



Analyse der makro- ökonomischen Effekte unterschiedlicher Szenarien auf der Grundlage langfristiger Gaslieferverträge

**Michael Böheim, Claudia Kettner-Marx,
Gerhard Streicher (WIFO),
Bernhard Gahleitner, Stefan Reuter,
Philipp Ortmann, Alfred Schuch (AIT),
Peter Kotek, Borbála Tóth, Adrienn Selei (REKK)**

Wissenschaftliche Assistenz: Katharina Köberl-
Schmid, Susanne Markytan (WIFO)

März 2025

Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung

Analyse der makroökonomischen Effekte unterschiedlicher Szenarien auf der Grundlage langfristiger Gaslieferverträge

Michael Böheim, Claudia Kettner-Marx, Gerhard Streicher (WIFO), Bernhard Gahleitner, Stefan Reuter, Philipp Ortmann, Alfred Schuch (AIT), Peter Kotek, Borbála Tóth, Adrienn Selei (REKK)

März 2025

Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung, Austrian Institute of Technology,
Regional Centre for Energy Policy Research

Im Auftrag des Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation
und Technologie

Begutachtung: Mark Sommer (WIFO)

Wissenschaftliche Assistenz: Katharina Köberl-Schmid, Susanne Markytan (WIFO)

Ziel des Projektes war die Analyse der makroökonomischen Effekte unterschiedlicher Szenarien auf der Grundlage der langfristigen Gaslieferverträge von Österreich mit Russland. Die makroökonomischen Effekte der einzelnen Szenarien wurden mit dem WIFO-Modell ADAGIO (A DynAmic Global Input Output Model) modelliert und umfassen Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte auf sektoraler Ebene sowie die Effekte auf die Entwicklung des Bruttoinlandsproduktes. Die wesentlichste Schlussfolgerung aus der Studie ist zweifellos, dass die Versorgungssicherheit Österreichs am besten durch eine gut diversifizierte Beschaffungsstrategie, die die Abhängigkeit von einzelnen Lieferanten erst gar nicht entstehen lässt, gewährleistet werden kann. Auf diese Weise können allfällige Verwerfungen auf Lieferantenseite durch ein resilientes Beschaffungssystem gut absorbiert werden.

2025/2/S/WIFO-Projektnummer: 24062

© 2025 Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung, Austrian Institute of Technology, Regional Centre for Energy Policy Research

Medieninhaber (Verleger), Hersteller: Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung

1030 Wien, Arsenal, Objekt 20 • Tel. (43 1) 798 26 01 0 • <https://www.wifo.ac.at> • Verlags- und Herstellungsort: Wien

Kostenloser Download: <https://www.wifo.ac.at/publication/pid/57707243>

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung	3
1.1 Hintergrund des Auftrages	3
1.2 Aufbau der Studie	5
2. Methodik	5
2.1 EGMM-Modell	5
2.2 Modellbeschreibung ADAGIO	9
3. Szenarienbeschreibung	13
3.1 Kontrafaktisches Szenario	13
3.2 Szenario 1: Kein Vertrag zwischen Gazprom und OMV ("Kein AT Vertrag")	14
3.3 Szenario 2: Kein ukrainischer Transit ("Kein UA Transit")	14
3.4 Szenario 3: Kein russisches Pipeline-Gas ("Kein RU Gas")	14
3.5 Vergleich der modellierten Szenarien	14
3.6 Sensitivitäts-Szenarien	15
4. Modellinputs und -annahmen	15
5. Ergebnisse	17
5.1 Ergebnisse der Gasmarktmodellierung	17
5.2 Makroökonomische Ergebnisse	32
6. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	41
7. Referenzen	43
8. Anhang	44

