

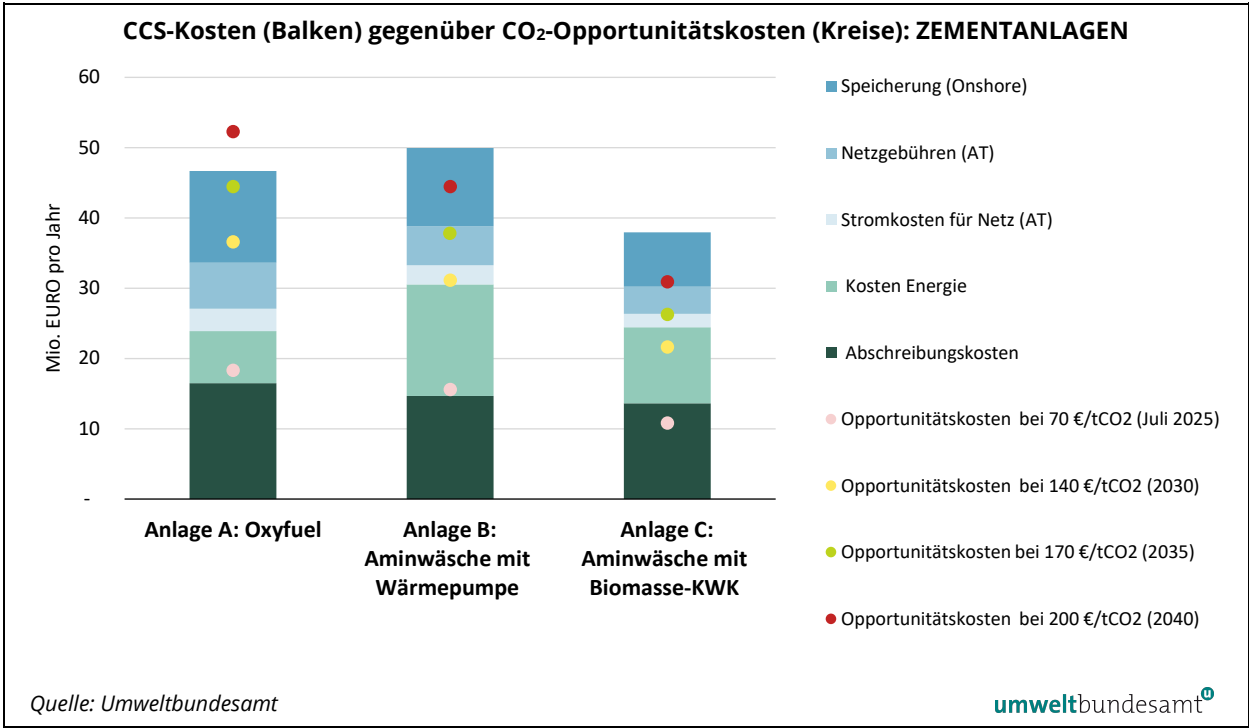
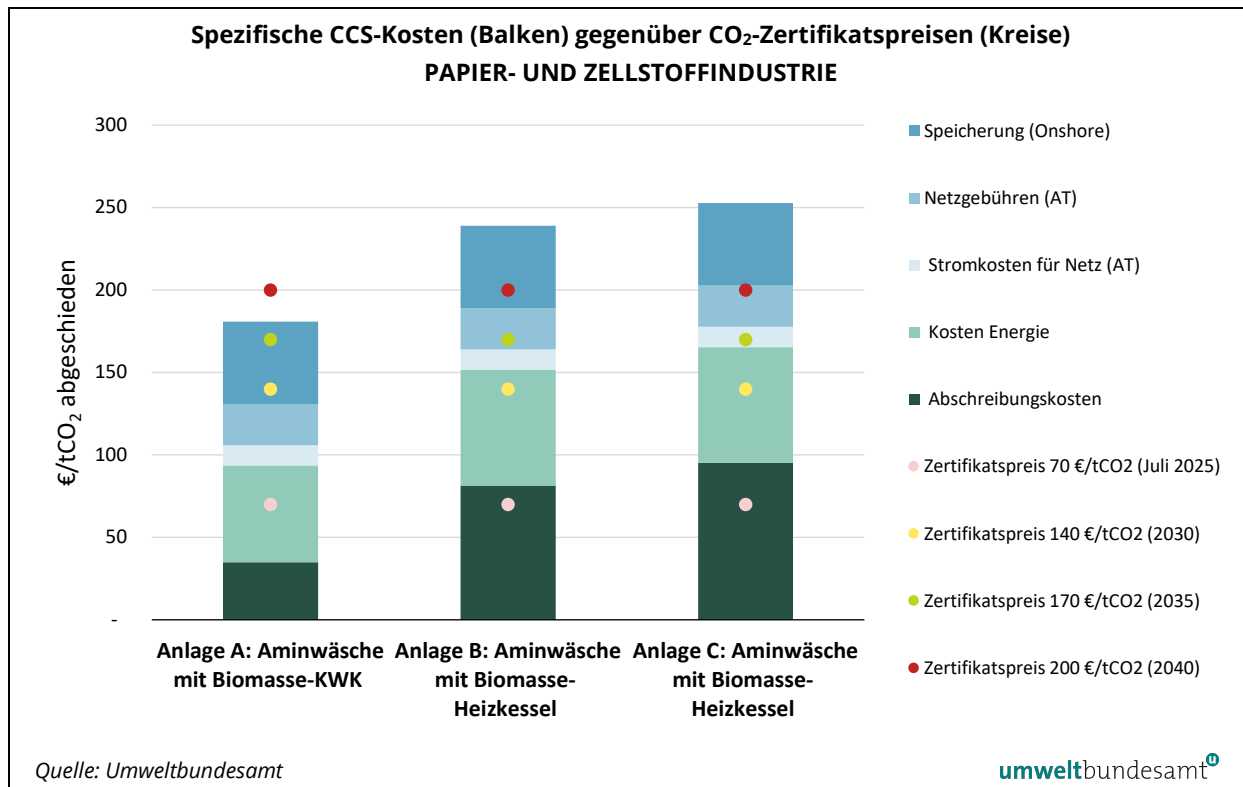


Abbildung 9: Spezifische CCS-Kosten gegenüber CO₂-Zertifikatspreisen für ausgewählte Anlagen in der Papier- und Zellstoffindustrie.



Für die Papier- und Zellstoffindustrie und die Holzindustrie zeigen Abbildung 9 und Abbildung 10 drei von 13 Anlagen. In diesen Industrien sind mehrere Kesselanlagen im Einsatz, u. a. Laugenverbrennungskessel. In den meisten Fällen wurde angenommen, dass mehrere Kessel einer Anlage mit einem Aminwäscher ausgestattet werden. Bei einem Viertel der Anlagen wurden zwei Aminwäscher eingeplant. Aufgrund der Größenunterschiede der Kesselanlagen variieren die CCS-Kosten in dieser Industrie sehr stark. Anlage A ist sechs Mal so groß wie Anlage B oder C. Weiters ist in dieser Anlage nur ein Aminwäscher nötig. Dies führt zu Skaleneffekten bei den Aminwäschern und damit geringeren spezifischen Abschreibungskosten.

Die spezifischen CCS-Kosten je Tonne CO₂ der 13 Anlagen liegen zwischen 181 und 423 €/t CO₂, bzw. zwischen 181 und 253 Mio. Euro exklusive Anlagen mit H₂-Anlagen. Die jährlichen CCS-Kosten liegen zwischen 32 und 276 Mio. Euro, bzw. zwischen 32 und 241 Mio. Euro exkl. H₂-Anlagen.

Abbildung 10: CCS-Kosten gegenüber Opportunitätskosten für ausgewählte Anlagen der Papier- und Zellstoffindustrie

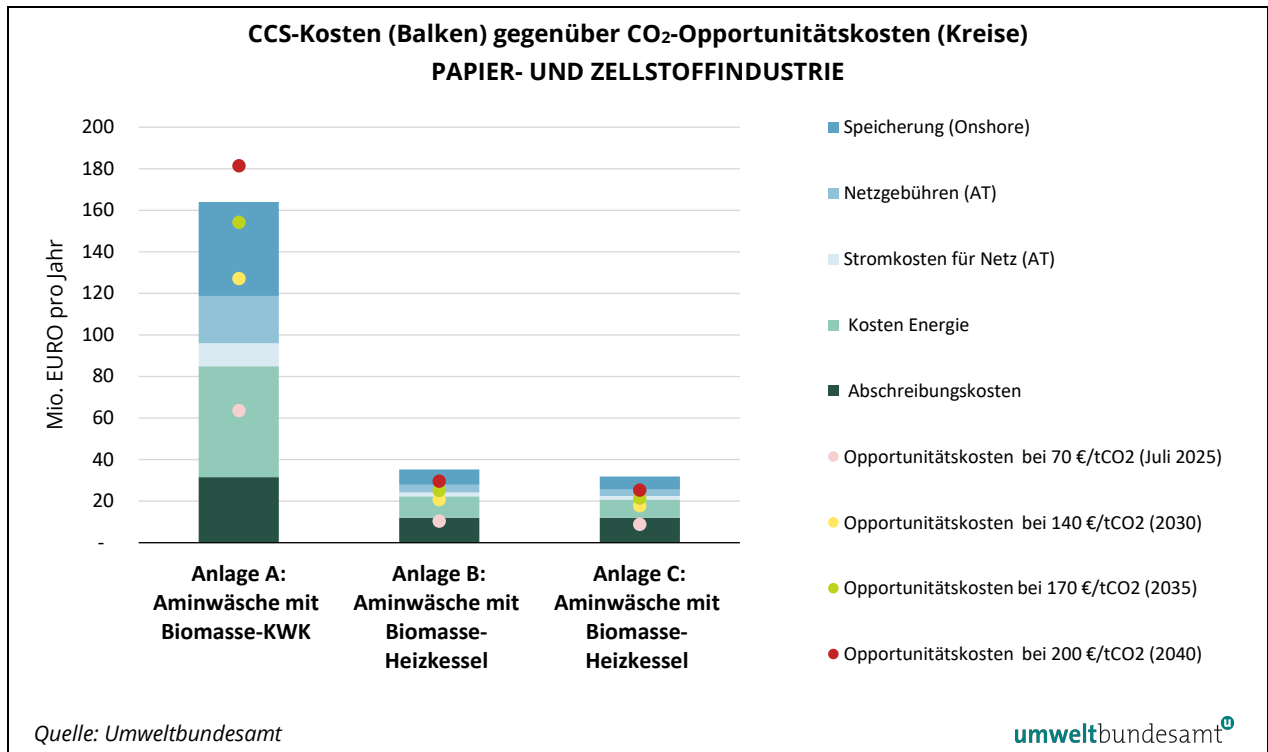
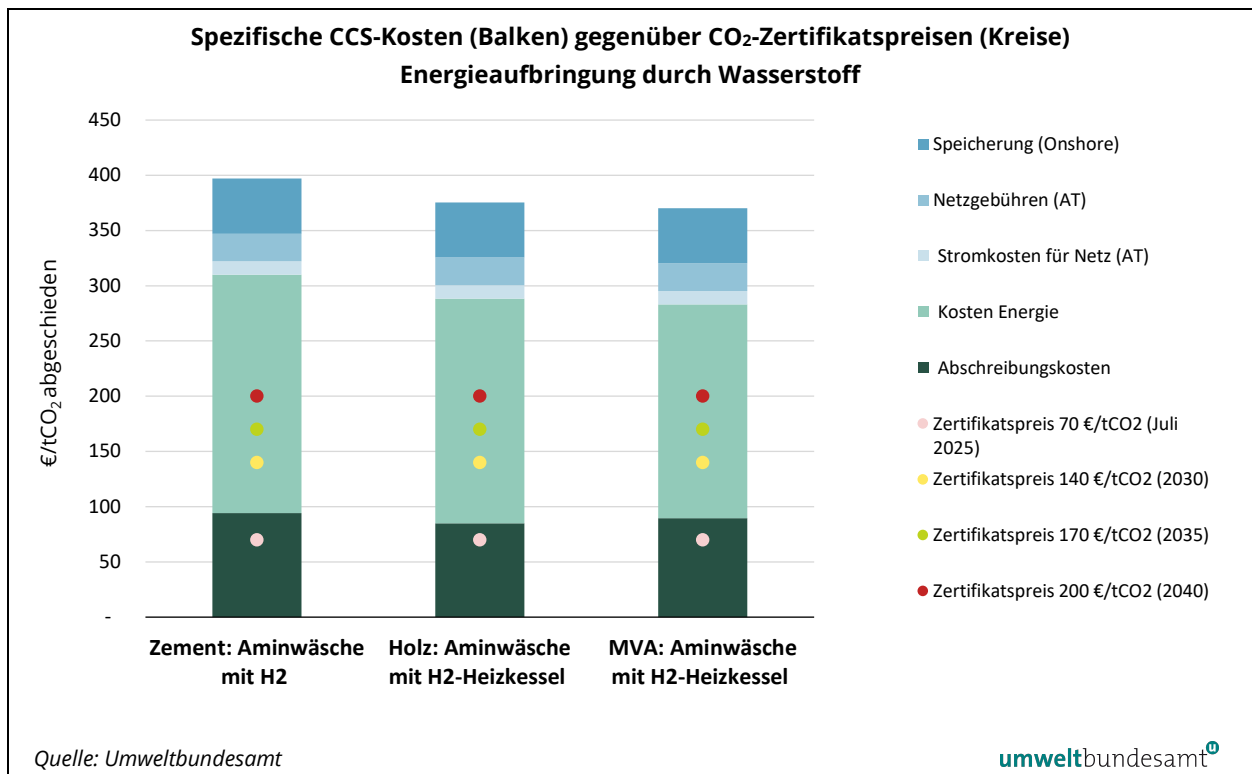
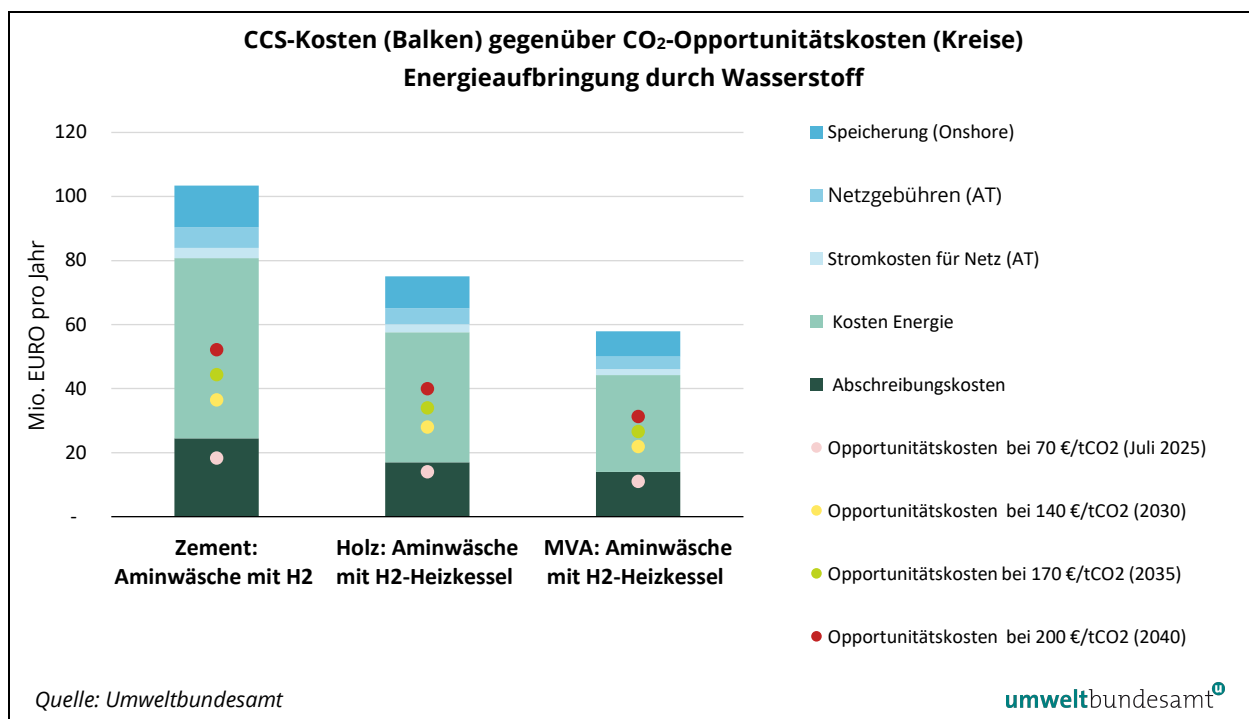


