© vchalup - AdobeStock

QUANTIFIZIERUNG DER INFLATIONSEFFEKTE DER ENERGIEKRISE 2021-2023

Studie im Auftrag der Kammer für Arbeiter und Angestellte für Wien,
durchgeführt vom Centre of Economic Scenario Analysis and Research (CESAR)

CESAR

AK WIEN

GERECHTIGKEIT MUSS SEIN

Bei Verwendung von Textteilen wird um Quellenangabe und Zusendung
eines Belegexemplares an die AK Wien, Abteilung Wirtschaftspolitik, ersucht.

IMPRESSUM

Medieninhaber: Kammer für Arbeiter und Angestellte für Wien,
Prinz-Eugen-Straße 20–22, 1040 Wien, Telefon: (01) 501 65 0
Offenlegung gem. § 25 MedienG: siehe wien.arbeiterkammer.at/impressum

Zulassungsnummer: AK Wien 02/34648 M
ISBN-Nummer: 978-3-7063-0932-5

Auftraggeberin: AK Wien, Abteilung Wirtschaftspolitik

Autor: Dr. Kurt Kratena - Centre of Economic Scenario Analysis and Research (CESAR)

Fachliche Betreuung: Josef Thoman

Grafik Umschlag und Druck: AK Wien
Verlags- und Herstellungsort: Wien
© 2022: AK Wien

Stand: Oktober 2022
Eine Studie im Auftrag der Kammer für Arbeiter und Angestellte für Wien

Quantifizierung der Inflationseffekte der Energiekrise 2021-23

Kurt Kratena, Oktober 2022

Zusammenfassung

Die Energiekrise 2021-23 war mit schockartigen Preissteigerungen für alle Energieträger verbunden, die bei den privaten Haushalten mit mehrmonatiger Verzögerung ankommen und teilweise erst 2023 spürbar sein werden. Diese Energiepreissteigerungen sind mit einem massiven Anstieg der gesamtwirtschaftlichen Energiekosten verbunden, im Jahr 2022 (+ 23,6 Mrd. €), im Ausmaß von 5,3% des BIP, kumuliert betrachtet (2021-23) im Ausmaß von 7,7% des (prognostizierten) BIP in 2023. Die Preise für Ölprodukte zum Heizen (+ 73 bis 88%) steigen stärker als die Treibstoffpreise (+ 33 bis 44%). Der Preis für Fernwärme steigt verzögert in 2023 weiter an und der Preis für Biomasse steigt aufgrund von Knappheit um 65%.
Zu diesen **direkten** Preiseffekten für Energie kommen noch die **indirekten** aufgrund der Lieferverflechtungen, die mit einem **Input-Output-Modell** berechnet werden. Darüber hinaus wurden auch die **gesamtwirtschaftlichen** Effekte berechnet. Die Studie stellt in Bezug auf alle Effekte dar, um wieviel sie geringer ausfallen würden, wenn der **Strompreis vom Gaspreis entkoppelt** würde und nur halb so stark ansteigen würde.
Inklusive der **indirekten Effekte** ergibt sich in der Produktion insgesamt ein Preiseffekt 8,8%. Gelingt es, den Strompreis vom Gaspreis zu entkoppeln, dann reduziert sich der Preiseffekt auf 6,6% (- 2,2%), wobei die energieintensive Industrie und der Verkehrssektor (Bahn) deutlich geringere Preiseffekte aufweisen, aber auch die Dienstleistungen einen halben Prozentpunkt geringere Preissteigerung hätten. Für die gesamte Inflationsrate (Konsumentenpreise) lässt sich festhalten, dass der Inflationseffekt durch Energie in 2021 und 2023 etwa **ein Drittel** der Inflationsrate ausmacht und in 2022 **mehr als zwei Drittel** (5,7% von 8,3%).
Die gesamtwirtschaftlichen Effekte der Energiekrise 2021-23 (Unterschied zwischen „Baseline“ und Energiekrise) betragen **2022** ca. **- 2,6% des BIP** und kumulieren sich bis **2023** auf ca. **-3,3%**. Es zeigt sich eine starke Dämpfung des privaten Konsums, die den negativen BIP- und Beschäftigungseffekt antreibt. Gelingt es, den **Strompreis vom Gaspreis zu entkoppeln**, dann betragen der **BIP-Effekt** (**2023**) **-2,3%** statt -3,3% und der **Beschäftigungseffekt** (**2023**) **-1%** statt -1,7%.

1. Ziel der Analyse

Das Ziel dieser Kurzstudie ist es, die Effekte der Energiekrise 2021-23 auf Energiekosten und mithilfe eines Input-Output (IO)-Modells auf das österreichische Preisniveau – mit Schwerpunkt auf dem Konsumentenpreis - zu quantifizieren. Weiters soll untersucht werden, wie sich eine durch entsprechende Instrumente zu erreichende Begrenzung des Anstieges der Strompreise inflationsdämpfend auswirken würde. In einem höher aggregierten makroökonomischen IO-Modell werden in einem zweiten Schritt die gesamtwirtschaftlichen Effekte (Output, BIP, Beschäftigung) der der Energiekrise 2021-23 und der Begrenzung des Anstieges der Strompreise berechnet.

2. Methodik

Für die Analyse kommen zwei unterschiedliche IO-Modelle zur Anwendung, die beide auf den Supply/Use Tabellen 2017 von Statistik Austria beruhen, wobei die Wirtschaftssektoren und die Güter weiter disaggregiert wurden, teilweise auf Basis von Sonderauswertungen von Statistik Austria, teilweise auf der Basis eigener Berechnungen, in denen die Energiebilanzen von Statistik Austria verwendet wurden. Diese tiefere Gliederung von Wirtschaftssektoren und Gütern dient dem Zweck, die Energiesektoren und -güter detaillierter darstellen und behandeln zu können als in der publizierten Version der Supply/Use Tabellen.

Generell wurde für die Wirtschaftszweige eine Gliederung gewählt, die sich eng an der Gliederung der Sektoren der Energiebilanz (für den energetischen Endverbrauch) anlehnt. Die Güterebene wurde für das Modell noch weiter disaggregiert, um zusätzlich mit der Gliederung der Energieträger in der Energiebilanz konsistent zu sein. Der Anhang zeigt beide Gliederungen und ihre Definition über die Zweisteller der NACE-Gliederung.

2.1. Das partitionierte IO-Preismodell (Sekundärenergie und Nicht-Energie)

Energiegüter und -sektoren können in der Wirtschafts- und Energiestatistik auf unterschiedlichen Ebenen identifiziert werden, wobei die veröffentlichten Daten in NACE-Gliederung nicht als ideal für Energieanalysen angesehen werden können. Für diese Studie wurde zunächst auf die Supply/Use Tabellen 2017 zurückgegriffen, in denen (aufgrund einer Sonderauswertung von Statistik Austria) der Wirtschaftszweig NACE 35 (Energieversorgung) in die Bereiche Elektrizität (35A), Gas (35B) und Wärme (35C) aufgeteilt wurde. In diesen Tabellen wurde in einem zweiten Schritt das Gut CPA 19 (Kokerei- und Mineralölerzeugnisse) in folgende Produkte aufgespalten:

Koks
Benzin
Petroleum
Dieselkraftstoff
Gasöl für Heizzwecke
Heizöl
Flüssiggas
Sonstige Produkte der Erdölverarbeitung
Raffinerierestgas

Das erfolgte auf Basis der Daten zum energetischen Endverbrauch der Wirtschaftssektoren und der privaten Haushalte und anderer Aggregate der Energiebilanz (z.B.: Exporte). Diese ergeben, multipliziert mit den Bruttopreisen für diese Energieträger, eine disaggregierte Use-Tabelle von Energieinputs für 2017, die in das CPA-Gut 19 fallen, in monetären Einheiten und zu

Käuferpreisen. Die Summe dieser Inputs in jedem Sektor wird dann an die Zeile von CPA 19 aus der Use-Tabelle angeglichen und in heimische und importieret Inputs aufgeteilt. Dadurch erhält man eine Use-Tabelle mit einer disaggregierten Darstellung des CPA-Gutes 19. Für diesen Zweck mussten die anderen Wirtschaftszweige (Nicht-Energie) an jene der Energiebilanz angeglichen werden, was 17 Sektoren für Nicht-Energie ergibt. Mit dieser Use-Tabelle ist eine disaggregierte Modellierung der Sekundärenergie (Koks, Ölprodukte, Naturgas, elektrische Energie, Fernwärme) möglich, wie es für diese Studie notwendig ist. Energiegüter der Primärenergie finden sich darüber hinaus im CPA-Gut 05-07 (Kohle, Erdöl und Erdgas, Erze), auf die aber für die Berechnung der Preiseffekte nicht zurückgegriffen werden muss, da im partitionierten Modell direkt die Preiseffekte für Sekundärenergie als exogene Preisschocks eingesetzt werden können. Die Primärenergieträger und ihre Preise werden im Energie-Teil des partitionierten Modells dafür verwendet, um den Anstieg der Gewinnmargen bei den Energieunternehmen in der Energiekrise 2021-23 abzuschätzen. Ein gewisser Nachteil der Studie besteht darin, dass die Primärenergie, die im Aggregat „Kohle, Erdöl und Erdgas, Erze“ enthalten ist, nicht in die einzelnen Energieträger aufgespalten zur Verfügung steht.