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Modellierte Gas- und Kalenderjahre	8
Tabelle 2: Zusammenfassung der modellierten Szenarien	15
Tabelle 3: Annahmen und Modell-Inputs	16
Tabelle 4: Preisauswirkungen nach Szenario im Gasjahr 2024 (EUR/MWh)	18
Tabelle 5: Preisauswirkungen nach Szenario im Gasjahr 2025 (EUR/MWh)	19
Tabelle 6: Preisauswirkungen nach Szenario im Gasjahr 2027 (EUR/MWh)	20
Tabelle 7: Preisauswirkungen nach Szenario im Gasjahr 2030 (EUR/MWh)	21
Tabelle 8: Veränderung der Speicherstände bis zum Gasjahr 2025 in Österreich nach Szenario	27
Tabelle 9: Eingangspreise für Gas und Strom in Österreich nach Szenario (EUR/MWh)	33
Tabelle 10: Makroökonomische Effekte der Energiepreiseerhöhungen auf Österreich nach Szenario	37
Tabelle 11: Sektorale Effekte der Energiepreiseerhöhungen in Österreich: geschätzte Auswirkungen auf die reale Wertschöpfung nach Szenario	38
Tabelle 12: Reale BIP-Effekte der Energiepreiseerhöhungen in den EU-Mitgliedsstaaten nach Szenario	40
Tabelle 13: Veränderung der österreichischen Großhandelspreise nach Szenario und Gasjahr in EUR/MWh und % zu kontrafaktischem Szenario	42
Tabelle 14: Gasanteil am energetischen Verbrauch des Energiegutes D35 (Strom/Gas) für die österreichischen Wirtschaftsbranchen	44

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Geografische Darstellung des EGMM-Modells	6
Abbildung 2: Modellstruktur ADAGIO	12
Abbildung 3: Modellierte Großhandelspreise für Österreich nach Szenario und Gasjahr	22
Abbildung 4: Gasflüsse an österreichischen Kopplungspunkten nach Szenario im Gasjahr 2024	23
Abbildung 5: Gasflüsse an österreichischen Kopplungspunkten nach Szenario im Gasjahr 2025	24
Abbildung 6: Gasflüsse an österreichischen Kopplungspunkten nach Szenario im Gasjahr 2027	25
Abbildung 7: Gasflüsse an österreichischen Kopplungspunkten nach Szenario im Gasjahr 2030	26
Abbildung 8: Jährliche Gasausgaben in Österreich nach Szenario und Gasjahr	28
Abbildung 9: Anstieg der jährlichen Gasausgaben in Österreich nach Szenario im Gasjahr 2025 im Vergleich zum Referenzszenario	28
Abbildung 10: Jährliche Gasausgaben in der EU-27 nach Szenario und Gasjahr	29
Abbildung 11: Anstieg der jährlichen Gasausgaben in der EU-27 nach Szenario im Gasjahr 2025 im Vergleich zum Referenzszenario	29
Abbildung 12: Versorgungsstruktur der EU-27 nach Szenario im Gasjahr 2024	30
Abbildung 13: Versorgungsstruktur der EU-27 nach Szenario im Gasjahr 2025	30
Abbildung 14: Versorgungsstruktur der EU-27 nach Szenario im Gasjahr 2027	31
Abbildung 15: Versorgungsstruktur der EU-27 nach Szenario im Gasjahr 2030	31

1. Einleitung

1.1 Hintergrund des Auftrages

Am 11. Dezember 2024 gab die OMV die Kündigung ihres langfristigen Erdgasliefervertrags mit Gazprom Export aufgrund mehrerer grundlegender Vertragsverletzungen durch Gazprom Export bekannt. Die Vertragskündigung wurde sofort wirksam. Der betreffende Vertrag stammte aus dem Jahr 2006 und sah eine Laufzeit bis 2040 vor. Seit dem 16. November 2024 hatte Gazprom Export die Gaslieferungen an OMV eingestellt und war damit vertragsbrüchig geworden. Zuvor erhielt die OMV etwa 7.400 MWh pro Stunde an der österreichisch-slowakischen Grenze. Dies entsprach ungefähr 5 TWh pro Monat bzw. 60 TWh pro Jahr.¹