Abbildung 11: Spezifische CCS-Kosten gegenüber CO₂-Zertifikatspreisen für ausgewählte Anlagen mit Energieaufbringung durch Wasserstoff



Der Einsatz von Wasserstoff in Energieanlagen führt gegenüber Biomasse und Strom zu mehr als einer Verdoppelung der spezifischen Kosten, die zwischen 360 und 430 €/t CO₂ betragen. Wenn Wasserstoff verwendet wird, sind die spezifischen Energiekosten für CCS höher als der CO₂-Preis (vgl. Abbildung 11 und Abbildung 12).

Abbildung 12: CCS-Kosten gegenüber Opportunitätskosten für ausgewählte Anlagen mit Energieaufbringung durch Wasserstoff



Fazit

Von 31 Anlagen, die in der vorliegenden Studie betrachtet wurden, sind bei 5 Anlagen bei einem CO₂-Zertifikatspreis von 200 €/t CO₂ die Opportunitätskosten höher als die CCS-Kosten. Dabei handelt es sich um eine große Papier- und Zellstoffanlage, die den „Economies of Scale“-Effekt nutzen kann, eine MVA, sowie drei Anlagen mit Oxyfuel-Technologie aus der Zement- bzw. Kalkindustrie.

Der aktuelle CO₂-Preis von rund 70 €/t CO₂ deckt bei kleineren Anlagen selbst die Abschreibungskosten nicht vollständig. Bei einigen großen Anlagen deckt dieser Preis auch einen Teil der Energiekosten. Die Graphiken zeigen, dass die Abschreibungskosten in den meisten Fällen ca. den Opportunitätskosten entsprechen.

Ein CO₂-Preis von 140 €/t CO₂ deckt bei einem Drittel der Anlagen Abschreibungskosten und Energiekosten. Bei den übrigen zwei Dritteln der Anlagen sind bei 140 €/t CO₂ nicht einmal die Energiekosten gedeckt.

Ein Preis von 170 €/t CO₂ deckt bei ca. einem Viertel der Anlagen Abschreibungskosten, Energiekosten, Netzgebühren und auch die Netzstromkosten,

jedoch nicht die Kosten der Speicherung. Bei gut einem Drittel der Anlagen deckt der Preis von 170 €/t CO₂ nicht einmal die Abschreibungs- und Energiekosten (vgl. Abbildung 5 und Abbildung 7).

Wasserstoff als Energieträger zur Wärmeerzeugung ist aufgrund der hohen Kosten für diese Anwendung nicht geeignet (siehe Abbildung 11). Die spezifischen Kosten liegen zwischen 360 €/t CO₂ und 430 €/t CO₂.

Ohne Wasserstoff als Energieträger, müsste der CO₂-Preis zwischen 200 und 280 €/t CO₂ liegen, damit die Opportunitätskosten höher als die CCS-Kosten sind (vgl. Abbildung 6, Abbildung 8 und Abbildung 10).

Für ca. zwei Drittel der Anlagen liegen die jährlichen CCS-Kosten zwischen 30 bis 70 Millionen Euro. Für das Drittel mit hohen CCS-Kosten liegen die Kosten zwischen 80 bis 300 Millionen Euro.

5 ENERGETISCHE DATEN UND INVESTITIONSKOSTEN FÜR DIE MODELLIERUNG DES SZENARIOS WAM CCS

Zeitliche Entwicklung des Wärme- und Strombedarfs

Den zeitlichen Verlauf der Energiebedarfe für den Betrieb der CO₂-Abscheidungsanlagen sowie für den CO₂-Netztransport zeigt Tabelle 18. Dem Gesamtstrombedarf gegenübergestellt sind die Stromexporte im Szenario WAM NEKP sowie der zusätzliche Strombedarf im Szenario WAM CCS. Das Szenario WAM NEKP dient als Indikator für den zur Verfügung stehenden Stromüberschuss oder den zu bedeckenden Strombedarf (vgl. Tabelle 2 in Kapitel 2.2).

Tabelle 18: Zeitliche Entwicklung des Wärme- und Strombedarfs, und der dafür notwendigen Energieträger, für Abscheidung und Netzbetrieb im Szenario WAM CCS, gegenübergestellt mit Stromexporten im Zeitraum 2030 bis 2040.

in TWh	Energiebedarf		Energieträger			Strombedarf Netz	Strombedarf Summe	Stromexporte (WAM NEKP)	Zusatzstrombedarf
	Wärme	Strom	Biomasse	H ₂	Strom				
2030	0,7	0,2	1,0		0,1	0,1	0,2	8,9	-8,7
2035	3,0	0,9	1,4		1,4	0,4	1,8	6,2	-4,4
2040	8,9	6,5	3,6	4,6	6,6*	1,1	7,7*	2,8	+4,9*

* davon 4 TWh für elektrifizierten Steamcracker

In den Jahren 2030 und 2035 sind im zugrundeliegenden Szenario WAM 2025_mod (wie auch im Szenario WAM NEKP) Stromüberschüsse für den Export vorhanden. Ab dem Jahr 2040 muss die Stromerzeugung über das Szenario WAM NEKP und über das Szenario WAM25_mod hinaus deutlich ausgebaut werden, um den Mehrverbrauch des Szenarios WAM CCS zu decken.

Im Jahr 2040 ist der Strombedarf im Ausmaß von 8,9 TWh (davon 4 TWh durch Elektrifizierung Steamcracker und 4,9 TWh durch Wärmepumpe, Aminwäsche, Anlagen mit Oxyfuel-Technologie und Netz) nicht mehr durch den Überschuss im Szenario WAM NEKP bzw. WAM25_mod gedeckt. Der zusätzliche Strombedarf gegenüber dem Szenario WAM NEKP beträgt 4,9 TWh (vgl. Tabelle 18).

Im Jahr 2040 wird im Szenario WAM CCS die PV um 3,3 TWh stärker ausgebaut und Windkraft um 2,2 TWh stärker ausgebaut als im Szenario WAM NEKP. Außerdem werden Strom und Wärme zusätzlich aus Biomasse und Wasserstoff aufgebracht. Wärme wird auch aus Strom über den Einsatz von Wärmepumpen aufgebracht.

Im Jahr 2040 beträgt der zusätzliche Bedarf von Biomasse für KWK- und Heizwerke 3,6 TWh (13 PJ). Wenn der Biomassebedarf reduziert wird, erhöht sich im gleichen Ausmaß der Bedarf an Wasserstoff. Es müssen Biomasse-KWK-Anlagen und -Heizwerke mit einer Gesamtleistung von rund 546 MW errichtet werden

(siehe Tabelle 19). Wasserstoff wird als Energieträger eingesetzt, wenn Biomasse nicht mehr verfügbar ist.

Der im Jahr 2040 im Szenario WAM CCS für die Abscheidung benötigte Wasserstoff wird im Ausmaß von 4,6 TWh (16 PJ) zur Gänze importiert. Damit fällt kein Strombedarf für die Erzeugung in Österreich an. Es müssen H₂-KWK und -Heizwerk-Anlagen bzw. H₂-Heizwerke mit einer Leistung von rund 679 MW errichtet werden (siehe Tabelle 19).

Tabelle 19: Zeitliche Entwicklung des Ausbaus der Wärmeleistungskapazitäten zur Wärme- und teilweisen Stromaufbringung im Szenario WAM CCS (2040 entspricht dem Gesamtausbau). Angaben in MW.

in MW	Biomasse-Heizwerk	Biomasse-KWK	H ₂ -Heizwerk	H ₂ -KWK	Summe Kesselanlagen	Wärmepumpe
2030	47	65	0	0	112	0
2035	115	129	0	0	180	93
2040	352	194	377	302	1.225	117

Durch die Darstellung ohne Kommastelle können Rundungsdifferenzen entstehen.

Für die Bereitstellung von Strom und Wärme müssen in Summe eine Kesselleistung von 1.225 MW und eine Wärmepumpenleistung von 117 MW errichtet werden. Es wurde angenommen, dass dies direkt bei den Industrieanlagen analog zu Autoproducer-Anlagen erfolgt. Da die Effizienz von Wärmepumpen um den Faktor 3 höher ist als jene von Kesselanlagen, müsste die installierte Kesselleistung ca. 350 MW betragen.

Zeitliche Entwicklung der Investitionskosten

Die Investitionskosten in Abscheidungs- und Energieanlagen entwickelt sich analog zu den Energiebedarfen (vgl. Kapitel 4 und Tabelle 20).

Im Jahr 2030 werden 0,7 Millionen Tonnen CO₂ durch Aminwäschanlagen abgeschieden. Die Energie wird mittels Biomasse-KWK und -Heizwerk aufgebracht. Diese Splitting dient dazu, den vergleichsweise hohen Wärmebedarf bestmöglich zu decken. Es wird hier von einer Direkteinspeicherung in Österreich über eine kurze Leitung ausgegangen.

Im Jahr 2035 werden 3,2 Millionen Tonnen CO₂ in 9 Anlagen abgeschieden. Die meisten Anlagen sind mit Aminwäschern ausgestattet und in einem Zementwerk wird die Oxyfuel-Technologie eingesetzt (Neubau). Für die Bereitstellung der Wärme kommen neben Biomassekesseln auch Wärmepumpen zum Einsatz.

Im Jahr 2040 werden 9,2 Millionen Tonnen CO₂ in 31 Anlagen abgeschieden. Der Großteil mittels Aminwäsche und drei Anlagen mittels Oxyfuel-Technologie. In dieser letzten Periode wird auch Wasserstoff in Energieanlagen eingesetzt, da die Potenziale von Strom und Biomasse als ausgeschöpft angesetzt werden.

Für die Bereitstellung von Strom und Wärme müssen in Summe eine Kesselleistung von 1.225 MW und eine Wärmepumpenleistung von 117 MW errichtet

werden. Es wurde angenommen, dass dies direkt bei den Industrieanlagen analog zu Autoproducer-Anlagen erfolgt. Da die Effizienz von Wärmepumpen um den Faktor 3 höher ist als jene von Kesselanlagen, müsste die installierte Kesselleistung ca. 350 MW betragen.

Zeitliche Entwicklung der Investitionskosten

Die Investitionskosten in Abscheidungs- und Energieanlagen entwickelt sich analog zu den Energiebedarfen (vgl. Kapitel 4 und Tabelle 20).