Auf der Seite der Wirtschaftssektoren (das Pendant zu den Gütern) wird der Sektor NACE 19 nicht weiter disaggregiert, sodass folgende Energiesektoren unterschieden werden:

19 Kokerei und Mineralölverarbeitung

35A Elektrizitätsversorgung

35B Gasversorgung

35C Fernwärmeversorgung

Das partitionierte Modell besteht, sowohl bzgl. der Supply- als auch der Use-Tabelle aus den folgenden 4 Teiltabellen:

Energie (Gut) * Energie (Sektor)

Energie (Gut) * Nicht-Energie (Sektor)

Nicht-Energie (Gut) * Energie (Sektor)

Nicht-Energie (Gut) * Nicht-Energie (Sektor)

Diese Teiltabellen sind jeweils für heimische und für importierte Inputs verfügbar. Die Supply-Tabelle ist ebenfalls gleich gegliedert. Die Preisschocks für die Energiegüter werden für die Berechnung der Preiseffekte exogen in dieses Modell implementiert und die Preiseffekte in der Wirtschaft sind teilweise (was Energie betrifft) direkt über diese exogenen Schocks determiniert und (was die Nicht-Energiesektoren betrifft) über die Teile Energie (Gut) * Nicht-Energie (Sektor) und Nicht-Energie (Gut) * Nicht-Energie (Sektor). Im zweiten Teil läuft der für die IO-Analyse zentrale Mechanismus aller indirekten Preiseffekte über die Lieferverflechtungen ab. Insgesamt ergeben sich heimische Güter- und Outputpreise (nach Wirtschaftssektoren) für Energie und Nicht-Energie. Der Effekt auf den Konsumentenpreis wird mit den Gewichten der einzelnen Güter im privaten Konsum berechnet. Diese sind aus der Use-Tabelle 2017 gegeben. Für die Energiegüter wurden diese Gewichte jedoch durch jene aus der neuesten Konsumerhebung 2019/20 ersetzt, um diese Effekte auf Basis möglichst rezenter Daten abschätzen zu können. Da dadurch die Additivität der Gewichte des gesamten Warenkorbes in der Use-Tabelle 2017 nicht mehr gegeben war, wurden die anderen Anteile entsprechend angepasst.

Die Preise für Primärenergie sind einerseits durch die Importpreise bestimmt, andererseits wirken Feedback-Effekte von Energie- und Nicht-Energie-Gütern auf die Erzeugungskosten dieser Produkte zurück. Benötigt z.B. der Erdölbergbau Stahlprodukte und werden diese durch Steigerungen der Gas- und Strompreise teurer, dann verteuert sich auch das geförderte Erdöl.

Für die Importpreise wurden für das Aggregat „Kohle, Erdöl und Erdgas“ jeweils nach User unterschiedliche Preise eingesetzt, da die einzelnen User unterschiedliche Produkte aus dem Aggregat einsetzen. So sind es in der Kokerei und Mineralölverarbeitung Koks und Erdöl, in der Gasversorgung Naturgas und in allen anderen Sektoren und in den Haushalten Kohle. Da somit die heimischen Preise und die Importpreise für die Sekundärenergie (Koks, Ölprodukte, Naturgas, elektrische Energie, Fernwärme) und außerdem die Importpreise für Primärenergie im partitionierten Modell exogen vorgegeben sind, lässt sich das Preismodell für die Energiesektoren (Kokerei und Mineralölverarbeitung, Elektrizitätsversorgung, Gasversorgung und Fernwärmeversorgung) umdrehen. Bei gegebenen Outputpreisen und Kosten für die Inputs kann der Gewinnaufschlag (pro Outputeinheit) als die zentrale endogene Variable berechnet werden. Damit kann der Frage nachgegangen werden, wie stark diese – als Marge zu sehende Variable – bei gegebenen Input- und Outputpreisen in den Energiesektoren gestiegen ist. Werden lediglich die Inputkosten überwälzt, dann steigt der Gewinnaufschlag nicht an.

2.2. Ein makroökonomisches IO-Modell für Österreich (MIO_AUT)

Dieselben Preiseffekte werden dann in ein höher aggregiertes, dynamisches makroökonomisches Modell (MIO_AUT) in der Periode 2021-23 eingesetzt, um die gesamtwirtschaftlichen Effekte der Inflation abzuschätzen. Dieses Modell beruht ebenfalls auf der IO-Tabelle 2017, kann für Simulationen bis 2040 verwendet werden und wurde für die Analyse der Energiemarktliberalisierung in Österreich herangezogen (https://www.cesarecon.at/wp-content/uploads/2021/11/Liberalisierung_FINAL2021.pdf). In MIO_AUT ist weder NACE/CPA 19 noch NACE/CPA 35 disaggregiert und im Preismodul des IO-Preismodells sind lediglich die Importpreise exogen. Um die mit dem disaggregierten, partitionierten IO-Preismodell berechneten Preiseffekte auch in MIO_AUT möglichst adäquat abbilden zu können, wurde der Preissetzungsmechanismus im MIO_AUT-Modell in den beiden Sektoren Kokerei und Mineralölverarbeitung (NACE 19) und Energieversorgung (NACE 35) verändert und direkt an den Importpreis angehängt. Dafür mussten aus den einzelnen Produktpreisen (Koks, Ölprodukte, Naturgas, elektrische Energie, Fernwärme) gewichtete Preise für CPA 19 und CPA 35 berechnet werden, die dann als Importpreisschock implementiert werden konnten. Damit ergeben sich in den Modellsimulation mit MIO_AUT für die heimischen Energiepreise (CPA 19 und CPA 35) in etwa jene Preissteigerungen, die den exogenen Schocks in der Berechnung mit dem partitionierten IO-Preismodell entsprechen. Damit wird die Simulation mit MIO_AUT bestmöglich an die exogenen Preisschocks der vorangegangenen Berechnung der Preiseffekte angepasst. Dass dennoch gewisse Unterschiede in den von beiden Modellen berechneten indirekten Preiseffekten für Nicht-Energie-Sektoren bestehen, liegt daran, dass MIO_AUT wesentlich mehr Feedback-Effekte zwischen Angebot, Nachfrage und Preisen berücksichtigt als das im letzten Abschnitt beschriebene partitionierte IO-Preismodell. Alternativ hätte man auch den Preisaufschlag („mark-up“) dieser Sektoren anpassen können. Im Prinzip hat aber in MIO_AUT jede Veränderung des Preisaufschlags eine Veränderung des Netto-Betriebsüberschusses (ohne Abschreibungen) zur Folge und damit einen Effekt auf die Investitionstätigkeit. Allerdings ist in den Energiesektoren dieser Mechanismus ohnehin ausgeschaltet (um Investitionen in Energiesektoren als Politikvariable behandeln zu können).

Das MIO_AUT Modell besteht aus den folgenden Modulen:

(i) IO-Preismodell mit Substitution zwischen Kapital, Arbeit und Vorleistungen (Translog) und Preissetzung (*mark-up pricing*)

(ii) Konsum-Modell mit Cobb-Douglas-Präferenzen (implizite Preiselastizität von eins) und Keynesianischer Konsumfunktion, wobei das verfügbare Einkommen über die Parameter der Fiskalpolitik und die im Produktionsprozess (IO-Modell) erwirtschafteten Einkommen gegeben ist

(iii) Investitionsmodell mit Kapital-Nachfrage aus Translog-Modell, die gemeinsam mit dem Gewinnaufschlag den Netto-Betriebsüberschuss determiniert; die Investitionen hängen über eine Akzelerator-Funktion vom Netto-Betriebsüberschuss ab

(iv) Arbeitsmarkt-Modell mit Arbeitsangebot, Arbeitslosigkeit und Lohnfunktion (*wage setting*), wobei letztere den Lohnsatz (ohne payroll taxes) von der Inflation und der Arbeitslosenrate abhängig macht und in Krisenjahren (z.B.: 2020) durch Lohnrigidität nach unten restringiert wird.

Die Ergebnisse von Simulationsrechnungen mit MIO_AUT umfassen die Darstellung der makroökonomischen Aggregate (Nachfrage, BIP, Beschäftigung, Arbeitslosigkeit), sowie der Produktion und Beschäftigung nach Wirtschaftszweigen. Die Modellergebnisse zeigen auch auf, wie sich der primäre Inflationseffekt weiter fortpflanzt und mittelfristig auf die Reallöhne auswirkt.

3. Energiepreise und -kosten: 2021-23

Für die Abschätzung der Effekte auf die Energiepreise wurden verschiedene statistische Quellen kombiniert und teilweise durch Fortschreibungen und freie Schätzungen ergänzt. Zunächst war zwischen den Preisen, die für die Wirtschaftssektoren relevant sind und jenen, die für die Haushalte gelten, zu unterscheiden. Ein prinzipieller Unterschied besteht auch zwischen der Berechnung der Energiepreisentwicklung für 2021 und 2002 und der Abschätzung der noch zu erwartenden, in gewissem Ausmaß „rückgestauten“, Preissteigerungen in 2023. Aufgrund der starken Preisrückgänge im Pandemiejahr 2020 wurden die Preiseffekte für 2021 im Vergleich zu 2019 berechnet.