Damit fand ein langes und in der Retrospektive als unrühmlich und belastend einzunordnendes Kapitel der österreichischen Energiepolitik sein abruptes Ende. Seit dem Frühjahr 2022 bis zur Kündigung des Vertrages durch die OMV war der Ausstieg aus den langfristigen Gaslieferverträgen zwischen Österreich und Russland ein bedeutendes und die Innen- und Außenpolitik Österreichs in Wellen beherrschendes Thema, das sowohl wirtschaftliche als auch geopolitische Dimensionen umfasst hat. Diese Verträge haben über mehr als ein halbes Jahrhundert² eine zentrale Rolle in der Energieversorgung Österreichs gespielt, doch die substanziellen Umwälzungen in der geopolitischen Landschaft und die wachsenden Bedenken hinsichtlich der Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen haben zu einem Umdenken geführt.

Ein wesentlicher Faktor für einen Ausstieg aus diesen Verträgen war die geopolitische Situation in Europa, insbesondere die Spannungen zwischen Russland und der Europäischen Union. Die Annexion der Krim im Jahr 2014 und die im Jahr 2022 folgende Invasion der Ukraine durch russische Truppen haben das Vertrauen in Russland als zuverlässigen Energiepartner erschüttert. Diese Entwicklungen haben nicht nur zu Sanktionen gegen Russland geführt, sondern auch zu einem verstärkten Bewusstsein für die Notwendigkeit, die Energieversorgung zu diversifizieren und die Abhängigkeit von einem einzelnen Lieferanten zu reduzieren. Österreich, das traditionell stark auf russisches Erdgas angewiesen war, sah sich daher gezwungen, alternative Energiequellen zu erschließen.

Ein weiterer entscheidender Aspekt ist der Klimawandel und die damit verbundenen politischen u.v.a. rechtlichen Verpflichtungen zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen. Die EU hat sich im Fit for 55-Paket EU-rechtlich verbindliche klima- und energierechtliche Ziele gesetzt, u.a. auch um den Übergang zu erneuerbaren Energien voranzutreiben und die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen zu verringern. Österreich hat sich im NEKP dazu bekannt, den Anteil erneuerbarer Energien bis 2030 auf 57% zu steigern. Dies erfordert eine schrittweise Reduzierung des Erdgasverbrauchs, was wiederum die langfristigen Gaslieferverträge grundsätzlich in Frage stellt. Der Ausstieg aus diesen Verträgen ist als notwendiger Schritt zu sehen, um die nationalen,

¹ <https://www.omv.com/de/medien/pressemitteilungen/2024/241211-omv-gibt-die-sofortige-kundigung-des-osterreichischen-liefervertrags-mit-gazprom-export-bekannt>

² Als erstes westeuropäisches Land unterzeichnete Österreich am 1. Juni 1968 einen Gasliefervertrag mit der damaligen Sowjetunion. In den ersten 50 Jahren sind mehr als 218 Mrd. m³ Erdgas nach Österreich geliefert worden.

europäischen und internationalen Klimaziele zu erreichen. Als "Brückentechnologie" bis zur Realisierung der vollständigen Dekarbonisierung bleibt Erdgas aber weiter von schrittweise sinkender Bedeutung, in Zukunft allerdings auf der Grundlage einer stärkeren Diversifikation der Lieferquellen.