Im Jahr 2030 werden 0,7 Millionen Tonnen CO₂ durch Aminwäscheanlagen abgeschieden. Die Energie wird mittels Biomasse-KWK und -Heizwerk aufgebracht. Diese Splittung dient dazu, den vergleichsweise hohen Wärmebedarf bestmöglich zu decken. Es wird hier von einer Direkteinspeicherung in Österreich über eine kurze Leitung ausgegangen.

Im Jahr 2035 werden 3,2 Millionen Tonnen CO₂ in 9 Anlagen abgeschieden. Die meisten Anlagen sind mit Aminwäschern ausgestattet und in einem Zementwerk wird die Oxyfuel-Technologie eingesetzt (Neubau). Für die Bereitstellung der Wärme kommen neben Biomassekesseln auch Wärmepumpen zum Einsatz.

Im Jahr 2040 werden 9,2 Millionen Tonnen CO₂ in 31 Anlagen abgeschieden. Der Großteil mittels Aminwäsche und drei Anlagen mittels Oxyfuel-Technologie. In dieser letzten Periode wird auch Wasserstoff in Energieanlagen eingesetzt, da die Potenziale von Strom und Biomasse als ausgeschöpft angesetzt werden.

Tabelle 20: Zeitliche Entwicklung der Investitionskosten für Abscheidungs- und Energieanlagen und den Netzausbau im Szenario WAM CCS, kumuliert über alle Sektoren (2036-2040 entspricht den Gesamtkosten). Angaben in Mio. €.

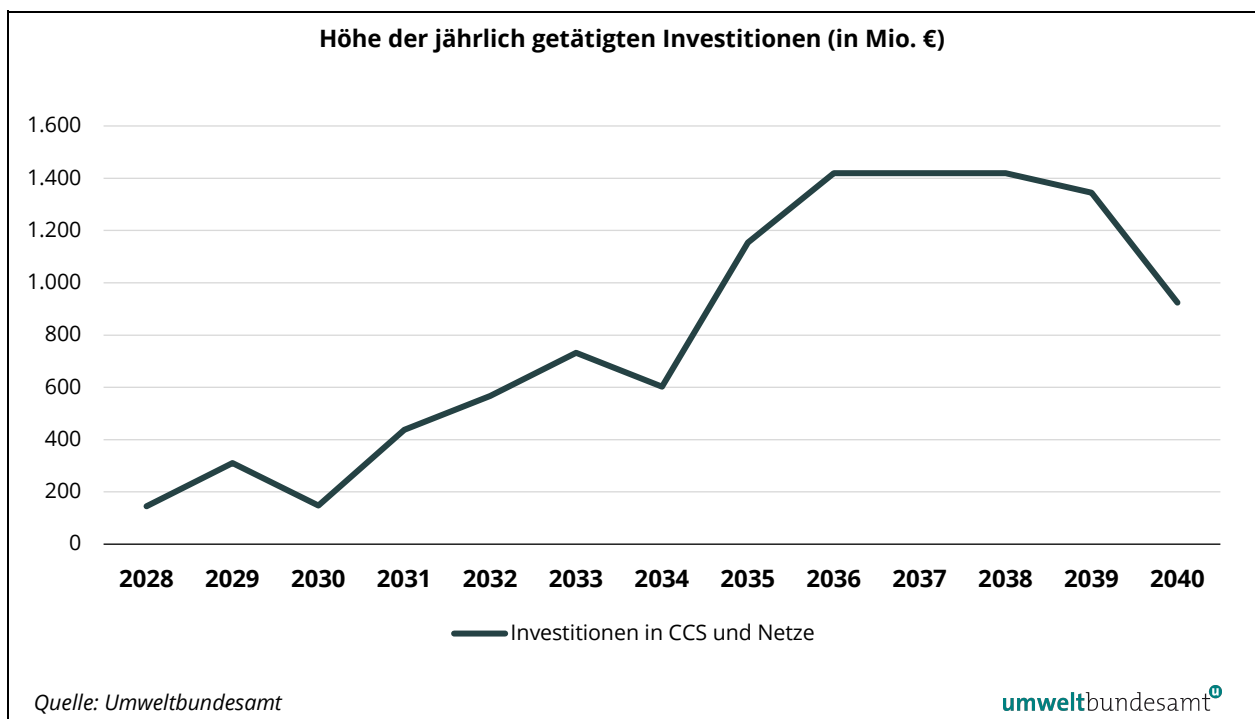
in Mio.€	Abscheideanlagen		Energieanlagen			Netzaus- bau	Summe	Emissionen abgeschieden [kt CO ₂]
Zeitraum	Amin- wäsche	Oxyfuel	Bio- masse- HW/KWK	H ₂ - HW/KWK	Wärme- pumpe			
2028–2030	290	0	106	0	0	15	411	691
2031–2035	1.290	330	218	0	349	1.000	3.187	3.167
2036–2040	3.510	810	590	1.323	442	4.000	10.676 15.175*	9.151 9.551*

*inkl. Elektrifizierung des Steamcrackers erhöhen sich die Kosten um 4,5 Mrd. € und 400 kt CO₂ werden zusätzlich vermieden.

6 VOLKSWIRTSCHAFTLICHE EFFEKTE

Zur Bewertung der volkswirtschaftlichen Effekte wurden die zusätzlich erforderlichen Energiemengen und die Investitionskosten für CCS (vgl. Kap. 3 bis 5 Tabelle 20) in ein makroökonomisches Modell (MIO-ES 2.0) eingepflegt. Die Gesamtsumme für die Investitionen in CCS-Anlagen und Netz bis zum Jahr 2040 beträgt in der zugrundeliegenden Abschätzung 10,7 Mrd. €. (Alternativszenario inkl. Elektrifizierung des Steamcrackers siehe Anhang). Abbildung 13 zeigt die Investitionen in CCS und Netzausbau im Zeitverlauf. Die Effekte im Szenario WAM CCS werden gegenüber dem Szenario WAM25_mod (vgl. Kap. 2) analysiert. Die prozentuellen Änderungen in den folgenden Abbildungen (Abbildung 14 bis Abbildung 21) zeigen die Unterschiede zwischen den beiden Szenarien.

Abbildung 13: Investitionen in CCS und Netzausbau im Zeitraum 2028 bis 2040



Die volkswirtschaftliche Analyse umfasst mehrere Varianten, die Gesamtsumme der Investitionen ist in dieser Analyse jedoch immer gleich. Die Varianten unterscheiden sich hinsichtlich der Höhe der staatlichen Förderungen für die Investitionen, der Mittelbereitstellung mit bzw. ohne Budgetrestriktion sowie die Finanzierung des CO₂-Netzausbau durch den Staat mit Refundierung. Die Ergebnisse der relevanten makroökonomischen Größen (Wertschöpfung, Konsum, Beschäftigung und Budgetsaldo) sind in den Kapiteln 6.1 bis 6.2 dargestellt. Die Effekte auf die Wertschöpfung, den Privatkonsum sowie die Beschäftigung wurden analysiert. Als fiskalische Kenngröße wurde der Budgetsaldo herangezogen. Die makroökonomischen Indikatoren bilden relevante Größen ab, anhand derer die direkten, indirekten und induzierten Effekte sichtbar sind. Die Wertschöpfung profitiert von den Investitionen direkt (und über Zweitrunde effekte auch indirekt), während etwa der Konsum nur durch die induzierten

Effekte (durch ein höheres verfügbares Einkommen) steigt. Die Investitionen lösen auch Zweitrundeneffekte aus, die noch über 6 % der ursprünglichen Mehrinvestitionen hinausgehen.

Modellspezifische Erläuterungen

Die in Kapitel 4.1 angeführten Branchen sind im MIO-ES-Modell den jeweiligen entsprechenden NACE-Kategorien⁴ zugeordnet. In den folgenden NACE-Kategorien wurden CCS-bedingte Investitionen getätigt: C16 (Herstellung von Holz-, Flecht-, Korb- und Korkwaren (ohne Möbel)), C17 (Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus), C19 (Kokerei und Mineralölverarbeitung), C23 (Herstellung von Glas und Glaswaren, Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden), D35.1 (Elektrizitätsversorgung), D35.2 (Gasversorgung), D35.3 (Wärme- und Kälteversorgung) und E36-39 (Wasserversorgung; Abwasser- und Abfallentsorgung und Beseitigung von Umweltverschmutzungen). Bei den produzierenden Sektoren, die die CCS-Anlagen errichten, wurden folgende CCS-spezifische Investitionsstrukturen unterstellt: 79 % fließen in Maschinen und Metallserzeugnisse, 10 % in den Hochbau, 7 % in chemische Güter und 4 % in den Sektor Rest (entspricht Dienstleistungen ohne Verkehr). Für die Energie- und Abfallsektoren wurden die bisherigen güterseitigen Investitionsstrukturen angenommen.

6.1 50 % der CCS- und 100 % der Netzinvestitionen werden durch die öffentliche Hand finanziert (Szenario 1)

Szenario 1 kann ab einem CO₂-Zertifikatspreis von 140–200 €/tCO₂ als plausibel angesehen werden und passt somit zu den im Szenario WAM CCS hinterlegten CO₂-Preisen (vgl. Kapitel 4.5). Die Investitionen steigen im Zeitverlauf aufgrund der steigenden Anlagenzahl. Im Jahr 2028 werden rund 150 Millionen Euro, im Jahr 2035 werden 1,1 Milliarden Euro, im Jahr 2038 werden 1,4 Milliarden Euro investiert (siehe Abbildung 13).

Für die Szenarien 1 bzw. 1a wird angenommen, dass 50 % der CCS-Investitionskosten vom Staat gefördert und 100 % der Netze von Seiten des Staates finanziert werden. Dies bedeutet über die gesamte betrachtete Periode von 2028 bis 2040 einen Finanzierungsbedarf für die öffentliche Hand in Höhe von 7,3 Milliarden Euro.

Die Höhe der zu tätigen Investitionen wird für die nachfolgenden Szenarien 2 und 2a gleich angesetzt. Für die CCS-Anlagen und dafür notwendigen Kraftwerke wurden 6,7 Milliarden Euro über den Betrachtungszeitraum von den in

⁴ NACE...Nomenclature des Activités Économiques, Einteilung der Wirtschaftsaktivitäten in der Statistik

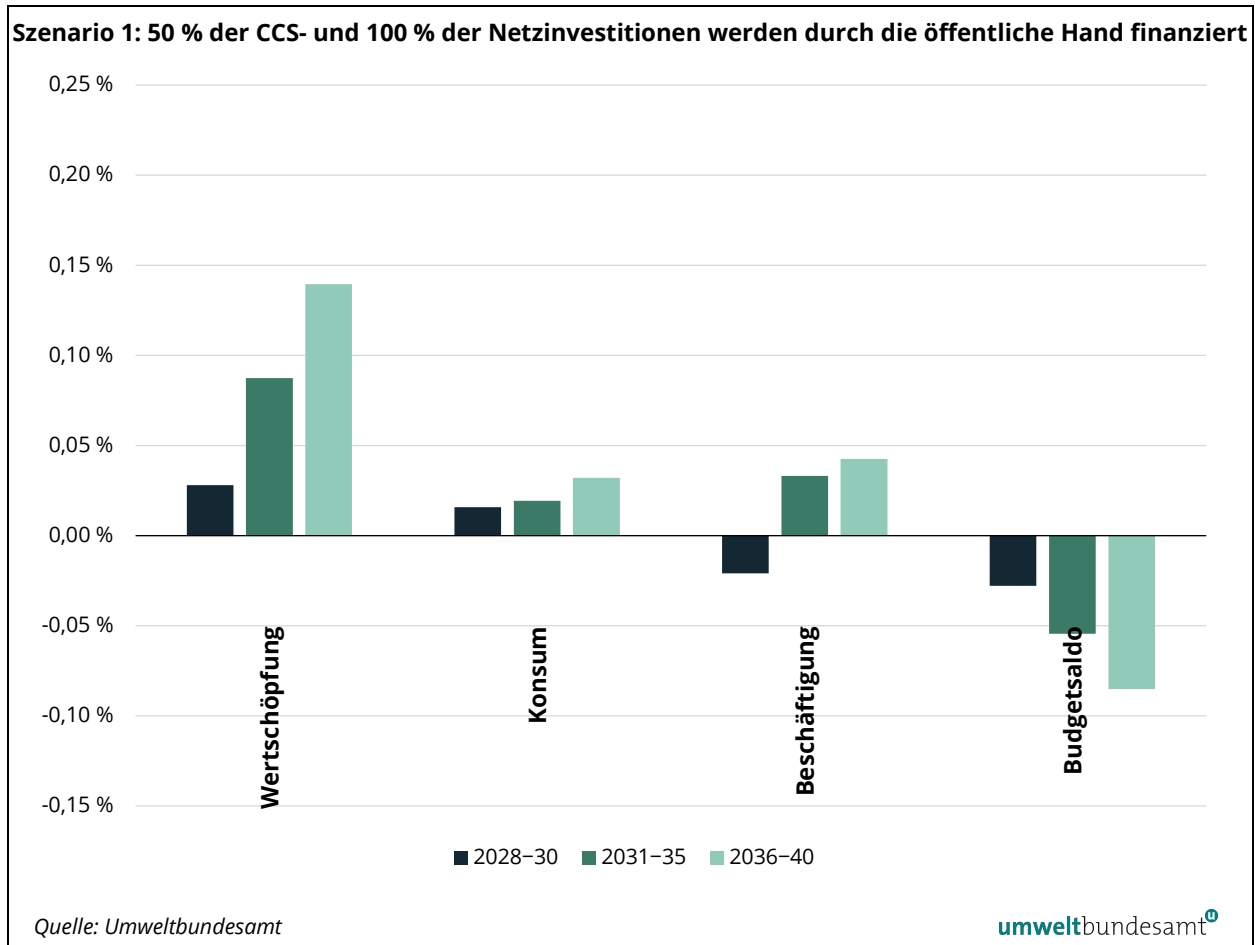
Kapitel 4 genannten Branchen investiert sowie knapp 4 Milliarden Euro in den Auf- und Ausbau der CO₂-Netze.