Die Preiseffekte für die Wirtschaftssektoren in 2021 und 2022 beruhen auf folgenden Quellen und Berechnungen:

Ölprodukte: Es wurden die publizierten Preisdaten (Tagesbasis) des BMK für Treibstoffe und Heizöl extraleicht (Gasöl) bis zum letzten Veröffentlichungsdatum (August 2022) herangezogen. Für (Flug-)Petroleum wurde die gleiche Preisentwicklung angenommen wie für Benzin und für Flüssiggas die gleiche wie für Heizöl/Gasöl. Für 2023 wurden keine Preiseffekte mehr eingesetzt

Fernwärme und Biomasse: Für Fernwärme werden die Daten des VPI bis Jahresmitte 2022 in Betracht gezogen und für die 2. Jahreshälfte Erhöhungen von bis zu 90% (Wien) angenommen. Für Biomasse gab es Daten von proPellets bis August 2022, für das weitere Jahr wurden keine Erhöhungen mehr angesetzt.

Elektrische Energie und Naturgas: Für 2021 wurden der ÖGPI (Österreichischer Gaspreisindex) und der ÖSPI (Österreichischer Strompreisindex) direkt übernommen, für 2022 die Entwicklung von September 2021 bis September 2022, wodurch eine etwas verzögerte Anpassung berücksichtigt wird. Dabei wurde angenommen, dass die Preise ab August 2022 bis Dezember 2022 sich nicht mehr verändern. Für 2023 wurden dann 80% des Indexwertes vom (geschätzten) Dezemberwert 2022 eingesetzt.

Tabelle 1: Preisentwicklung nach Energieträgern, 2021-23, für Wirtschaftssektoren und private Haushalte

	Inflation, Wirtschaftssektoren			Inflation, VPI		
	2021/19	**2022**	**2023**	**2021/19**	**2022**	**2023**
Benzin	4.1%	33.0%		4.1%	33.0%	
Petroleum	4.1%	33.0%		4.1%	33.0%	
Dieselkraftstoff	2.6%	43.8%		2.6%	43.8%	
Gasöl; Heizöl	-8.6%	73.4%		-6.0%	87.8%	
Flüssiggas	-8.6%	73.4%		-6.0%	87.8%	
Elektrische Energie	5.7%	120.8%	40.3%	13.2%	18.8%	53.9%
Naturgas	86.4%	182.8%	9.5%	6.3%	95.5%	35.8%
Fernwärme	1.0%	40.2%	30.2%	1.0%	40.2%	30.2%
Biomasse	-2.6%	64.7%		-2.6%	64.7%	

Quelle: Eigene Berechnungen, Austrian Energy Agency, BMK, Statistik Austria, proPellets Austria

Die Preiseffekte für die privaten Haushalte in 2021 und 2022 beruhen auf folgenden Quellen und Berechnungen:

Ölprodukte: Es wurden die publizierten Preisdaten des VPI bis zum letzten Veröffentlichungsdatum (August 2022) herangezogen. Für (Flug-)Petroleum wurde die gleiche Preisentwicklung angenommen wie für Benzin und für Flüssiggas die gleiche wie für Heizöl/Gasöl. Für 2023 wurden keine Preiseffekte mehr eingesetzt

Fernwärme und Biomasse: es wurden die für Wirtschaftssektoren berechneten Preiseffekte übernommen.

Elektrische Energie und Naturgas: Es wurden die publizierten Preisdaten des VPI bis zum letzten Veröffentlichungsdatum (August 2022) herangezogen. Für 2023 wurden dann für die Energiepreiskomponente (bei Gas 67,6% und bei elektrischer Energie 58,7%) die (geschätzte) Entwicklung des ÖGPI und des ÖSPI zwischen Juni 2022 und Dezember 2022 zur Berechnung des Indexwertes berechnet. Dadurch wird der um ca. 6 Monate verzögerten Preisanpassung für Haushalte Rechnung getragen.

Wie Tabelle 1 zeigt, liegen manche Energiepreise im Jahr 2021 aufgrund der noch andauernden wirtschaftlichen Pandemiefolgen unter ihrem Niveau im Jahr 2019. Ansonst zeigt sich klar, dass die Energiekrise 2021 von den Preissteigerungen bei Gas und Elektrizität dominiert wird. Für die privaten Haushalte ergibt sich, dass ein entscheidender Teil der Preiseffekte erst 2023 wirksam werden dürfte, wenn – wie hier angenommen – die von den Weltmarkt- und Großhandelspreisen ausgehende Energieinflation sich bereits abschwächen wird. Ölprodukte für die Raumwärme sind im Preis stärker gestiegen als Treibstoffe und Fernwärme geringer als gas und Ölprodukte.

Der für diese Studie verwendete Datensatz von disaggregierten Inputdaten für Energie in physischen und in monetären Einheiten erlaubt eine Berechnung der gesamtwirtschaftlichen Energiekosten und ihrer Entwicklung (Tabelle 2). Dabei werden, wie bei der Berechnung der Preiseffekte, die Energieträger der Sekundärenergie berücksichtigt. Die Kosten für Primärenergie, die in die Energieumwandlung einfließen, dürfen hier nicht dazu gerechnet werden, da ansonst Doppelzählungen auftreten. Im Basisjahr 2017 sind nach diesen Berechnungen gesamtwirtschaftliche Energiekosten von ca. 26 Mrd. € angefallen, 16 Mrd. € bei den Wirtschaftssektoren und 11 Mrd. € bei den Haushalten.

Tabelle 2: Entwicklung der Energiekosten, 2021-23, für Wirtschaftssektoren und private Haushalte

	Wirtschafts-sektoren	Private Haushalte	INSGESAMT
Basisjahr	15.5	11.0	26.5
2021	18.4	11.5	29.9
2022	36.8	16.7	53.5
2023	42.5	20.0	62.5
Diff., 2021	2.9	0.6	3.4
Diff., 2022	18.5	5.1	23.6
Diff., 2023	5.7	3.3	9.0
Diff., kumuliert	27.0	9.0	36.0

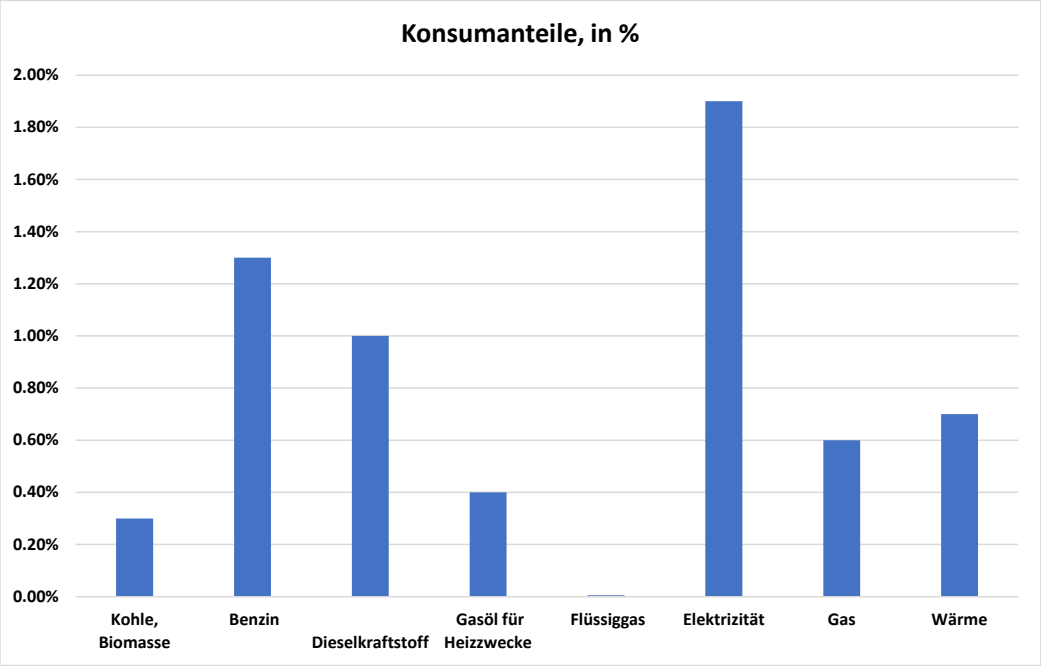
Quelle: Eigene Berechnungen, Austrian Energy Agency, Supply/Use Tabelle 2017 und Energiebilanz, Energiepreise (Statistik Austria)

Diese Energiekosten sind in der Energiekrise 2021-23 massiv angestiegen. Der höchste Anstieg in den gesamtwirtschaftlichen Energiekosten zeigt sich im Jahr 2022 (+ 23,6 Mrd. €), im Ausmaß von 5,3% des BIP. Im Jahr 2023 bremst sich dieser Anstieg (auf Basis der hier getroffenen Annahmen zur weiteren Entwicklung der Energiepreise) wieder auf ca. 9 Mrd. € (1,9% des BIP) ein. Kumuliert betrachtet sind die Energiekosten in der gesamten Periode der Energiekrise (2021-23) in einem Ausmaß angestiegen, das 7,7% des (prognostizierten) BIP in 2023 entspricht. Diese Energiekosten stellen allerdings nicht die gesamten Kosten der Inflation 2021-23 dar, da noch die – im nächsten Abschnitt berechneten – indirekten Preiseffekte dazukommen, die die Kosten weiter erhöhen. Potentiell kostensenkend wirken Verringerungen des Energieverbrauches, die durch die hohen Preise angeregt werden.