Die wirtschaftlichen Implikationen des Ausstiegs waren ebenfalls nicht zu vernachlässigen. Langfristige Verträge mit einem einzigen Vertragspartner über ein großes Volumen bieten in "Normalzeiten" zwar eine hohe Planungssicherheit, stellen jedoch im Hinblick auf die Versorgungssicherheit in Krisenzeiten ein großes Risiko dar, da bei einem abrupten Wegfall der Lieferungen mit hohen Substitutionskosten zu rechnen ist. Der vorzeitige Ausstieg aus den langfristigen Gaslieferverträgen war ein komplexer Prozess, der sorgfältige Planung und Koordination erforderte. Neben juristischen mussten auch technische und wirtschaftliche Herausforderungen bewältigt werden, um eine reibungslose Transition zu gewährleisten. Zudem war die Zusammenarbeit mit anderen EU-Staaten von entscheidender Bedeutung, um schnellstmöglich eine gemeinsame europäische Strategie zur Sicherstellung der Energieversorgung zu entwickeln. Die Diversifizierung der Energiequellen ist ein zentraler Bestandteil der Strategie Österreichs. Neben dem Ausbau erneuerbarer Energien wie Wind- und Solarenergie sind auch die Erschließung neuer Lieferquellen, beispielsweise durch Flüssigerdgas (LNG) alternativer Provenienz, in Betracht zu ziehen. Diese Maßnahmen sollen in ihrer Gesamtheit dazu beitragen, die Abhängigkeit von russischem Gas zu eliminieren und die Energieversorgung Österreichs auf eine breitere Basis zu stellen.

Es war der österreichischen Bundesregierung relativ bald nach dem Einmarsch russischer Truppen in der Ukraine im Frühjahr 2022 klar, dass der Ausstieg aus den langfristigen Gaslieferverträgen zwischen Österreich und Russland eine notwendige Reaktion auf geopolitische, wirtschaftliche und umweltpolitische Herausforderungen darstellt. Die über Jahrzehnte aufgebaute Abhängigkeit Österreichs und die bei der vorzeitigen Vertragsprolongation im Jahr 2018 mit einer ursprünglichen Vertragslaufzeit bis 2040 vorgesehenen Gaslieferverträge der OMV mit Gazprom stellten aber hohe wirtschaftliche und juristischen Hürden für einen (schnellen) Ausstieg dar.

Neben einem geplanten Vertragsausstieg Österreichs kristallisierten sich im Laufe des Jahres 2024 immer mehr auch ein in Betracht zu ziehender einseitiger Lieferstopp Russlands und die Nichtverlängerung der per Jahresende 2024 auslaufenden Verträge für den Transit russischen Erdgases durch die Ukraine als realistische Szenarien heraus.

Um einen umfassenden Überblick über die Handlungsoptionen zu bekommen, hat das Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) das Österreichische Institut für Wirtschaftsforschung (WIFO) zusammen mit dem Regional Centre for Energy Policy Research (REKK) und dem Austrian Institute of Technology (AIT)

- mit der Entwicklung von Szenarien zur Vorbereitung des Ausstiegs aus langfristigen Gaslieferverträgen und
- darauf aufbauend mit der Analyse der makroökonomischen Effekte ausgewählter Ausstiegsszenarien

beauftragt.

Die Studie ist von dem Gedanken getragen (gewesen), Handlungsoptionen für die politischen Verantwortungsträger in Österreich zu entwickeln, die den vorzeitigen Ausstieg aus den langfristigen Gaslieferverträgen auf der Grundlage von realistischen Szenarien adressieren. Mit dem durch die Kündigung der langfristigen Lieferverträge durch die OMV tatsächlich vollzogenen Ausstieg "aus russischem Gas" im Dezember 2024, hat die Realität die Studie "eingeholt". Die Ergebnisse der Studie bestätigen, dass dieser geplante Ausstieg zu keinen großen Verwerfungen für Österreich führen wird und die makroökonomischen Auswirkungen als vergleichsweise gering einzuschätzen sind. Dies ist nicht zuletzt ein Erfolg der österreichischen Energiepolitik, die zwar länger gebraucht hat, aus der geänderten geopolitischen Realität geeignete Schlussfolgerungen zu ziehen, letztlich aber doch das Richtige konsequent umgesetzt hat. Nunmehr gilt es, die Lehren daraus zu ziehen, und keine neuen Abhängigkeiten hinsichtlich der Energieversorgung entstehen zu lassen. Die Studie leistet mit ihren Erkenntnissen einen Beitrag dazu.