Dieses zusätzlich investierte Geld bewirkt, wie in Abbildung 14 erkennbar, einen positiven Anreiz für die österreichische Wirtschaft. Die heimische Wertschöpfung steigt über die gesamte Periode an, speziell in der letzten Periode des Endausbaus von CCS und der Netze am höchsten. Die gesamtwirtschaftliche Wertschöpfung profitiert am stärksten (zwischen 350 und 400 Millionen Euro im Durchschnitt pro Jahr von 2028 bis 2040), insbesondere durch direkte und indirekte Investitionsimpulse. Auch die Beschäftigung profitiert mit rund 1.000 Vollzeitäquivalenten (jährlicher Durchschnittswert für den Zeitraum von 2030 bis 2040) gegenüber dem Vergleichsszenario WAM25_mod. Das verfügbare Einkommen steigt mit 100 Millionen Euro jährlich über induzierte Effekte leicht an. Dadurch steigt auch der private Konsum um rund 50 Millionen Euro pro Jahr für den Zeitraum von 2030 bis 2040.

**Entsprechung der
Prozente in Mio. Euro**

Zur besseren Einordnung der Effekte können folgende Vergleichswerte angeführt werden: +0,1 % Wertschöpfung entspricht durchschnittlich um 400 Millionen Euro mehr Wertschöpfung als im Szenario WAM25_mod, +0,01 % Konsum entspricht 20 Millionen Euro mehr Konsum als im WAM25_mod, +0,05 % Beschäftigung entspricht 2.000 Vollzeitäquivalenten mehr als im Szenario WAM25_mod und -0,05 % Budgetsaldo entsprechen einem um 450 Millionen Euro höherem Defizit als im Szenario WAM25_mod.

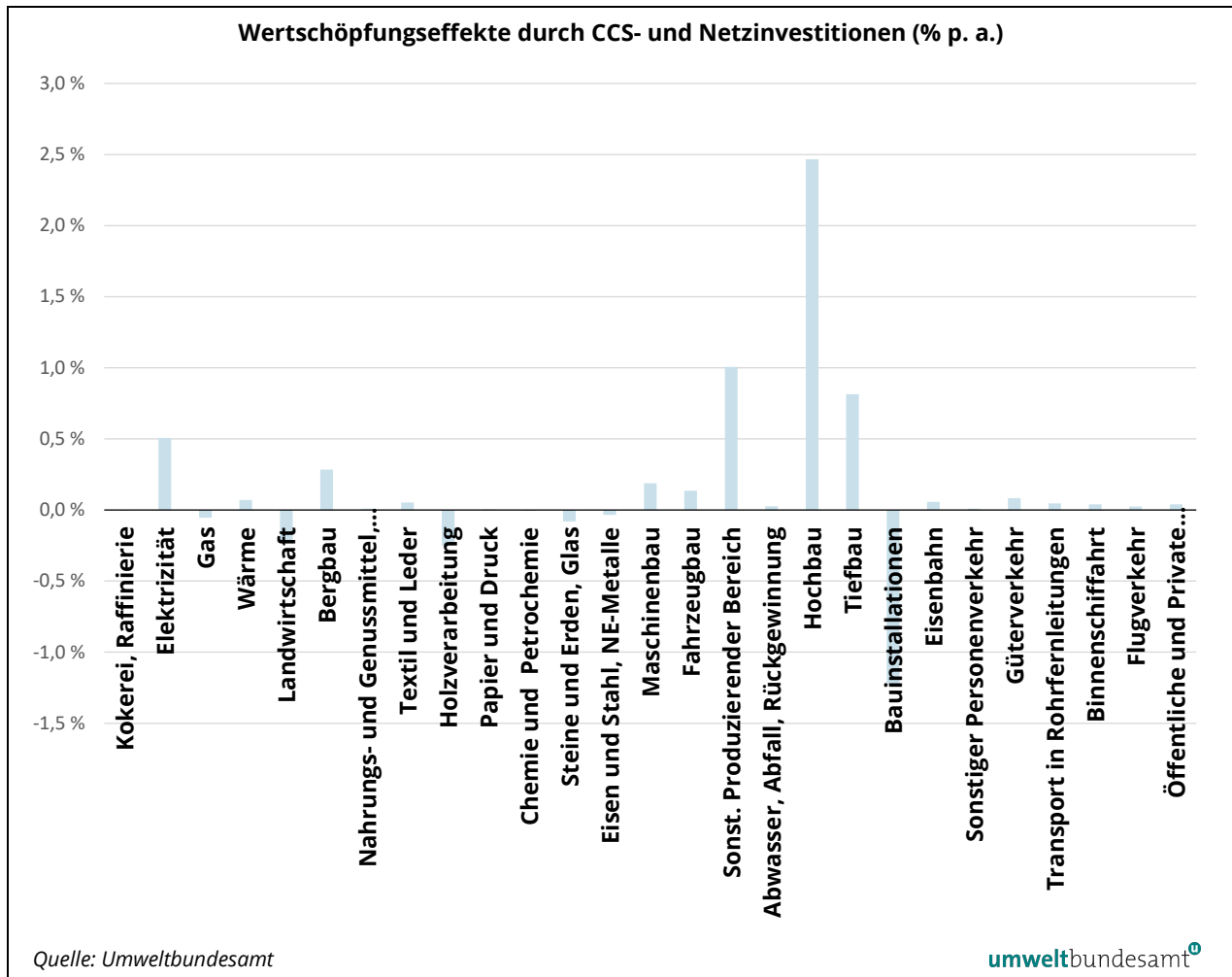
Abbildung 14: Prozentuelle Veränderungen Szenario WAM CCS zu WAM25_mod (Durchschnitt p. a.) in Szenario 1 mit 50 % der CCS- und 100 % der Netzinvestitionen finanziert durch die öffentliche Hand.



Die anfänglich leicht sinkende Beschäftigung hängt mit einer Umstellung gewisser Sektoren zusammen, insbesondere innerhalb des Bausektors. Nach Branchen aufgeschlüsselt zeigen sich recht unterschiedliche Effekte gegenüber dem Vergleichsszenario, wie die nachfolgende Gegenüberstellung verdeutlicht (Abbildung 15). Da sich die Vorleistungsstruktur der Sektoren aufgrund von CCS umstellt, gibt es bei anfangs geringen Investitionen einen leichten Rückgang. Insbesondere innerhalb des Bausektors gibt es eine signifikante Verschiebung vom Baunebengewerbe zum Hochbau1F⁵. Hinzu kommt, dass CCS viel stärker kapital- als beschäftigungsintensiv ist und zudem hinsichtlich der nachgefragten Güter (Maschinen) auch sehr importlastig. Nichtsdestotrotz überwiegen über den Zeitverlauf die positiven ökonomischen Effekte.

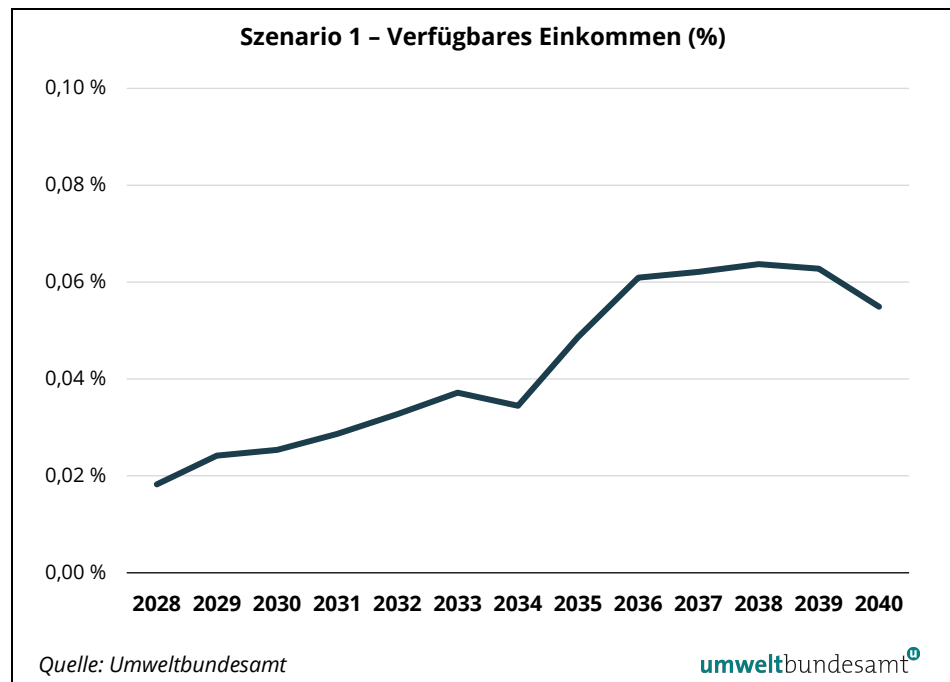
⁵ Der Hochbau setzt bei gleicher Wertschöpfung weniger Beschäftigte ein als das Baunebengewerbe.

Abbildung 15: Branchenspezifische Wertschöpfungseffekte (Szenario WAM CCS gegenüber WAM25_mod)



Die Einkommensentwicklung (vgl. Abbildung 16) liegt durch die genannten makroökonomischen Zuwächse über den gesamten Zeitraum leicht über der Baseline und nimmt mit steigendem Investitionsvolumen weiter zu. Der Zuwachs des verfügbaren Einkommens aller Haushalte steigt von 40 Millionen auf über 170 Millionen Euro an, gesamtgesellschaftlich bedeutet das im Mittel rund 0,05 % Anstieg.

Abbildung 16: Aggregierter Einkommenseffekt (Szenario WAM CCS gegenüber WAM25_mod) in Szenario 1 mit 50 % der CCS- und 100 % der Netzinvestitionen finanziert durch die öffentliche Hand.



Die in diesem Szenario getätigten Annahmen zur Herkunft der Mittel für den Ausbau von CCS samt Netzen führen zu einer steigenden Belastung für das öffentliche Budget. Für das Budget bedeutet es eine Mehrbelastung von anfänglich 150 Millionen Euro und gegen das Jahr 2040 von 750 Millionen Euro pro Jahr. Der Konsolidierungsbedarf von in Summe einigen Milliarden Euro wurde in den weiteren Berechnungen berücksichtigt, an dieser Stelle wurden zunächst keine budgetären Maßnahmen unterstellt (siehe zum direkten Vergleich Kapitel 6.1.1).

6.1.1 Szenario 1a: 50 % der CCS- und 100 % der Netzinvestitionen werden durch die öffentliche Hand finanziert mit ausgabenneutraler öffentlicher Finanzierung

Die in Kapitel 6.1.1 vorgestellte Variante mit einem Finanzierungsbedarf für die öffentliche Hand in Höhe von 7,3 Milliarden Euro (davon 4 Mrd. Euro für das Netz und 3,3 Mrd. Euro bei 50 % Förderung der CO₂-Abscheidung inkl. Energieanlagen) wurde auch mit einer Budgetrestriktion ökonomisch modelliert. Ziel der Modellierung ist ein Szenario, das eine ausgabenneutrale Finanzierung durch die öffentliche Hand abbildet. Dazu müssen die genannten Summen an anderer Stelle eingespart oder umgeschichtet werden. Unter der Restriktion einer ausgabenneutralen Finanzierung ist es essenziell, auf die möglichen Trade-Offs von staatlichen Einsparungen hinzuweisen. Im Prinzip konzentrieren sich diese auf die zwei Pole Sozialausgaben und Staatskonsum. Während Eingriffe