4. Gesamtwirtschaftliche Preiseeffekte der Energiekrise 2021-23

Wie bereits in Abschnitt 2.1 dargelegt, wurden für die Analyse der Preiseffekte für die privaten Haushalte die Gewichte aus der neuesten Konsumerhebung (2019/20) von Statistik Austria verwendet. Grafik 1 zeigt die Konsumanteile (Anteile an den gesamten Konsumausgaben) für alle verwendeten Energieträger. Elektrizität und Treibstoffe weisen mit Abstand höhere Anteile auf als alle anderen Energieträger. Fernwärme liegen bei 0,6 bis 0,7% der Ausgaben, Ölprodukte und feste Brennstoffe bei bis zu 0,4%. Dieses Bild ist auch in der Use-Tabelle 2017 aus dem IO-Modell sichtbar, die Anteile der Konsumerhebung stellen aber rezentere Daten dar und wurden deswegen verwendet.

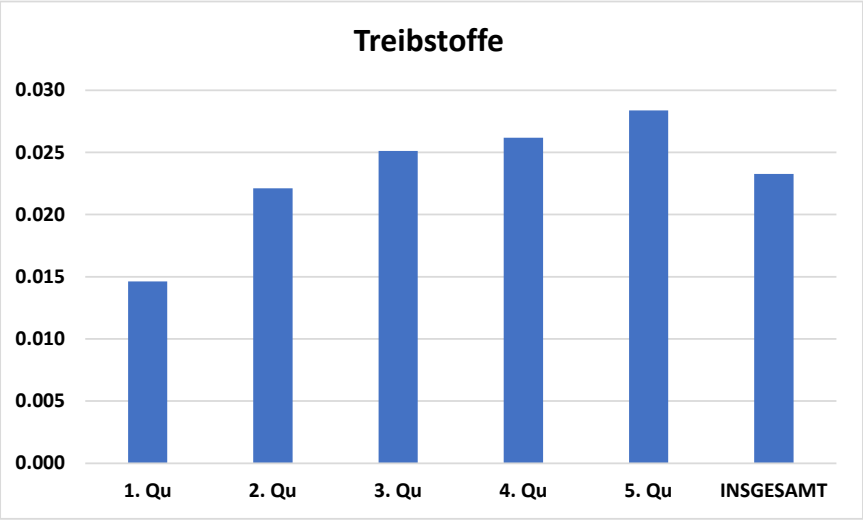
Grafik 1: Anteile an den gesamten Konsumausgaben: Energie (in %), 2019/20



Quelle: Statistik Austria

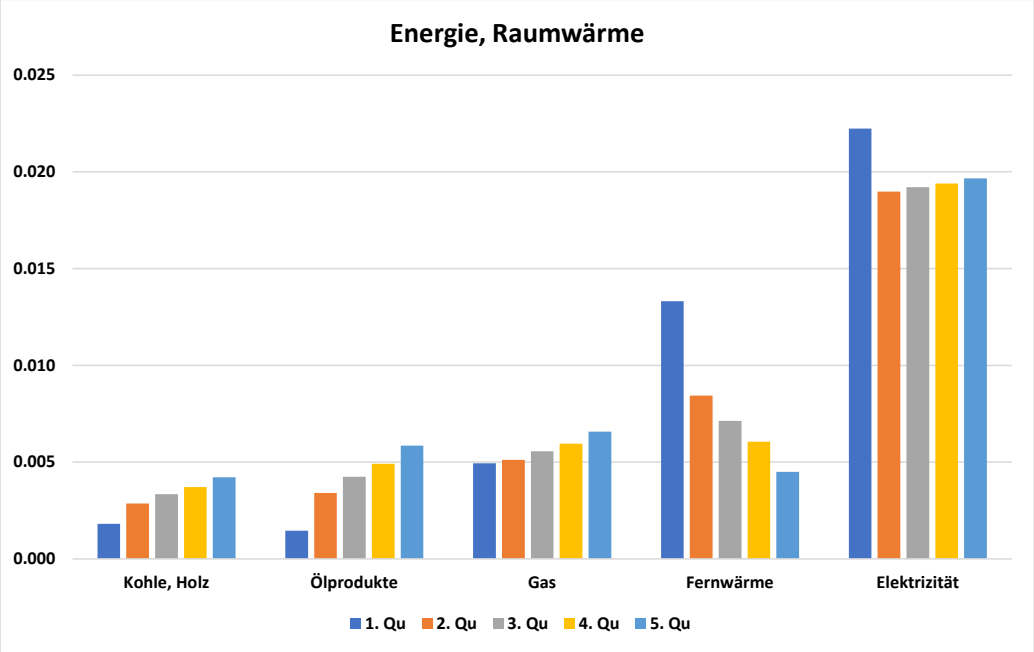
Die in Grafik 1 gezeigten Anteile variieren mit dem Haushaltseinkommen, was Rückschlüsse auf die Verteilungswirkungen der Energiekrise 2021-23 erlaubt. Wenngleich diese Frage nicht Gegenstand der vorliegenden Studie ist, sollen dennoch hier einige Überlegungen dazu angestellt werden. Durch eine Verschneidung von Haushaltsmerkmalen (Wohnungstyp, PKW-Besitz) nach Einkommensgruppen (Quintilen) und Konsumanteilen für Energie nach diesen Merkmalen wurde auf Basis der publizierten Daten eine Abschätzung der Konsumanteile für Energie nach Einkommensgruppen (Quintilen) durchgeführt. Das ersetzt nicht eine genauere Analyse auf Basis der Individualdaten der Konsumerhebung, gibt aber ein erstes Bild über potentielle Verteilungseffekte. Der Anteil der Treibstoffe an den Konsumausgaben steigt mit dem Einkommensniveau kontinuierlich an (Grafik 2), bei den Energieträgern für Raumwärme zeigt sich ein anderes Bild. Der Energieträger mit den höchsten Preissteigerungen in der Energiekrise 2021-23 (Gas) weist kontinuierlich steigende Konsumanteile mit dem Einkommen aus. Wesentlich stärker ausgeprägt ist dieser Anstieg für feste Brennstoffe und Ölprodukte. Fernwärme weist als einziger Energieträger stark sinkende Konsumanteile mit dem Einkommen aus, Elektrizität einen unregelmäßigen U-Verlauf.

Grafik 2: Anteile an den gesamten Konsumausgaben nach Quintilen des verfügbaren Einkommens: Treibstoffe (in %), 2019/20



Quelle: Eigene Berechnungen, Statistik Austria

Grafik 3: Anteile an den gesamten Konsumausgaben nach Quintilen des verfügbaren Einkommens: Energie (in %), 2019/20



Quelle: Eigene Berechnungen, Statistik Austria

Insgesamt macht die Energie nur ca. 6% der gesamten Konsumausgaben aus (Tabelle 3), der größte Anteil wird für Dienstleistungen ausgegeben. Manche energie- und vor allem gasintensive Sektoren (Nahrungs- und Genussmittel) weisen jedoch auch relativ hohe Anteile auf.

Tabelle 3: Anteile an den gesamten Konsumausgaben (in %)

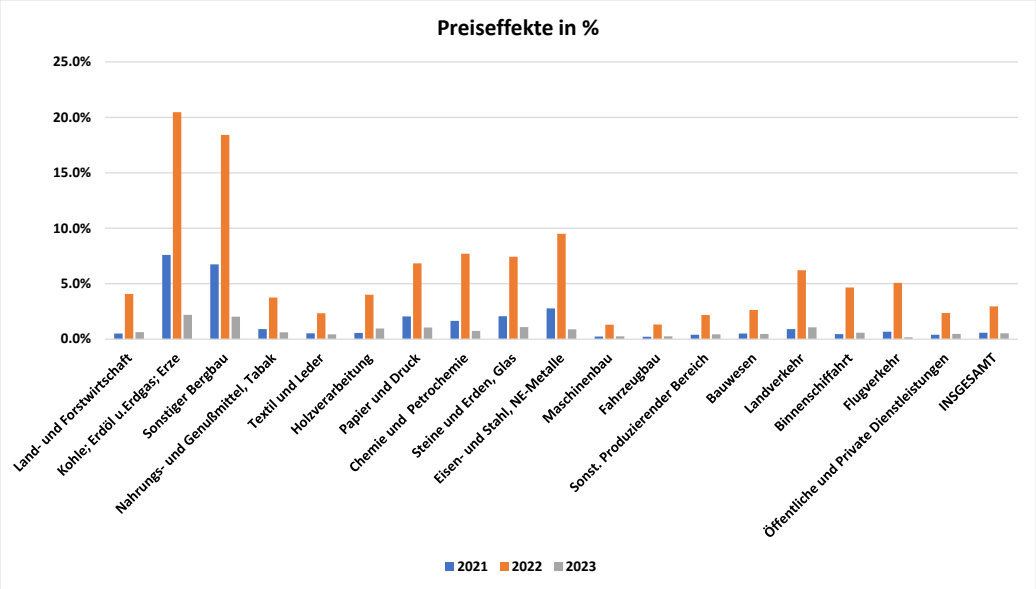
Land- und Forstwirtschaft	1.2%
Kohle; Erdöl u.Erdgas; Erze	0.0%
Sonstiger Bergbau	0.0%
Nahrungs- und Genußmittel, Tabak	5.4%
Textil und Leder	2.7%
Holzverarbeitung	0.1%
Papier und Druck	0.2%
Chemie und Petrochemie	0.7%
Steine und Erden, Glas	0.1%
Eisen- und Stahl, NE-Metalle	0.0%
Maschinenbau	0.1%
Fahrzeugbau	1.4%
Sonst. Produzierender Bereich	4.0%
Bauwesen	0.4%
Landverkehr	2.3%
Binnenschiffahrt	0.0%
Flugverkehr	0.8%
Öffentliche und Private Dienstleistungen	62.0%
Nicht - Energie	**81.4%**
Energie	**6.2%**
Netto-Steuern	12.4%
INSGESAMT	100.0%

Quelle: Eigene Berechnungen, Statistik Austria

Im Folgenden werden die mit dem partitionierten IO-Preismodell berechneten Preiseffekte dargestellt. Dabei handelt es sich um die kumulierten, indirekten Effekte, die Effekte für die Energiegüter sind ja bereits in Tabelle 1 enthalten.