1.2 Aufbau der Studie

Die Studie gliedert sich neben der Einleitung (Kapitel 1) in vier weitere inhaltliche Abschnitte. Beginnend mit den Ausführungen zur Methodik der Modellierung des Gasmarktes und der Modellierung der makroökonomischen Effekte (Kapitel 2) sowie der Beschreibung der drei vom Auftraggeber zur Modellierung ausgewählten Szenarien (Kapitel 3) und der Spezifikation der Modellinputs und -annahmen (Kapitel 4) werden die Ergebnisse der Modellierung (Kapitel 5) dargestellt. Die Studie schließt mit zusammenfassenden Schlussfolgerungen (Kapitel 6).

2. Methodik

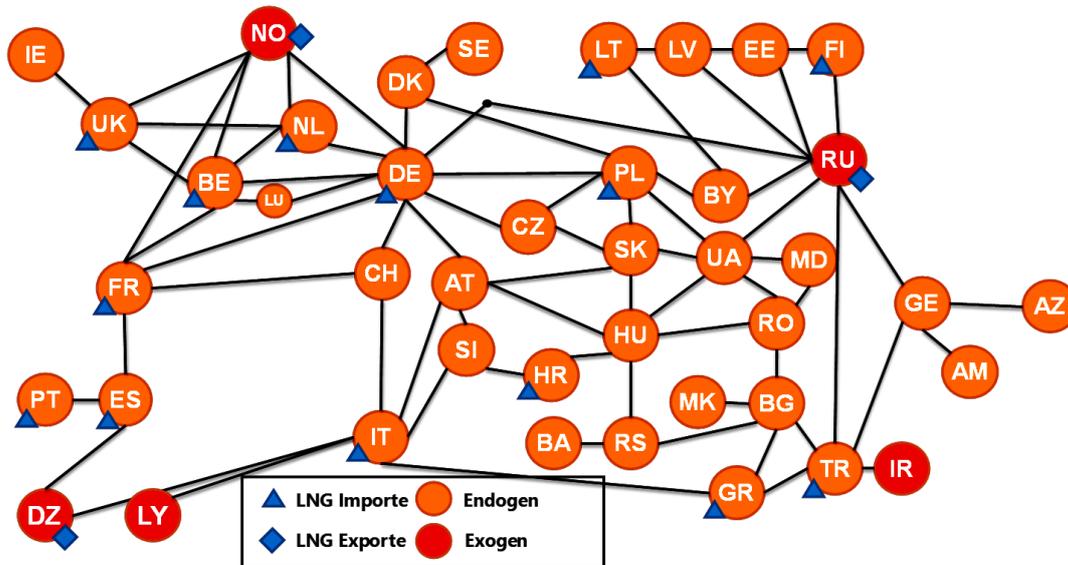
Die Analyse der Auswirkungen unterschiedlicher Disruptions-Szenarien auf den europäischen und österreichischen Gasmarkt und die österreichische Wirtschaft erfolgt mit dem Gasmarktmodell EGMM und dem makroökonomischen Modell ADAGIO.

2.1 EGMM-Modell

Das EGMM (European Gas Market Model) ist ein wettbewerbsorientiertes, dynamisches, partielles Mehrmarkt-Gleichgewichtsmodell, das die Funktionsweise des Großhandelsmarktes für Erdgas in ganz Europa simuliert. Die detaillierte mathematische Beschreibung des Modells findet sich in Kotek et al. (2023). Es stellt Angebot und Nachfrage der EU-27-Länder, des Vereinigten Königreichs, der Schweiz, der Vertragsparteien der Energiegemeinschaft³ und der Türkei dar, einschließlich der Gasspeicher- und Transportverbindungen. Große externe Märkte, darunter Russland, Norwegen, Libyen, Algerien, Aserbaidschan, Iran und Exporteure von LNG (Liquified Natural Gas; verflüssigtes Erdgas), werden exogen mit Marktpreisen, langfristigen Lieferverträgen und physischen Leitungen nach Europa dargestellt (Abbildung 1).