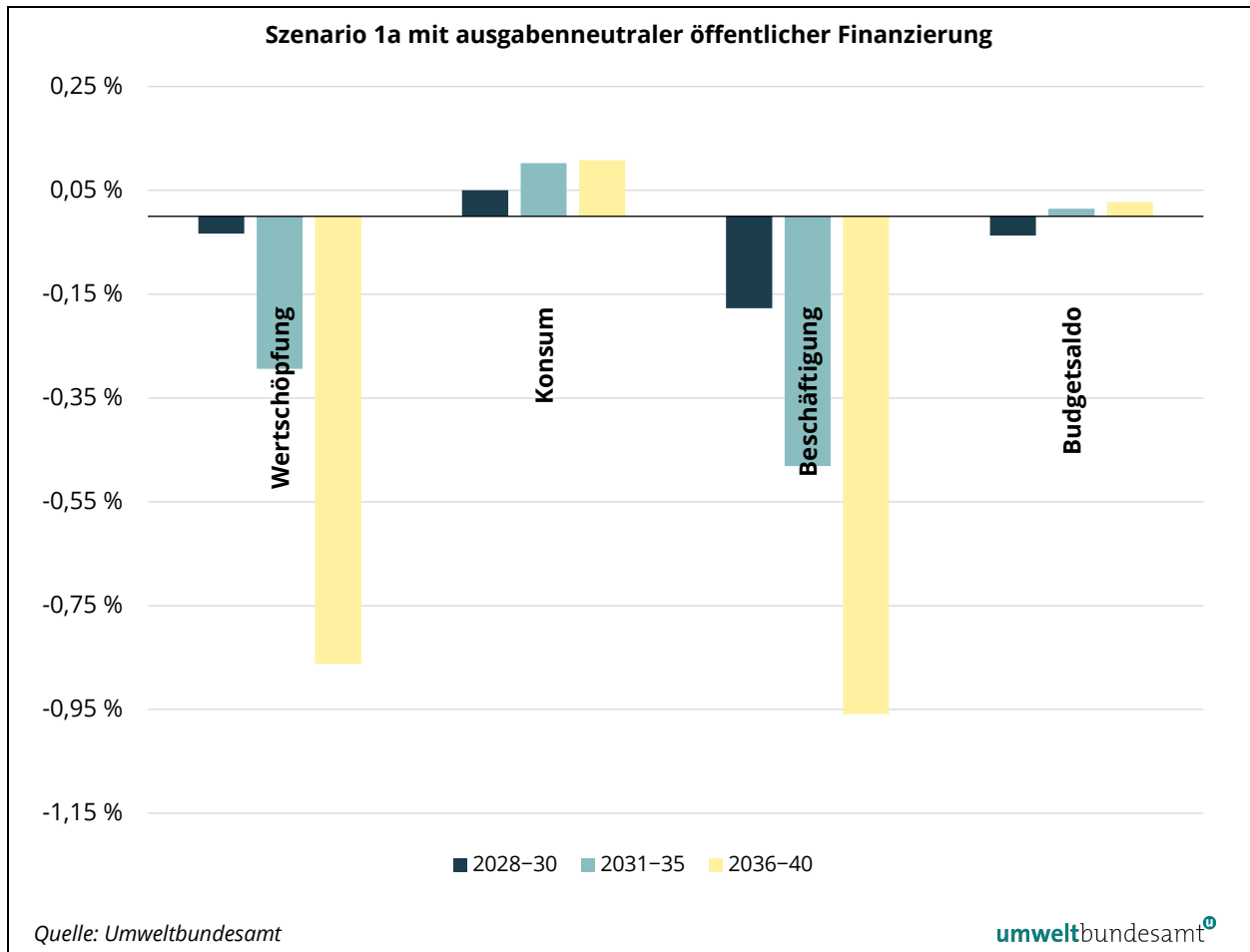
bei den Sozialausgaben für die Haushalte äußerst einkommensrelevant sind, aber weniger wachstumsrelevant, verhält es sich beim Staatskonsum umgekehrt. Hier wirken Kürzungen deutlich stärker wertschöpfungs- und beschäftigungsmindernd als einkommensmindernd.

In dieser Variante erfolgt die ausgabenneutrale öffentliche Finanzierung vollständig durch Kürzungen beim Staatskonsum. Aufgrund ökonomischer und budgetärer Wechselwirkungen können diese Annahmen nur ex ante modelliert werden. Dies bedeutet, dass Feedbacks die Ökonomie und das Budget über die Zeit gleichermaßen positiv oder negativ beeinflussen können. Die Wertschöpfung sinkt nun fortlaufend ab, im Jahr 2040 liegt sie um eine knappe Milliarde Euro unter dem Ausgangsniveau des Szenarios WAM25_mod. Gleichermäßen fällt auch die Beschäftigung kontinuierlich, bis auf -9.500 Vollzeitäquivalente. Das verfügbare Einkommen ist demgegenüber noch verhältnismäßig stabil und auch der private Konsum ist relativ unverändert.

Bei der Annahme einer hohen Finanzierungssumme für den Staat ist die Frage der Mittelherkunft sehr relevant. Einen substanziellen Betrag für CCS aus den anderen öffentlichen Ausgaben bereitzustellen, geht, wie Abbildung 17 verdeutlicht, sehr zu Lasten der Wertschöpfung und in gleichem Maße der Beschäftigung⁶. Dieser Trade-off für eine ausgabenneutrale Bereitstellung des CCS kann als sehr hoch erachtet werden. Der Konsum profitiert phasenweise von sinkenden Preisen aufgrund des Wirtschaftseinbruchs. Vor allem sind die positiven Auswirkungen auf das Budget im Vergleich zu den ursprünglichen Berechnungen (vgl. Abbildung 14) klar ersichtlich.

⁶ Die gekürzten Staatsausgaben gehen mit einer höheren inländischen Wertschöpfung einher als die CCS-Investitionen.

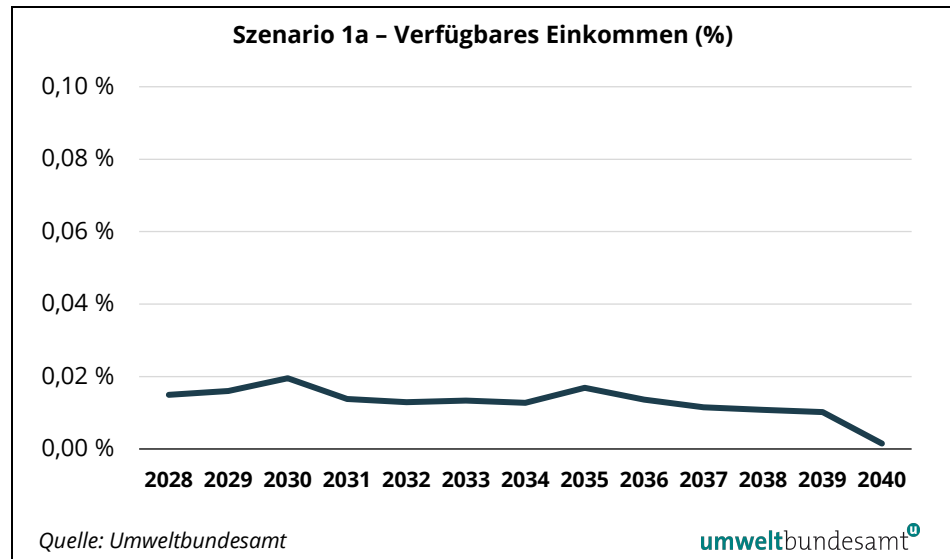
Abbildung 17: Prozentuelle Veränderungen Szenario WAM CCS zu WAM25_mod (Durchschnitt p. a.) in Szenario 1a mit 50 % der CCS- und 100 % der Netzinvestitionen finanziert durch die öffentliche Hand und Ausgabenneutralität



Auch hier wieder zur besseren Einordnung der Effekte: -1 % Wertschöpfung entspricht um 4 Milliarden Euro weniger Wertschöpfung als im Szenario WAM25_mod, +0,1 % Konsum entspricht 200 Millionen Euro mehr Konsum als im Szenario WAM25_mod und -1 % Beschäftigung entspricht 40.000 Vollzeit-äquivalenten mehr als im Szenario WAM25_mod.

Die Einkommensentwicklung (vgl. Abbildung 18) ist im Vergleich zu Szenario 1 ohne Ausgabenneutralität nahe an der Nulllinie. Der Zuwachs des verfügbaren Einkommens aller Haushalte bewegt sich zwischen 5 und 50 Millionen Euro.

Abbildung 18: Aggregierter Einkommenseffekt (Szenario WAM CCS gegenüber WAM25_mod) in Szenario 1a mit 50 % der CCS- und 100 % der Netzinvestitionen finanziert durch die öffentliche Hand und Ausgabenneutralität.

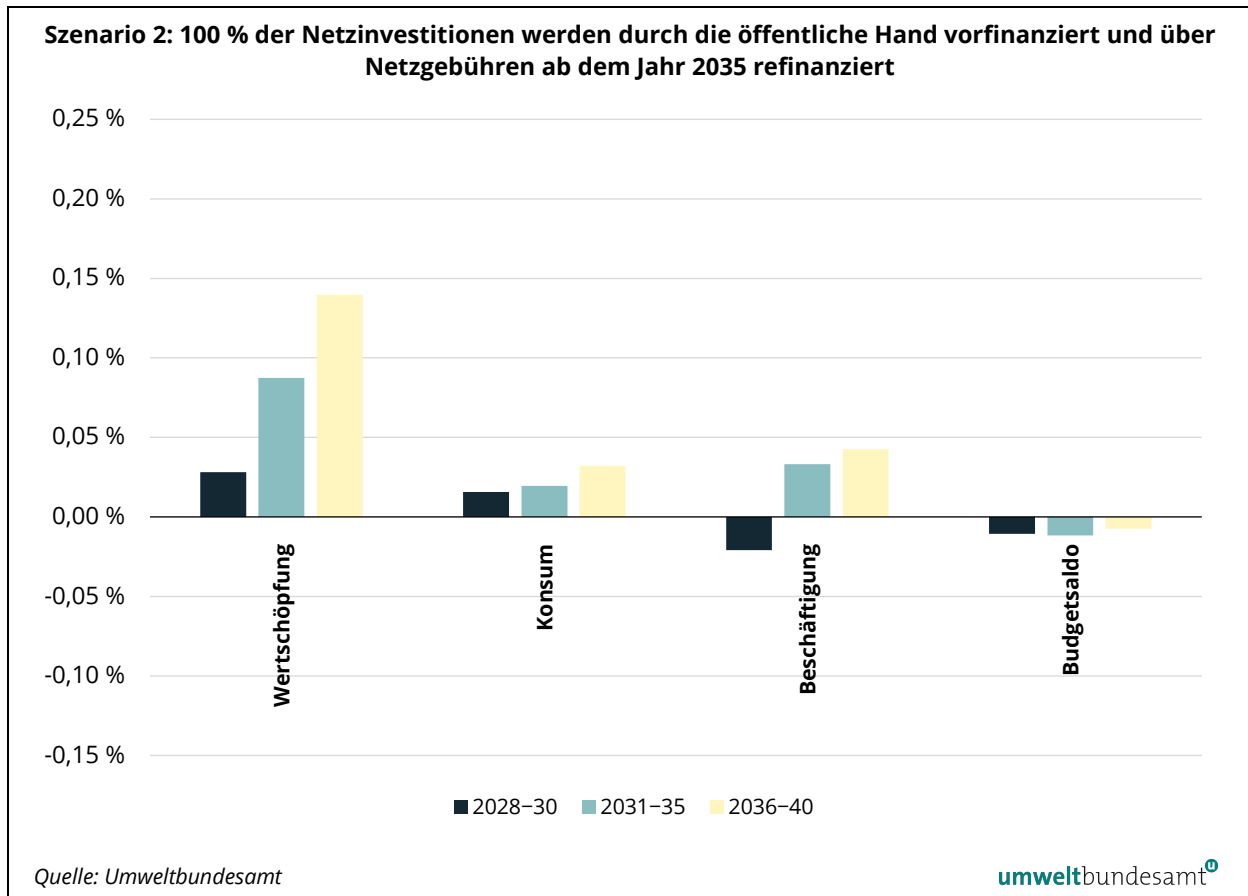


6.2 100 % der Netzinvestitionen werden durch die öffentliche Hand vorfinanziert und über Netzgebühren ab dem Jahr 2035 refinanziert (Szenario 2)

Szenario 2 ist plausibel bei einem CO₂-Zertifikatspreis von 200–280 €/tCO₂ (ohne Einsatz von Wasserstoff als Energieträger, vgl. Kapitel 4.5), da dann die spezifischen CCS-Kosten durch den CO₂-Preis abgedeckt sind. Das Netz wird zunächst öffentlich vorfinanziert. Ab dem Jahr 2035 wird angenommen, dass für die öffentlich vorfinanzierten CO₂-Netze Netzgebühren eingehoben werden. Als Gebühr wurden 25 € pro Tonne CO₂ angenommen; auf Basis der Höhe der Investitionen, 20 Jahre Abschreibungsdauer und einer geringen Verzinsung. Eine Sensitivitätsrechnung wurde für eine Netzgebühr in Höhe von 20 € pro Tonne CO₂ vorgenommen. Die Ergebnisse sind sehr ähnlich.

Die ökonomischen Ergebnisse sind mit dem Kapitel 6.1 kohärent, lediglich der negative Budgetsaldo ist deutlich geringer. Die Einhebung von Netzgebühren reduziert den Konsolidierungsbedarf mit einem gewissen Timelag, wie in Abbildung 19 zu sehen ist. Die Einhebung der Netzgebühren beginnt im Jahr 2035 und ist auf 20 Jahre angelegt, sodass die vorfinanzierte Summe refinanziert wird. Der Analysezeitraum ist mit dem Jahr 2040 beschränkt, wodurch der vollständige positive Budgeteffekt daraus nicht darstellbar ist.