In 2021 waren demnach – mit Ausnahme von Erdgas – noch keine massiven Preissteigerungen bei Energie zu beobachten, manche Energieträger sind im Preis sogar gefallen. Dementsprechend fällt der gesamte Preiseffekt (gewichtet) für Nicht-Energie gering (+ 0,6%) aus. Am stärksten betroffen sind Bergbau-Sektoren (Feedback von Sekundär- auf Primärenergie) und gasintensive Industrien (Papier und Druck, Steine und Erden, Eisen und Stahl). Hier ist noch einmal anzumerken, dass die berechneten Effekte aus Simulationen mit einem Modell stammen, das zu einem großen Teil auf Daten von 2017 beruht und die Verhältnisse 2021-23 nicht perfekt darstellen kann. Außerdem besteht eine potentielle Quelle der Unterschätzung der Effekte, da in der Simulation lediglich die Importpreise für Sekundärenergie ansteigen, nicht aber die Preise aller anderen Importgüter, die im Prinzip ähnlich ansteigen müssten wie in der Simulation die heimischen Preise in Österreich steigen.

Grafik 4: (Output-) Preiseffekte in den Nicht-Energie-Sektoren, 2021-23, in %



Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 4: (Output-) Preiseffekte in den Nicht-Energie-Sektoren, 2021-23, in %

	2021	2022	2023
Land- und Forstwirtschaft	0.5%	4.1%	0.6%
Kohle; Erdöl u.Erdgas; Erze	7.6%	20.5%	2.2%
Sonstiger Bergbau	6.7%	18.4%	2.0%
Nahrungs- und Genußmittel, Tabak	0.9%	3.8%	0.6%
Textil und Leder	0.5%	2.3%	0.4%
Holzverarbeitung	0.6%	4.0%	1.0%
Papier und Druck	2.1%	6.8%	1.1%
Chemie und Petrochemie	1.7%	7.7%	0.8%
Steine und Erden, Glas	2.1%	7.4%	1.1%
Eisen- und Stahl, NE-Metalle	2.8%	9.5%	0.9%
Maschinenbau	0.2%	1.3%	0.3%
Fahrzeugbau	0.2%	1.3%	0.3%
Sonst. Produzierender Bereich	0.4%	2.2%	0.4%
Bauwesen	0.5%	2.6%	0.5%
Landverkehr	0.9%	6.2%	1.1%
Binnenschiffahrt	0.5%	4.7%	0.6%
Flugverkehr	0.7%	5.1%	0.2%
Öffentliche und Private Dienstleistungen	0.4%	2.4%	0.5%
INSGESAMT	0.6%	3.0%	0.5%

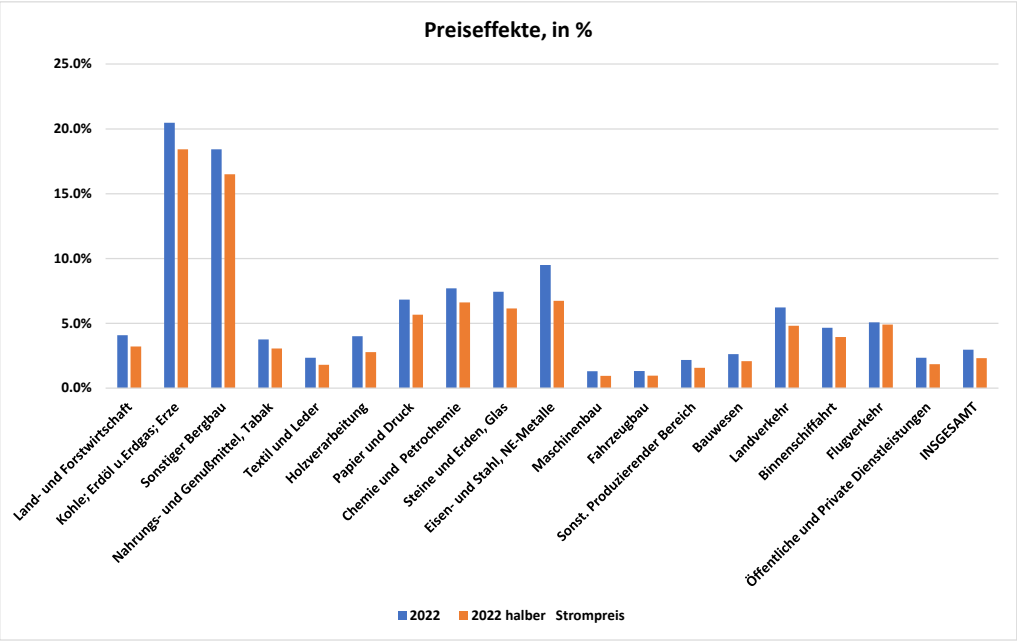
Quelle: Eigene Berechnungen

Völlig anders stellt sich die Situation im Jahr 2022 dar, dem Jahr mit massiven Preissteigerungen für fast alle Energieträger. Die Preise für Nicht-Energie-Güter steigen insgesamt (gewichtet) um 3%, die Preise in den energieintensiven Industrien um 7 bis 10% und

die Preise in den Verkehrssektoren (Land-, Schiff-, und Luftverkehr) um ca. 5%. Im Jahr 2023 sind – annahmegemäß – nur noch Gas, Elektrizität und Fernwärme von „rückgestauten“ Energiepreisschocks betroffen und die indirekten Preiseffekte fallen geringer aus als 2021.

Um den Effekt von Maßnahmen zur Begrenzung des Strompreisanstieges (Reform des Merit-Orders Modells, Deckelung der Stromkosten) bzw. der Entkopplung des Strompreises vom derzeit durch den Ukraine-Krieg verzerrten Marktpreis für Gas abschätzen zu können, wurde in einer weiteren Simulation für die Jahre 2022 und 2023 nur der halbe Anstieg im Preis für elektrische Energie eingesetzt und das partitionieret IO-Preismodell damit gelöst. Der gesamte, gewichtete Preiseffekt für Nicht-Energie in 2022 beträgt dann nur noch 2,3%, statt wie zuvor 3% (Grafik und Tabelle 5). Vor allem für die stromintensiven Dienstleistungen, die über 80% der Konsumausgaben ausmachen, sinkt der Preiseffekt von 2,4% auf 1,8%. Durch eine Begrenzung des Anstieges des Preises für elektrische Energie auf die Hälfte werden die Preiseffekte auch in 2023 gedämpft (+ 0,3%, Tabelle 6).

Grafik 5: (Output-) Preiseffekte in den Nicht-Energie-Sektoren, 2022, halber Anstieg im Strompreis, in %



Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 5: (Output-) Preiseffekte in den Nicht-Energie-Sektoren, 2022, halber Anstieg im Strompreis, in %

	2022	2022 halber Strompreis
Land- und Forstwirtschaft	4.1%	3.2%
Kohle; Erdöl u.Erdgas; Erze	20.5%	18.4%
Sonstiger Bergbau	18.4%	16.5%
Nahrungs- und Genußmittel, Tabak	3.8%	3.1%
Textil und Leder	2.3%	1.8%
Holzverarbeitung	4.0%	2.8%
Papier und Druck	6.8%	5.7%
Chemie und Petrochemie	7.7%	6.6%
Steine und Erden, Glas	7.4%	6.1%
Eisen- und Stahl, NE-Metalle	9.5%	6.7%
Maschinenbau	1.3%	0.9%
Fahrzeugbau	1.3%	1.0%
Sonst. Produzierender Bereich	2.2%	1.6%
Bauwesen	2.6%	2.1%
Landverkehr	6.2%	4.8%
Binnenschiffahrt	4.7%	4.0%
Flugverkehr	5.1%	4.9%
Öffentliche und Private Dienstleistungen	2.4%	1.8%
INSGESAMT	3.0%	2.3%

Quelle: Eigene Berechnungen

Insgesamt zeigen die Modellsimulationen mit dem partitionierten IO-Preismodell, dass die Energiepreisschocks, besonders im Jahr 2022, signifikante Preiseffekte im Nicht-Energie Bereich (bis zu 3%) bewirken. In den Jahren 2021 und 2023 ist dieser Effekt entsprechend geringer. Wenn durch entsprechende Maßnahmen eine nur halb so große Steigerung des Strompreises erreicht würde, dann könnte dieser inflationäre Effekt im Nicht-Energie Bereich begrenzt werden, im Jahr 2022 auf 2,3%. Von den Preiseffekten ist die energieintensive Industrie stark betroffen, aber auch der Bergbau, wodurch die Preise für Primärenergie zusätzlich angeheizt werden könnten.

Tabelle 6: (Output-) Preiseffekte in den Nicht-Energie-Sektoren, 2023, halber Anstieg im Strompreis, in %

	2023	2023 halber Strompreis
Land- und Forstwirtschaft	0.6%	0.4%
Kohle; Erdöl u.Erdgas; Erze	2.2%	1.5%
Sonstiger Bergbau	2.0%	1.4%
Nahrungs- und Genußmittel, Tabak	0.6%	0.4%
Textil und Leder	0.4%	0.3%
Holzverarbeitung	1.0%	0.6%
Papier und Druck	1.1%	0.7%
Chemie und Petrochemie	0.8%	0.5%
Steine und Erden, Glas	1.1%	0.7%
Eisen- und Stahl, NE-Metalle	0.9%	0.6%
Maschinenbau	0.3%	0.2%
Fahrzeugbau	0.3%	0.2%
Sonst. Produzierender Bereich	0.4%	0.3%
Bauwesen	0.5%	0.3%
Landverkehr	1.1%	0.6%
Binnenschiffahrt	0.6%	0.3%
Flugverkehr	0.2%	0.1%
Öffentliche und Private Dienstleistungen	0.5%	0.3%
INSGESAMT	0.5%	0.3%

Quelle: Eigene Berechnungen

Die Effekte der Energiepreissteigerungen auf den Konsumentenpreisindex (Tabelle 7) betragen bis zu 5,7% (im Jahr 2022). Dabei ist das nicht als Inflationsprognose zu verstehen, sondern als partialanalytischer Effekt der Energiepreise. Daneben besteht eine Basisinflation, da auch andere Importpreise und die Löhne gestiegen sind, was in den Berechnungen mit dem partitionierten IO-Preismodell nicht berücksichtigt wurde.

Tabelle 7: Inflationseffekte der Energiekrise, 2021-23, in %

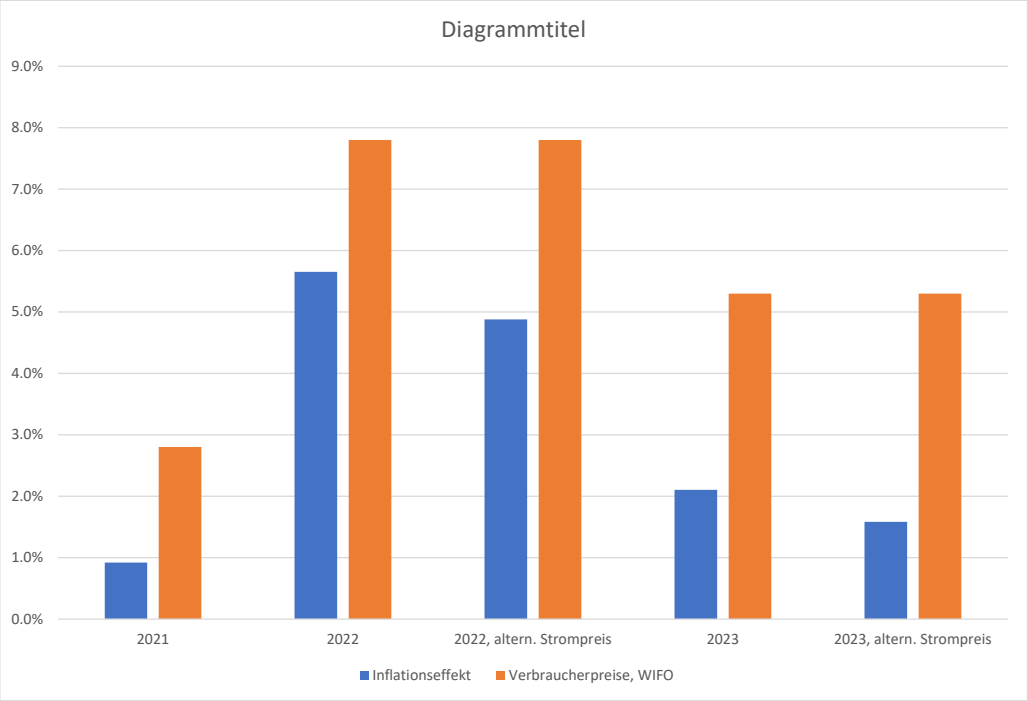
	2021	2022	halber Strompreis 2022	2023	halber Strompreis 2023
Inflationseffekt	0.9%	5.7%	4.9%	2.1%	1.6%
Verbraucherpreise, WIFO	2.8%	7.8%	7.8%	5.3%	5.3%
Differenz	1.9%	2.1%	2.9%	3.2%	3.7%

Quelle: Eigene Berechnungen

Die Differenz zwischen dem vom WIFO prognostizierten Anstieg der Verbraucherpreise, der als Berechnung der gesamten Inflation zu sehen ist und dem hier berechneten partialanalytischen Preiseffekt aufgrund der Energiekrise 2021-23 beträgt 2021 und 2022 jeweils ca. 2%punkte. Das stellt einen plausiblen Wert für die Basisinflation dar. Erst im Jahr 2023 würde die Differenz über 3%punkte betragen. Die hier für 2023 eingesetzten Preiseffekte für Energie ergeben somit einen geringeren Inflationsauftrieb, als er der Prognose des WIFO für dieses Jahr zugrunde liegt.

Darüber hinaus zeigt sich deutlich, wie ein nur halb so großer (angenommener) Anstieg des Preises für Elektrizität die Inflation dämpfen würde. Im Jahr 2022 würde das 0,8%punkte ausmachen und in 2023 noch immer 0,5%punkte.

Grafik 9: Konsumpreiseffekte in den Nicht-Energie-Sektoren im Vergleich zu den prognostizierten Verbraucherpreisen, 2021-23, in %



Quelle: Eigene Berechnungen, WIFO

Weiters wurden die Teiltabellen für die Energiesektoren des partitionierten IO-Preismodells dafür verwendet, um zu berechnen, wie sich die Gewinnmargen dieser Sektoren in der Energiekrise 2021-23 bei den gegebenen Preisen für Primär- und Sekundärenergie verändert haben. Dafür mussten zusätzlich zu den berechneten Preisen für Sekundärenergie Preise für die Primärenergieträger Erdöl und Erdgas abgeschätzt werden. Für Erdöl wurde dafür der internationale Rohölpreis Brent eingesetzt (2021: +4,6%; 2022: +66,4%), da angenommen werden kann, dass die österreichische Mineralölverwaltung zu diesem Preis einkauft. Für Erdgas wurde angenommen, dass aufgrund der langfristigen Lieferverträge zwei Drittel des Erdgases zu einem Preis eingekauft werden, der die Hälfte des in Tabelle 1 dargestellten Preises für Wirtschaftssektoren (Großhandelspreis) beträgt. Das restliche Drittel wird zum Großhandelspreis gekauft. Mit diesen Annahmen erhält man im IO-Preismodell die in Tabelle 8 dargestellten Anstiege in den Gewinnmargen der Wirtschaftssektoren. Hier muss angemerkt werden, dass die ausgewiesenen Gewinnmargen auf Basis der Supply/Use-Tabelle berechnet wurden (Netto-Betriebsüberschuss pro Outputeinheit) und weder die Definition noch die daraus resultierenden Zahlen mit den Gewinnmargen, die sich aus betriebswirtschaftlichen Daten berechnen lassen und üblicherweise verwendet werden, übereinstimmen müssen. Vor allem im Jahr 2022 sind die Gewinnmargen in allen Sektoren angestiegen, in der Elektrizitätsversorgung und in der Gasversorgung in allen Jahren. Relativ geringer fällt im Vergleich dazu die Erhöhung der Gewinnmarge in der Mineralölverarbeitung aus. In der Fernwärmeversorgung wird die Gewinnmarge aufgrund der verzögerten Anpassung im Outputpreis im Jahr 2021 negativ, was in den Jahren danach mehr als kompensiert wird.

Tabelle 8: Effekte der Energiekrise auf die Gewinnmarge (in % des Outputs) der Energiesektoren, 2021-23

	Basisjahr	2021	2022	2023
Kokerei, Mineralölverarbeitung	5.1%	2.5%	13.1%	5.2%
Elektrizitätsversorgung	4.2%	8.9%	27.7%	19.6%
Gasversorgung	0.5%	23.1%	50.2%	2.9%
Wärmeversorgung	4.5%	-2.8%	18.2%	29.0%

Quelle: Eigene Berechnungen

Nimmt man wiederum für 2022 und 2023 nur den halben Anstieg im Preis für elektrische Energie an, dann würde der Anstieg in der Gewinnmarge im Sektor Elektrizitätsversorgung auf 18,4% (2022) bzw. 12,4% (2023) begrenzt.