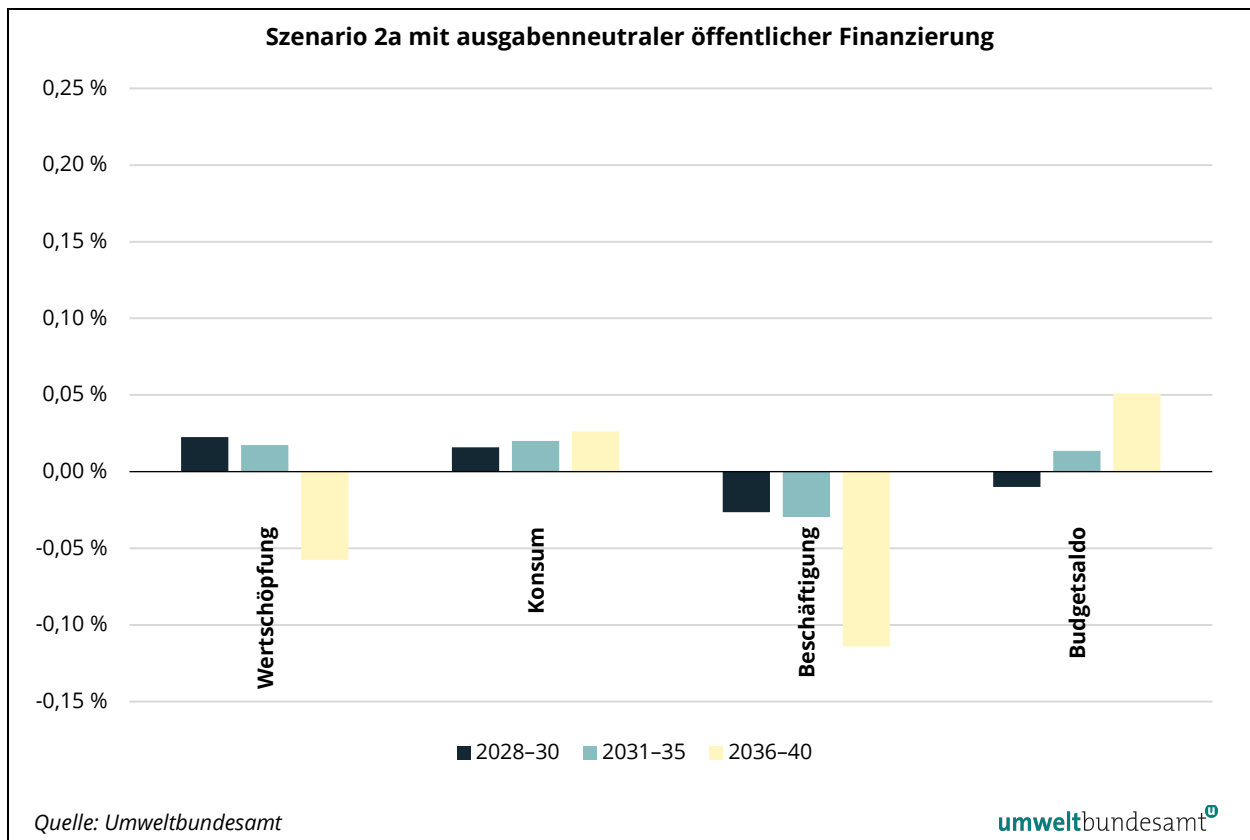
Abbildung 19: Prozentuelle Veränderungen Szenario WAM CCS zu WAM25_mod (Durchschnitt p. a.) in Szenario 2 mit 100 % der Netzinvestitionen vorfinanziert durch die öffentliche Hand und refinanziert über Netzgebühren ab dem Jahr 2035.



6.2.1 Szenario 2a: 100 % der Netzinvestitionen werden durch die öffentliche Hand vorfinanziert und über Netzgebühren ab 2035 refinanziert mit ausgabenneutraler öffentlicher Finanzierung

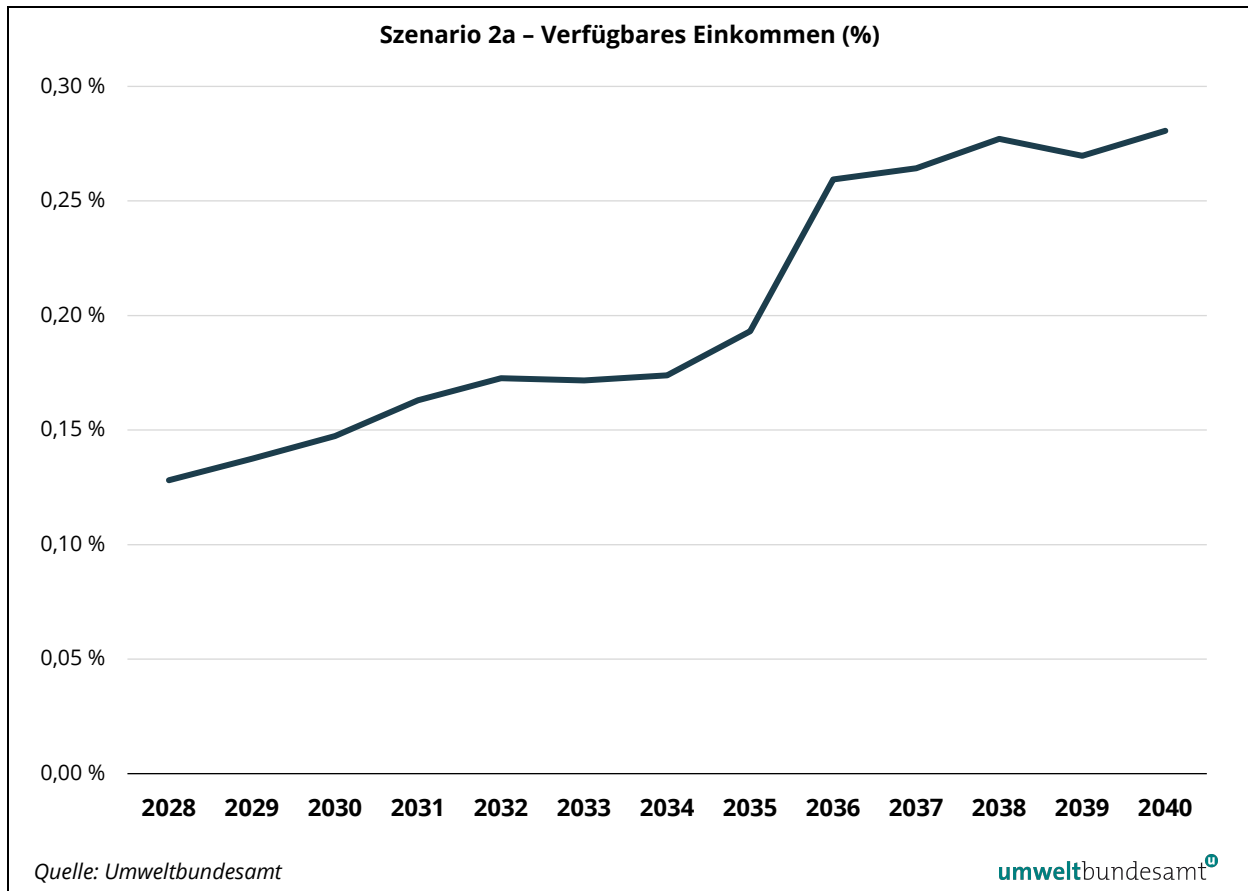
Das Szenario 2a (Staat finanziert das CO₂-Netz vor) lässt sich auch mit angenommener Ausgabenneutralität durchrechnen. Die adversen Effekte in der letzten Periode 2036–2040 bestehen zwar weiterhin, sind aber deutlich niedriger als im Szenario 1a. Die Budgetrestriktion mildert sich durch die Netzgebühren schon sichtbar ab, die Kürzung rein über die öffentlichen Ausgaben hat aber für die heimische Wirtschaft trotzdem negative Effekte (vgl. Abbildung 20). Allerdings ist es über diesen gewählten Weg der Bereitstellung der Mittel möglich, die Einkommenszuwächse der Haushalte stabil zu halten, im Vergleich zu der Baseline.

Abbildung 20: Prozentuelle Veränderungen Szenario WAM CCS zu WAM25_mod (Durchschnitt p. a.) in Szenario 2a mit 100 % der Netzinvestitionen vorfinanziert durch die öffentliche Hand und refinanziert über Netzgebühren ab dem Jahr 2035 mit ausgabenneutraler öffentlicher Finanzierung.



Die Einkommensentwicklung liegt aufgrund der genannten makroökonomischen Zuwächse im gesamten Zeitraum etwas über der Baseline (vgl. Abbildung 21). Dies gilt auch gegenüber dem Szenario 1a mit stärkerem Konsolidierungsbedarf in Kapitel 6.1.1 (siehe Abbildung 18). Der Zuwachs des verfügbaren Einkommens aller Haushalte schwankt zwischen 35 und 100 Millionen Euro.

Abbildung 21: Aggregierter Einkommenseffekt (Szenario WAM CCS gegenüber WAM25_mod) in Szenario 2a mit 100 % der Netzinvestitionen vorfinanziert durch die öffentliche Hand und refinanziert über Netzgebühren ab dem Jahr 2035 mit ausgabenneutraler öffentlicher Finanzierung.



6.3 Fazit – ökonomische Effekte

Die Höhe der CO₂-Zertifikatspreise ist ein zentraler Faktor für die Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Minderungstechnologien. Beim aktuellen CO₂-Preis von rund 70 €/tCO₂ sind Investitionen in CCS ohne Förderung wirtschaftlich nicht darstellbar. Bei einem CO₂-Preis, wie im Szenario WAM CCS angenommen, zwischen 140–170 €/tCO₂ ergibt sich bei den in der Studie hinterlegten Annahmen nach wie vor ein Förderbedarf durch die öffentliche Hand, da die CCS-Kosten bei den meisten Anlagen über den Opportunitätskosten liegen, womit zusätzliche Investitionsanreize notwendig wären.

Im Allgemeinen bewirken die CCS-Investitionen (ceteris paribus) positive makroökonomische Effekte. Die Wertschöpfung profitiert von den direkten und indirekten Mehrinvestitionen am meisten, aber auch die Beschäftigung, das verfügbare Einkommen und der private Konsum steigen leicht.

Die modellierten Szenarien haben unterschiedlich negative Effekte auf das öffentliche Budget, je nachdem in welcher Höhe die erforderlichen Investitionen öffentlich gefördert werden. Höhere nationale Förderungen erhöhen hierbei das Budgetdefizit. Allfällige Förderungen von EU-Institutionen werden wie eine rein private Finanzierung abgebildet.^{3F7}

Ausgabenneutralität über die Kürzungen ausschließlich öffentlicher Ausgaben führt zu negativen Effekten (vor allem bei Wertschöpfung und Beschäftigung) für die heimische Wirtschaft trotz leicht positivem Budgetsaldo. Da die Finanzierung von CCS nicht zulasten der Haushalte erfolgt, verändern sich die Einkommen und der Konsum nur unwesentlich.

Die NACE-Branchen profitieren nicht einheitlich von den getätigten Mehrinvestitionen, da diese sektoral sehr konzentriert und kapitalintensiver erfolgen. Speziell innerhalb des Bausektors gibt es eine erkennbare Verschiebung vom Baunebengewerbe zum Hochbau.

Die Höhe der Förderungen bestimmt auch das Ausmaß der Einsparungen unter der Restriktion der Ausgabenneutralität. Die Ausgabenneutralität ist sehr eng, über ausschließliche Kürzungen beim Staatskonsum, definiert. Höherer Konsolidierungsbedarf geht mit stärkeren adversen Makroeffekten bei Wertschöpfung und Beschäftigung einher, während die Einkommensseite zumindest im Aggregat nicht negativ gegenüber dem Szenario WAM25_mod aussteigt.

Die Einhebung von Netzgebühren durch den Netzbetreiber (vgl. Szenario 2) erscheint in diesem Kontext als angemessen. Dies führt über die Rückzahlung an den vorfinanzierenden Staat zunächst zu einer Reduktion des Konsolidierungsbedarfes und langfristig auch zu einem positiven Budgetsaldo.

Die analysierten emissionsintensiven Branchen sind wichtige Produzenten für Vorleistungen (z. B. Vorprodukte für den Bausektor) für darauf aufbauende Aktivitäten mit hoher Wertschöpfung (z. B. Errichtung von Gebäuden, Industrieanlagen und Infrastruktur). Sie sind zudem wichtige Elemente der Eigenversorgung (z. B. Mineralölverarbeitung) bzw. der Abfallbehandlung (Siedlungsabfallverbrennungsanlagen). Würden Produkte aus den emissionsintensiven Branchen (Zement, MVA, Raffinerie, etc.) nicht mehr in Österreich produziert, sondern importiert werden, hätte dies zusätzlich zu den nachteiligen Auswirkungen auch negative ökonomische Effekte (Wertschöpfung, Beschäftigung). Da CO₂ eine global wirkende Emission ist, würden durch den Import von Produkten lediglich die Emissionen ins Ausland verlagert und nicht vermieden werden.

⁷ Das MIO-ES ist ein nationales Input-Output-Modell.

ANHANG

Alternativszenario: 50 % der CCS- und 100 % der Netzinvestitionen werden durch die öffentliche Hand finanziert mit Steamcracker-Elektrifizierung

In diesem Alternativszenario werden wie in Szenario 1 50 % der CCS-Investitionskosten vom Staat gefördert und 100 % der Netze von Seiten des Staates finanziert. Zusätzlich werden 50 % der Investitionskosten der Steamcracker-Elektrifizierung in den Jahren 2036 bis 2038 vom Staat gefördert. Die Steamcracker-Elektrifizierung entspricht einer Vermeidung von CO₂-Emissionen von zusätzlich ca. 0,4 Mt CO₂. Die Summe der vermiedenen CO₂-Emissionen steigt damit in diesem Alternativszenario auf 9,55 Mt CO₂ an. Zu den in Kapitel 6.1 genannten Investitionssummen über alle Wirtschaftsbranchen kommen in dieser Variante noch 4,5 Milliarden Euro von Seiten der Raffinerie hinzu (siehe Abbildung A1).