5. Gesamtwirtschaftliche Effekte der Energiekrise 2021-22

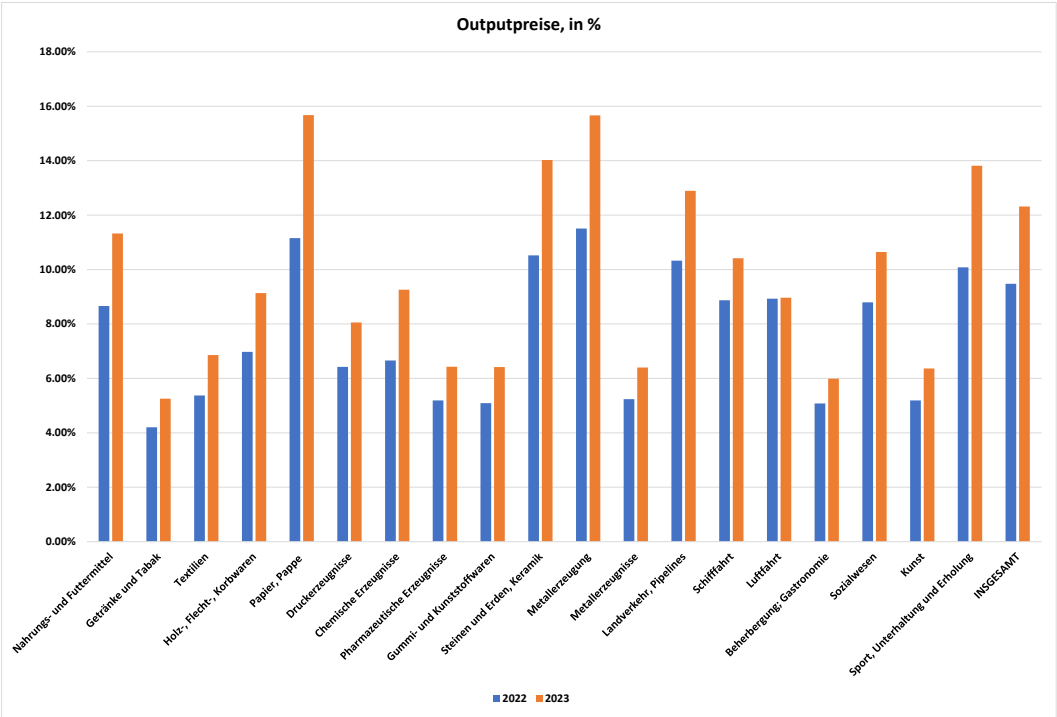
Für die Simulationen mit dem MIO_AUT-Modell wurde zunächst – wie schon in Abschnitt 2.2. beschrieben – der Preissetzungsmechanismus in den beiden Sektoren Kokerei, Mineralölverarbeitung und Energieversorgung so angepasst, dass die Outputpreise direkt vom Importpreis bestimmt werden. Die in Tabelle 1 dargestellten Preiseffekte wurden somit dynamisch in MIO-AUT für den Zeitraum 2021-23 übertragen, wobei die Ölprodukte und die Güter Elektrizität, Gas und Fernwärme jeweils aggregiert werden mussten. Ebenfalls wurde ein „Szenario halber Strompreis“ gerechnet, wobei dieser geringere Anstieg der Strompreise in der gesamten Periode 2021-23 wirksam wird.

Die Ergebnisse der Simulationen zeigen signifikante, gesamtwirtschaftliche Effekte der Energiekrise 2021-23, vor allem im Jahr 2022. Zur Interpretation ist zu beachten, dass die Ergebnisse als Differenz zu einem „Baseline“-Szenario definiert sind und sich daher kumulieren. Aus diesem Grund steigen die gezeigten Effekte im Jahr 2023 noch an, obwohl sich der Schock im Energiepreis gegenüber 2022 bereits verringert hat. Dieser niedrigere Schock kommt jedoch zum hohen Preisniveau des Jahres 2022 noch dazu und erhöht das Niveau weiter.

Der gesamte Preisanstieg über alle Sektoren (Energie und Nicht-Energie) beträgt in 2022 ca. 9,5% und steigt (gegenüber dem „Baseline“) in 2023 auf 12,3% an (Grafik 10). Es zeigt sich, dass in 2022 nicht nur energieintensive Sektoren der Industrie von hohen Preissteigerungen betroffen sind, sondern auch zahlreiche Dienstleistungsbereiche. Dabei ist durch die tiefere Sektorgliederung im MIO_AUT-Modell (Zweisteller NACE) der indirekte Effekt über die Lieferketten gut sichtbar, z.B. von Nahrungsmitteln auf Beherbergung und Gastronomie, von Papier und Pappe auf Druckereierzeugnisse und von Metallerzeugung auf Metallerzeugnisse. Durch den halbierten Anstieg im Strompreis kann die im MIO_AUT-Modell gemessene gesamtwirtschaftliche Preissteigerung in 2022 um ca. 2%punkte gedämpft werden (Grafik 11), also etwas mehr als die im partitionierten IO-Preismodell gemessenen Verbraucherpreis-Effekte durch den halben Strompreisanstieg zurückgehen.

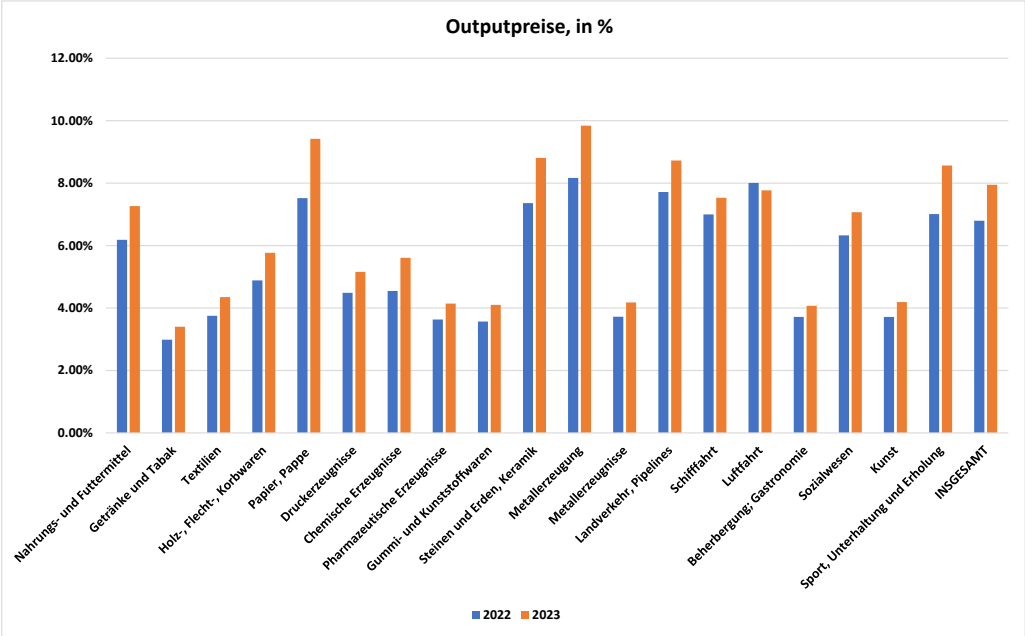
Die gesamtwirtschaftlichen Effekte kommen vor allem durch den negativen Effekt auf das Realeinkommen und den dadurch ausgelösten Rückgang im privaten Konsum zustande; in geringerem Ausmaß auch durch eine Dämpfung der Investitionen (Grafik 12 und Tabelle 9). Der BIP-Effekt (wiederum als Differenz zum „Baseline“ definiert) beträgt in 2022 fast -2,6%, was sich bis 2023 auf ca. -3,3% erhöht, da sich noch weitere Preiseffekte kumulieren. Die Begrenzung des Strompreisanstieges hat das Potential, den negativen BIP-Effekt in 2022 um ca. 0,6%punkte und in 2023 um ca. einen Prozentpunkt zu dämpfen. Damit wird auch der negative Beschäftigungseffekt verringert und beträgt in 2022 nur noch -1% statt -1,5% (Grafik 13 und Tabelle 10).

Grafik 10: (Output-) Preiseffekte in ausgewählten Sektoren, 2022-2023, in %



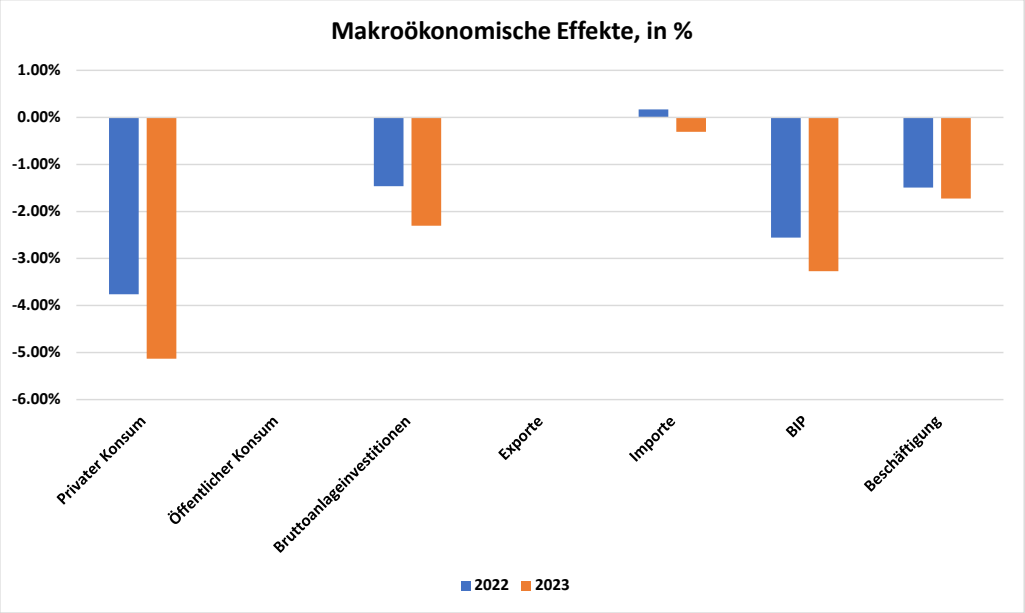
Quelle: Eigene Berechnungen, WIFO

Grafik 11: (Output-) Preiseffekte in ausgewählten Sektoren, halber Strompreisanstieg, 2022-2023, in %



Quelle: Eigene Berechnungen, WIFO

Grafik 12: Makroökonomische Effekte, 2022-23, in %



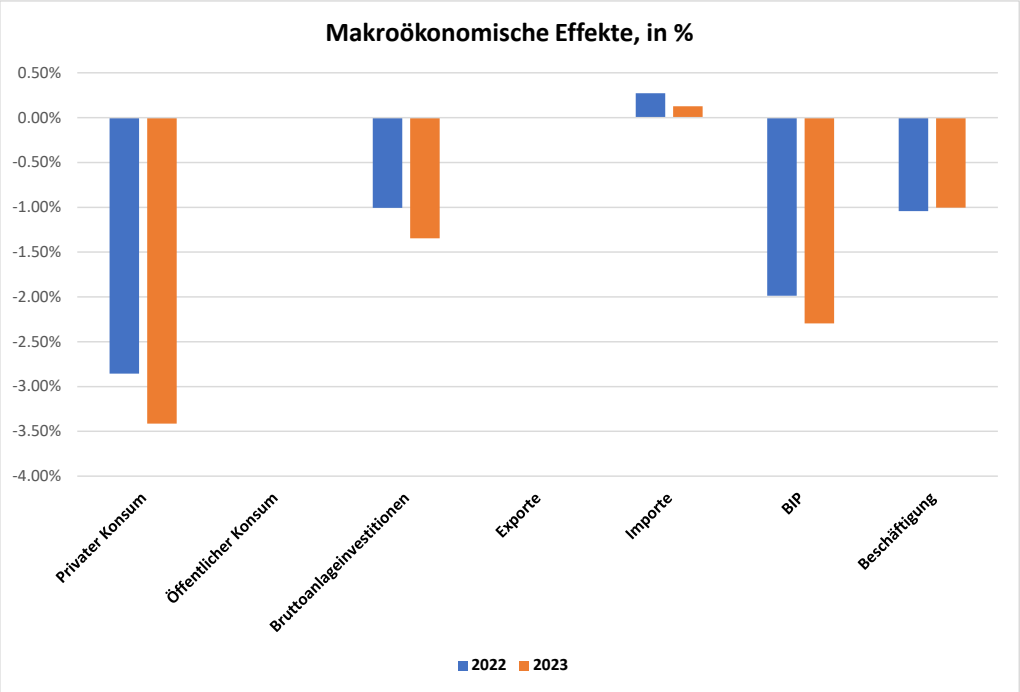
Quelle: Eigene Berechnungen, WIFO

Tabelle 9: Makroökonomische Effekte, 2022-23, in %

	2022	2023
Privater Konsum	-3.76%	-5.13%
Öffentlicher Konsum	0.00%	0.00%
Bruttoanlageinvestitionen	-1.46%	-2.30%
Exporte	0.00%	0.00%
Importe	0.17%	-0.31%
BIP	-2.56%	-3.27%
Beschäftigung	-1.49%	-1.73%

Quelle: Eigene Berechnungen, WIFO

Grafik 13: Makroökonomische Effekte, halber Strompreisanstieg, 2022-23, in %



Quelle: Eigene Berechnungen, WIFO

Tabelle 10: Makroökonomische Effekte, halber Strompreisanstieg, 2022-23, in %

	2022	2023
Privater Konsum	-2.86%	-3.41%
Öffentlicher Konsum	0.00%	0.00%
Bruttoanlageinvestitionen	-1.01%	-1.35%
Exporte	0.00%	0.00%
Importe	0.27%	0.13%
BIP	-1.99%	-2.29%
Beschäftigung	-1.04%	-1.00%

Quelle: Eigene Berechnungen, WIFO

In absoluten Zahlen beträgt der negative Beschäftigungseffekt in 2022 minus 58.000 Vollzeitäquivalente, was sich bei einer Begrenzung des Strompreisanstieges auf ca. minus 40.000 verringert. Dabei ist die Beschäftigung in einigen Sektoren durch die höheren Energiepreise aufgrund von Substitutionseffekten im Translog-Modell sogar höher als im „Baseline"-Szenario, da mehr in die Erhöhung der Energieeffizienz als in die Erhöhung der Arbeitsproduktivität investiert wird. Eine Veränderung im Produkt-mix der Sektoren (weniger energieintensive Prozesse) trägt ebenfalls zu diesem Substitutionseffekt bei.

Der Inflationseffekt, der sich aus den Simulationen mit dem MIO_AUT-Modell ergibt (Tabelle 11), kann mit jenem aus dem partitionierten IO-Preismodell (Tabelle 7) verglichen werden. Der Effekt in 2021 ist fast gleich, jener in 2022 ist in den Simulationen mit dem gesamtwirtschaftlichen Modell etwas höher (6,6% statt 5,7%). In MIO_AUT geht der

inflationäre Auftrieb in 2023 dann stark zurück und der Inflationseffekt beträgt nur noch 1,6% statt 2,1% wie im partitionierten IO-Preismodell. Durch die Begrenzung des Preisanstieges für Strom kann der Inflationseffekt in 2022 um 1,8%punkte gedämpft werden, das ist deutlich mehr als in Tabelle 7 dargestellt (0,8%punkte). In 2023 kann dadurch der Inflationseffekt um ca. einen Prozentpunkt gedämpft werden.

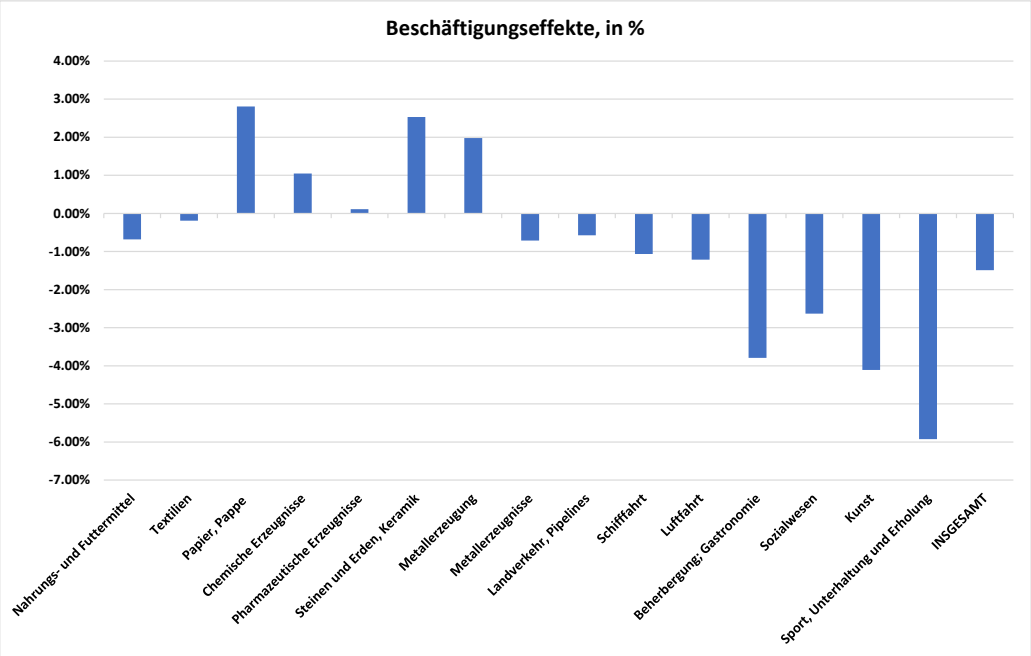
Tabelle 11 zeigt deutlich die Bedeutung einer Begrenzung der Inflationseffekte für die Entwicklung der Reallöhne. Vor allem im Jahr 2022, in dem der Reallohneffekt -2,4% betrifft, kann dieser stark verringert werden. Der Reallohneffekt bleibt in 2023 gleich (und erhöht sich nicht durch den Rückgang der Inflation) und könnte ebenfalls durch eine Begrenzung des Anstiegs der Strompreise stark verringert werden.

Tabelle 11: Inflations- und Reallohneffekte, 2022-23, in %

			halber Strompreis		halber Strompreis
	2021	2022	2022	2023	2023
Inflationseffekt	1.0%	6.6%	4.8%	1.6%	0.7%
Reallohneffekt	-0.2%	-2.4%	-1.6%	-2.4%	-1.1%

Quelle: Eigene Berechnungen, WIFO

Grafik 14: Beschäftigungseffekte, 2022-23, in %



Quelle: Eigene Berechnungen, WIFO

GERECHTIGKEIT #FÜRDICH

Gesellschaftskritische Wissenschaft: die Studien der AK Wien

Alle Studien zum Download:
wien.arbeiterkammer.at/service/studien

arbeiterkammer.at/rechner
youtube.com/AKoesterreich
twitter.com/arbeiterkammer
facebook.com/arbeiterkammer
@diearbeiterkammer
tiktok.com/@arbeiterkammer

WIEN.ARBEITERKAMMER.AT

AK WIEN