Die Gesamtsumme bis zum Jahr 2040 für die Investitionen in CCS-Anlagen und Netz beträgt mit Steamcracker-Elektrifizierung 15,2 Mrd. €. Dies bedeutet über die gesamte betrachtete Periode von 2028 bis 2040 einen Finanzierungsbedarf für die öffentliche Hand in Höhe von 9,5 Milliarden Euro.

Abbildung A1: Investitionen in CCS und Netzausbau mit Berücksichtigung der Elektrifizierung des Steamcrackers.

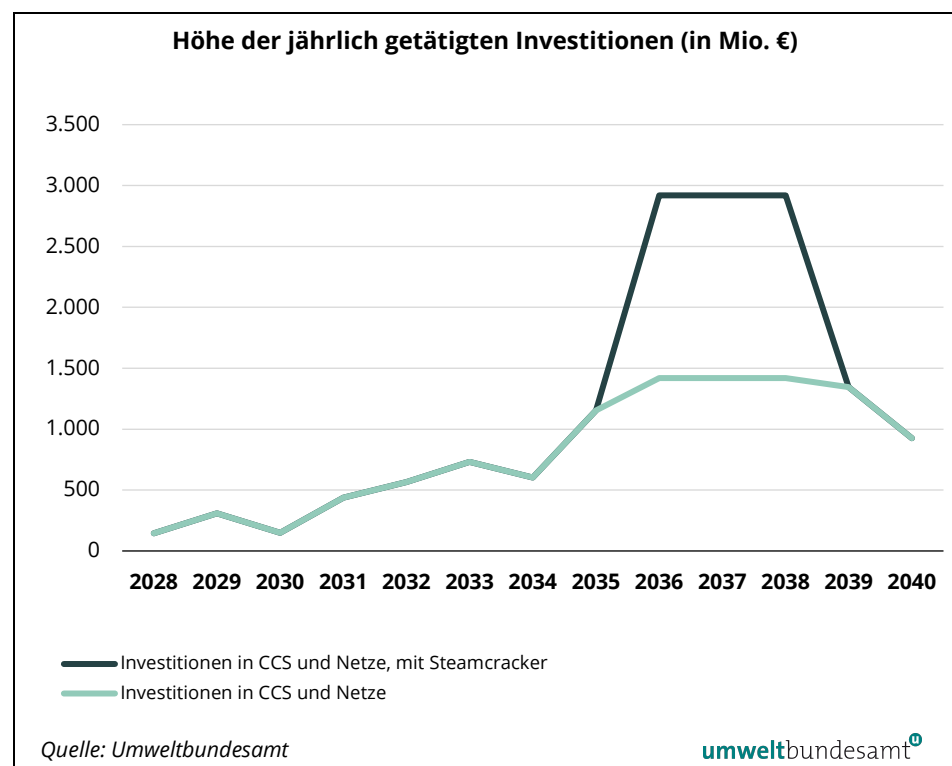
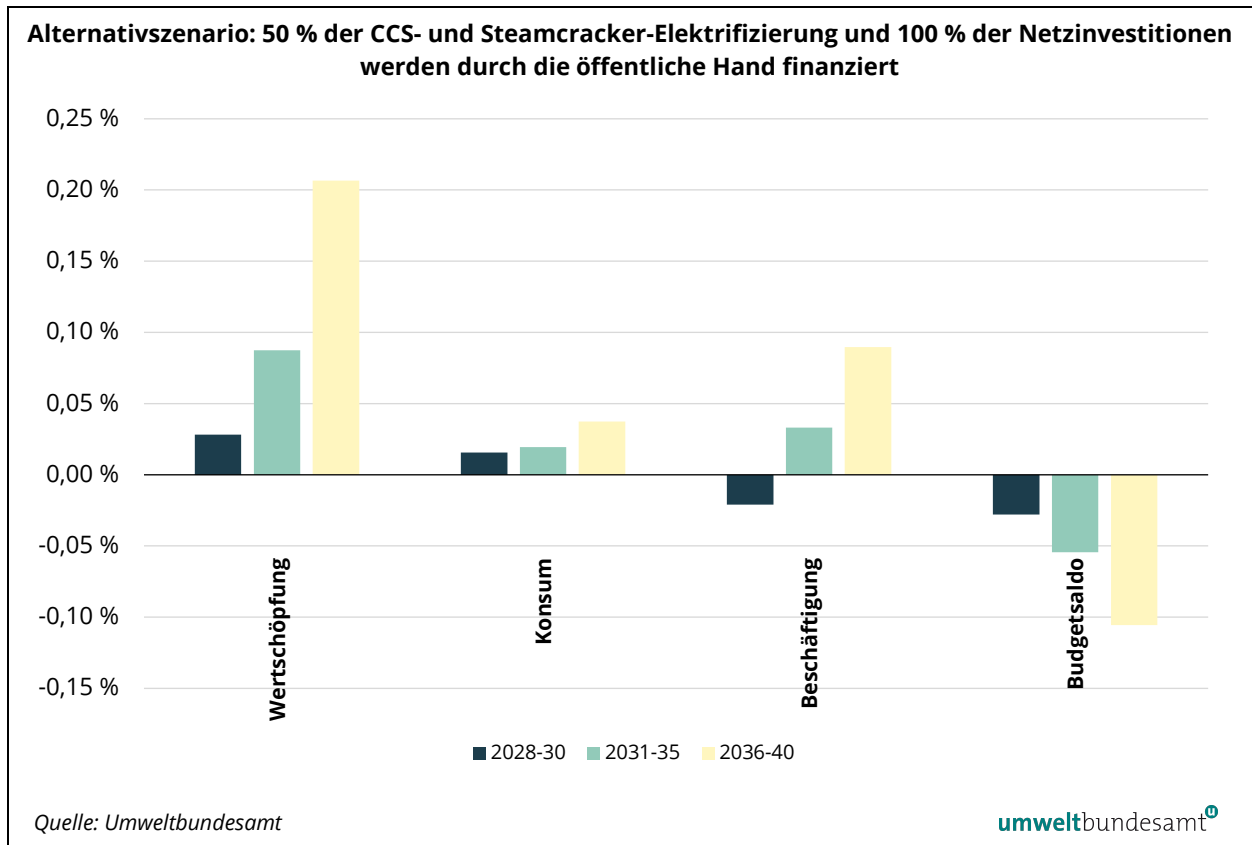
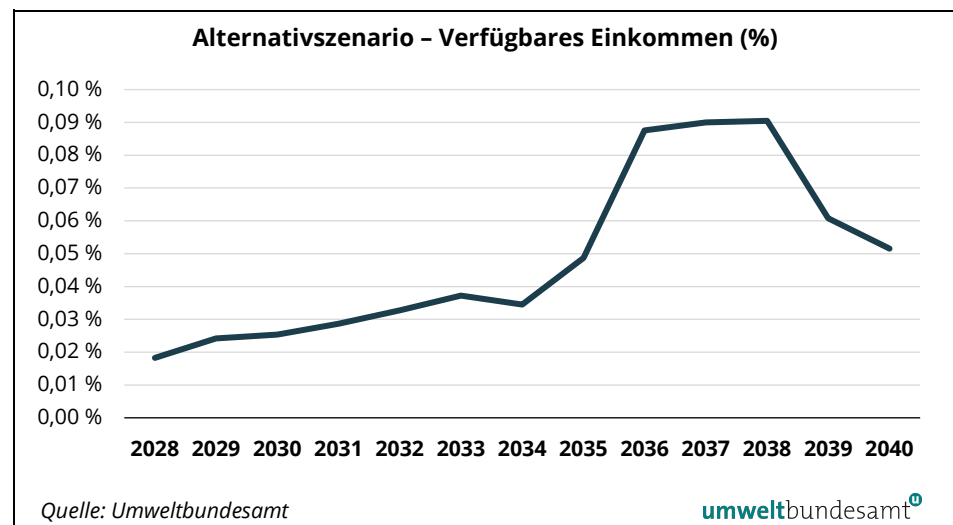


Abbildung A2: Prozentuelle Veränderungen Szenario WAM CCS gegenüber WAM25_mod (Durchschnitt p. a.)



Die Einkommensentwicklung (siehe Abbildung A3) ist durch die genannten makroökonomischen Zuwächse über den gesamten Zeitraum leicht über der Baseline und nimmt mit steigendem Investitionsvolumen weiter zu. Der Zuwachs des verfügbaren Einkommens aller Haushalte steigt zwischenzeitlich auf rund 250 Millionen Euro.

Abbildung A3: Aggregierter Einkommenseffekt (Szenario WAM CCS gegenüber WAM25_mod)



7 ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

BEEV	Bruttoendenergieverbrauch
BIV	Bruttoinlandsverbrauch
CCS.....	Carbon Capture and Storage
CO ₂ -äq.....	Kohlendioxidäquivalent
CO ₂ eq	Carbon dioxide equivalent
EH	Emissionshandel
ESR.....	Effort Sharing Regulation
ETS.....	Emissions Trading System
F-Gase	Fluorierte Treibhausgase
GHG.....	Greenhouse Gas
HW.....	Heizwerke
HKW.....	Heizkraftwerke
KWK.....	Kraft-Wärmekopplung
MVA.....	Müllverbrennungsanlagen
MWh.....	Megawattstunden
NIR.....	National Inventory Report (engl. OLI)
OLI	Österreichische Luftschadstoff-Inventur
PJ.....	Petajoule
PV..	Photovoltaik
TJ	Terajoule
THG	Treibhausgas
TWh	Terawattstunde
WAM.....	with additional measures
WEM	with existing measures

8 ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1	Veränderung der volkswirtschaftlichen Parameter: Privater Konsum, Investitionen, Wertschöpfung und Beschäftigung im Szenario WAM25_mod gegenüber WAM25.....	18
Abbildung 2:	Veränderung von Konsum, Investitionen, Wertschöpfung und Beschäftigung im Szenario WAM25_mod gegenüber WEM25....	19
Abbildung 3:	31 CO ₂ -Punktquellen und potenzielle CO ₂ -Speicherkapazitäten in Österreich. Stand 26.06.2025, Quelle: Umweltbundesamt.....	21
Abbildung 4:	CO ₂ -Netzscenario 1 2040/50 aus Studie des AIT (2024).....	22
Abbildung 5:	Spezifische CCS-Kosten gegenüber CO ₂ -Zertifikatspreisen für ausgewählte Abfallverbrennungsanlagen.....	36
Abbildung 6:	CCS-Kosten gegenüber Opportunitätskosten für ausgewählte Abfallverbrennungsanlagen.....	37
Abbildung 7:	Spezifische CCS-Kosten gegenüber CO ₂ -Zertifikatspreisen für ausgewählte Zementanlagen.....	37
Abbildung 8:	CCS-Kosten gegenüber Opportunitätskosten für ausgewählte Zementanlagen.....	38
Abbildung 9:	Spezifische CCS-Kosten gegenüber CO ₂ -Zertifikatspreisen für ausgewählte Anlagen in der Papier- und Zellstoffindustrie.....	39
Abbildung 10:	CCS-Kosten gegenüber Opportunitätskosten für ausgewählte Anlagen der Papier- und Zellstoffindustrie.....	40
Abbildung 11:	Spezifische CCS-Kosten gegenüber CO ₂ -Zertifikatspreisen für ausgewählte Anlagen mit Energieaufbringung durch Wasserstoff.....	40
Abbildung 12:	CCS-Kosten gegenüber Opportunitätskosten für ausgewählte Anlagen mit Energieaufbringung durch Wasserstoff.....	41
Abbildung 13:	Investitionen in CCS und Netzausbau im Zeitraum 2028 bis 2040.....	46
Abbildung 14:	Prozentuelle Veränderungen Szenario WAM CCS zu WAM25_mod (Durchschnitt p. a.) in Szenario 1 mit 50 % der CCS- und 100 % der Netzinvestitionen finanziert durch die öffentliche Hand.	49
Abbildung 15:	Branchenspezifische Wertschöpfungseffekte (Szenario WAM CCS gegenüber WAM25_mod).....	50
Abbildung 16:	Aggregierter Einkommenseffekt (Szenario WAM CCS gegenüber WAM25_mod) in Szenario 1 mit 50 % der CCS- und 100 % der Netzinvestitionen finanziert durch die öffentliche Hand.	51

Abbildung 17: Prozentuelle Veränderungen Szenario WAM CCS zu WAM25_mod (Durchschnitt p. a.) in Szenario 1a mit 50 % der CCS- und 100 % der Netzinvestitionen finanziert durch die öffentliche Hand und Ausgabenneutralität.....	53
Abbildung 18: Aggregierter Einkommenseffekt (Szenario WAM CCS gegenüber WAM25_mod) in Szenario 1a mit 50 % der CCS- und 100 % der Netzinvestitionen finanziert durch die öffentliche Hand und Ausgabenneutralität.....	54
Abbildung 19: Prozentuelle Veränderungen Szenario WAM CCS zu WAM25_mod (Durchschnitt p. a.) in Szenario 2 mit 100 % der Netzinvestitionen vorfinanziert durch die öffentliche Hand und refinanziert über Netzgebühren ab dem Jahr 2035.....	55
Abbildung 20: Prozentuelle Veränderungen Szenario WAM CCS zu WAM25_mod (Durchschnitt p. a.) in Szenario 2a mit 100 % der Netzinvestitionen vorfinanziert durch die öffentliche Hand und refinanziert über Netzgebühren ab dem Jahr 2035 mit ausgabenneutraler öffentlicher Finanzierung.	56
Abbildung 21: Aggregierter Einkommenseffekt (Szenario WAM CCS gegenüber WAM25_mod) in Szenario 2a mit 100 % der Netzinvestitionen vorfinanziert durch die öffentliche Hand und refinanziert über Netzgebühren ab dem Jahr 2035 mit ausgabenneutraler öffentlicher Finanzierung.....	57

9 TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Vergleich des Referenzszenarios WAM25_mod mit WAM NEKP 2024/WAM25	17
Tabelle 2: Vergleich des WAM CCS mit dem Referenzszenarios WAM25_mod mit WAM NEKP 2024/WAM25	20
Tabelle 3: Netzentwicklung und Investitionskosten, basierend auf eigenen Abschätzungen und AIT 2024.....	21
Tabelle 4: Anzahl der Anlagen mit CO ₂ -Abscheidung je Branche im jeweiligen Jahr.....	24
Tabelle 5: Abgeschiedene fossile und biogene CO ₂ -Emissionen je Branche im jeweiligen Jahr	24
Tabelle 6: Strom- und Wärmebedarf durch Aminwäsche in 7 MVAs, Min- und Maxwerte nach Prognos 2021.	25
Tabelle 7: Strom- und Wärmebedarf durch Aminwäsche in allen 7 Zementwerken, Min- und Maxwerte nach Prognos 2021.	26
Tabelle 8: Strom- und Wärmebedarf durch Aminwäsche in 5 Zementwerken und Oxyfuel in 2 Zementwerken, Min- und Maxwerte nach Prognos 2021.	26
Tabelle 9: Strom- und Wärmebedarf durch Aminwäsche in 3 Werken (2x Kalk, 1 Feuerfest), Min- und Maxwerte nach Prognos 2021.	27
Tabelle 10: Strom- und Wärmebedarf durch Aminwäsche in 2 Werken und Oxyfuel in 1 Kalkwerk, Min- und Maxwerte nach Prognos 2021.....	27
Tabelle 11: Strom- und Wärmebedarf durch Aminwäsche in 13 Anlagen (Papier- und Zellstoff, sowie Spanplattenwerke und Biomasse-KWK), Min- und Maxwerte nach Prognos 2021.....	28
Tabelle 12: Strom- und Wärmebedarf durch Aminwäsche bzw. durch Elektrifizierung des Steamcrackers, Min- und Maxwerte nach Prognos 2021.	29
Tabelle 13: Zeitliche Entwicklung des zusätzlichen Wärme- und Strombedarfs durch CCS nach Prognos (2021) von 2030 bis 2040.	29
Tabelle 14: Zusätzlich zu installierende Kapazitäten zur Wärme- und teilweisen Stromaufbringung für die Aminwäsche nach Branchen von 2030 bis 2040, in Megawatt.	31
Tabelle 15: Zeitliche Entwicklung des Wärme- und Strombedarfs für CCS und der dafür eingesetzten Energieträger von 2030 bis 2040.	31

Tabelle 16: Investitionskosten für Abscheidungsanlagen und Energieanlagen nach Branchen in Mio. €. Aminwäscheanlagen (A), Energieanlagen (E), Oxyfuel-Technologie (O).	32
Tabelle 17: Preise der Energieträger im Szenario WAM CCS.....	35
Tabelle 18: Zeitliche Entwicklung des Wärme- und Strombedarfs, und der dafür notwendigen Energieträger, für Abscheidung und Netzbetrieb im WAM CCS, gegenübergestellt mit Stromexporten von 2030 bis 2040.	43
Tabelle 19: Zeitliche Entwicklung des Ausbaus der Wärmeleistungskapazitäten zur Wärme und teilweisen Stromaufbringung im WAM CCS (2040 entspricht dem Gesamtausbau). Angaben in MW.....	44
Tabelle 20: Zeitliche Entwicklung der Investitionskosten für Abscheidungs- und Energieanlagen und den Netzausbau im WAM CCS, kumuliert über alle Sektoren (2040 entspricht den Gesamtkosten). Angaben in Mio. €.	45

10 LITERATURVERZEICHNIS

- Agora (2022): Carbon Contracts for transforming industry. Calculator for estimating the transformation costs of climate-friendly cement production. Agora Industry; FutureCamp; Wuppertal Institut. Online verfügbar unter <https://www.agora-industry.org/data-tools/cement-transformation-cost-calculator#downloads>, zuletzt aktualisiert am 09.09.2025, zuletzt geprüft am 09.09.2025.
- AIT (2024): Machbarkeitsstudie über ein CO₂-Sammel- und Transportnetz in Österreich. AIT Austrian Institute of Technology GmbH.
- Beiron, Johanna; Normann, Fredrik; Johnsson, Filip (2022): A techno-economic assessment of CO₂ capture in biomass and waste-fired combined heat and power plants – A Swedish case study. In: International Journal of Greenhouse Gas Control 118, S. 103684. DOI: 10.1016/j.ijggc.2022.103684.
- BEST (2025): Auswirkungen von CCUS bei Siedlungsabfallverbrennungsanlagen in Österreich auf das Energiesystem. BEST - Bioenergy and Sustainable Technologies GmbH; Institut für Abfall- und Kreislaufwirtschaft (ABF-BOKU); Institut für Verfahrens- und Energietechnik (IVETBOKU). Online verfügbar unter https://www.klimafonds.gv.at/wp-content/uploads/2025/08/2025_WasteCCUS_Publizierbarer_Endbericht.pdf.
- BMF; BMLUK (2024): Österreichische Carbon Management Strategie (CMS). Online verfügbar unter <https://www.bmf.gv.at/dam/jcr:6c8ffc5d-a6b6-4a84-a0d3-dc4d935f99bd/%C3%96sterreichische%20Carbon%20Management%20Strategie.pdf>.
- BMK (2024): Integrierter nationaler Energie- und Klimaplan für Österreich. Periode 2021-2030 Aktualisierung gemäß Artikel 14 der Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz. zur Übermittlung an die Europäische Kommission. Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK).
- Cremona, Riccardo; Lena, Edoardo de; Conversano, Antonio; Spinelli, Maurizio; Romano, Matteo C.; Gatti, Manuele (2025): Techno-economic assessment of high temperature heat pumps integrated in MEA-based post-combustion CO₂ capture for cement plant. In: Carbon Capture Science & Technology 16, S. 100446. DOI: 10.1016/j.ccst.2025.100446.
- Ferrario, Daniele; Pröll, Tobias; Stendardo, Stefano; Lanzini, Andrea (2024): Cost and environmentally efficient design of an absorption-based post-combustion carbon capture unit for industry applications. In: Chemical Engineering Journal 494, S. 152900. DOI: 10.1016/j.cej.2024.152900.

- Gallego Dávila, Juanita; Aagesen, Morten (2024): How to accelerate CCS deployment in the Cement Industry? Assessing impacts of uncertainties on the business case. In: *International Journal of Greenhouse Gas Control* 137, S. 104197. DOI: 10.1016/j.ijggc.2024.104197.
- Gardarsdottir, Stefania Osk; Lena, Edoardo de; Romano, Matteo; Roussanaly, Simon; Voldsund, Mari; Pérez-Calvo, José-Francisco et al. (2019): Comparison of Technologies for CO₂ Capture from Cement Production—Part 2: Cost Analysis. In: *Energies* 12 (3), S. 542. DOI: 10.3390/en12030542.
- IPCC (2005): IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Hg. v. Cambridge University Press. Intergovernmental Panel on Climate Change. New York. Online verfügbar unter https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/srccs_wholereport-1.pdf, zuletzt geprüft am 13.10.2025.
- Jackson, Steven; Brodal, Eivind (2019): Optimization of the Energy Consumption of a Carbon Capture and Sequestration Related Carbon Dioxide Compression Processes. In: *Energies* 12 (9), S. 1603. DOI: 10.3390/en12091603.
- KEI (2022): eFurnace | Kompetenzzentrum Klimaschutz in energieintensiven Industrien (KEI). Online verfügbar unter <https://www.klimaschutz-industrie.de/foerderung/dekarbonisierung-in-der-industrie/projekt/efurnace/>, zuletzt aktualisiert am 06.10.2025, zuletzt geprüft am 06.10.2025.
- KNEP (2022): V KNEP G 01/23 Koordinierter Netzentwicklungsplan 2023 bis 2032 (KNEP 2022). e-control. Online verfügbar unter [https://www.e-control.at/documents/1785851/10748928/Bescheid%20vom%2031.05.2023,%20V%20KNEP%20G%2001%252F23%20Koordinierter%20Netzentwicklungsplan%202023%20bis%202032%20\(KNEP%202022\)/90b848c8-4037-f422-65d1-ad2d70dfd113](https://www.e-control.at/documents/1785851/10748928/Bescheid%20vom%2031.05.2023,%20V%20KNEP%20G%2001%252F23%20Koordinierter%20Netzentwicklungsplan%202023%20bis%202032%20(KNEP%202022)/90b848c8-4037-f422-65d1-ad2d70dfd113).
- Kumar, Tharun Roshan; Beiron, Johanna; Biermann, Maximilian; Harvey, Simon; Thunman, Henrik (2023): Plant and system-level performance of combined heat and power plants equipped with different carbon capture technologies. In: *Applied Energy* 338, S. 120927. DOI: 10.1016/j.apenergy.2023.120927.
- Leeson, D.; Mac Dowell, N.; Shah, N.; Petit, C.; Fennell, P. S. (2017): A Techno-economic analysis and systematic review of carbon capture and storage (CCS) applied to the iron and steel, cement, oil refining and pulp and paper industries, as well as other high purity sources. In: *International Journal of Greenhouse Gas Control* 61, S. 71–84. DOI: 10.1016/j.ijggc.2017.03.020.
- LFIP (2022): V LFP G 01/24 Langfristige und integrierte Planung 2023 bis 2040 (LFIP 2022) (unverbindliche öffentliche Fassung). Hg. v. e-control. Online verfügbar unter <https://www.e-control.at/documents/1785851/10677108/Bescheid%20vom%2011.04.2024,%20V%20LFP%20G%2001%252F24%20Langfristige%20und%20integrierte%20Planung%202023%20bis%202040/1d193118-2674-eb28-e23d-06454dce0a52>.

- Magnanelli, Elisa; Mosby, Jostein; Becidan, Michael (2021): Scenarios for carbon capture integration in a waste-to-energy plant. In: Energy 227, S. 120407. DOI: 10.1016/j.energy.2021.120407.
- Prognos (2021): Technische CO₂-Senken. dena. Online verfügbar unter <https://www.dena.de/infocenter/technische-co2-senken-techno-oekonomische-analyse-ausgewaehlter-co2-negativemissionstechnologien/>, zuletzt geprüft am 20.03.2025.
- Umweltbundesamt (2023): Energie- und Treibhausgas-Szenario Transition 2040. Bericht für das Szenario Transition 2040 mit einer Zeitreihe von 2020 bis 2050. Hg. v. Umweltbundesamt. Umweltbundesamt. Wien (Reports, 880). Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.at/studien-reports/publikationsdetail?pub_id=2513&cHash=eab4f63b911f12b787bd09cf0b1aafd, zuletzt geprüft am 13.12.2024.
- Umweltbundesamt (2024): Energie- und Treibhausgas-Szenarien zum Nationalen Energie- und Klimaplan 2024. WEM 2024 und WAM 2024 mit Zeitreihen von 2020 bis 2050. Umweltbundesamt. Wien (REP-0951). Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/rep0951.pdf>.
- Umweltbundesamt (2025): Energie- und Treibhausgasszenarien 2025. WEM 2025 und WAM 2025 mit Zeitreihen von 2020 bis 2050. Umweltbundesamt (REP-0995). Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/rep0995.pdf>.
- Voldsund, Mari; Gardarsdottir, Stefania; Lena, Edoardo de; Pérez-Calvo, José-Francisco; Jamali, Armin; Berstad, David et al. (2019): Comparison of Technologies for CO₂ Capture from Cement Production—Part 1: Technical Evaluation. In: Energies 12 (3), S. 559. DOI: 10.3390/en12030559.
- WIFO (2025): Österreich steckt im dritten Rezessionsjahr. Prognose für 2025 und 2026. WIFO. Wien (2025/1/SPD/28491). Online verfügbar unter https://www.wifo.ac.at/wp-content/uploads/upload-4091/kp_2025_01.pdf.

Umweltbundesamt GmbH

Spittelauer Lände 5
1090 Wien/Österreich

Tel.: +43-(0)1-313 04

office@umweltbundesamt.at
www.umweltbundesamt.at

Das Umweltbundesamt hat den zusätzlichen Energieverbrauch sowie mögliche volkswirtschaftliche Auswirkungen von Carbon Capture and Storage (CCS) in Österreich im Zeitraum 2030–2040 untersucht. Die in den Berechnungen berücksichtigten Industriebranchen entsprechen den Kriterien der österreichischen Carbon Management Strategie.

Eine Abscheidung von neun Millionen Tonnen CO₂ mittels Aminwäsche würde eine deutliche Steigerung des Strom- und Wärmeverbrauchs verursachen. Investitionen in Industrieanlagen, notwendige zusätzliche Energieanlagen und CO₂-Infrastruktur würden sich auf rund elf Milliarden Euro belaufen. Diese Investitionen würden zu positiven volkswirtschaftlichen Effekten in Wertschöpfung, Beschäftigung und Konsum führen. Der aktuelle CO₂-Preis im Emissionshandel (2025) von rund 70 €/tCO₂ reicht jedoch nicht aus, um CCS-Anlagen wirtschaftlich zu betreiben, dieser müsste dafür mindestens zwischen 200 und 280 €/tCO₂ liegen.