³ Vertragsparteien des Vertrags zur Gründung der Energiegemeinschaft sind: die Europäische Union, Albanien, Bosnien und Herzegowina, Georgien, Kosovo, Montenegro, Nordmazedonien, Moldawien, Serbien, Ukraine.

Abbildung 1: Geografische Darstellung des EGMM-Modells



Quelle: eigene Darstellung – Ländercodes nach ISO 3166-1 Alpha-2-Norm.

Das Modell simuliert monatliche Zeitabschnitte, wobei die Marktteilnehmer im Zeitraum des jeweiligen Gasjahres (12 Monate) über perfekte Information verfügen. Die dynamische Optimierung zwischen den Monaten erfolgt über den Betrieb von Gasspeichern und Take-or-pay-Beschränkungen (Mindest- und Höchstlieferungen werden über den gesamten 12-Monats-Zeitraum berechnet, das ermöglicht vertragliche Flexibilität).

Das europäische Gasmarktmodell besteht aus folgenden Bausteinen: (1) lokale Nachfrage, (2) lokales Angebot, (3) Gasspeicher, (4) externe Märkte und Versorgungsquellen, (5) grenzüberschreitende Pipelineverbindungen, (6) LNG-Infrastruktur, (7) langfristige Verträge mit Take-or-pay-Klauseln und (8) Spothandel.

2.1.1 Gleichgewicht

Ausgehend von den Modellinputs sucht der Algorithmus von EGMM nach einem gleichzeitigen Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage (einschließlich der Veränderungen der Speicherstände und der Nettoimporte) auf allen lokalen Märkten in allen Monaten.

Der Gleichgewichtszustand (das "Ergebnis") des Modells kann durch einen Zustand beschrieben werden, der keine Arbitrage in Raum und Zeit zulässt. Es ist jedoch aufschlussreich, diesen Zustand im Hinblick auf das Verhalten der Marktteilnehmer – Verbraucher, Erzeuger und Händler – zu analysieren. Die Infrastrukturbetreiber (Übertragungsnetzbetreiber, Speicher- und LNG-Terminal-Betreiber) beobachten die Gasflüsse nur und werden im Gleichgewicht nicht berücksichtigt.

2.1.2 Wohlfahrt

Wohlfahrtsberechnungen werden ex-post durchgeführt. Die Zielfunktion beschreibt eine Maximierung der Wohlfahrt aus Sicht von Konsument:innen, Produzent:innen und Händler:innen. Der Betriebsgewinn der Betreiber von Übertragungs- und Speichersystemen wird anhand der geschätzten Grenzkosten zu Gleichgewichtsergebnis addiert, und die Ausgaben für Importverträge werden um das Fixkostenelement Take-or-pay erhöht.

Die Wohlfahrtskomponenten – Konsument:innenrente, Produzent:innenrente, Gewinne der Händler:innen – werden dem endogen modellierten europäischen Markt und den größten externen Anbietern (z.B. Norwegen, Russland, Nordafrika, LNG-Exporteure) zugewiesen. Für die Konsument:innen- und die Produzent:innenrente, die langfristigen Vertragsgewinne, die Speicherbetriebseinnahmen und die Engpasserlöse ist die Zuordnung einfach. Die Einnahmen aus dem Pipelinebetrieb werden im Verhältnis zu den Ein- und Ausspeisegebühren aufgeteilt, und die Engpasserlöse werden gleichmäßig auf die benachbarten Märkte verteilt. LNG-bezogene Wohlfahrtskomponenten werden dem Markt zugewiesen, auf dem sich das Terminal befindet.

Die wichtigsten Modell-Ergebnisse aus dem Gasmarktmodell sind:

- Erdgaspreise in EUR/MWh für jedes Land der EU-27 und das Vereinigte Königreich, die als Input für die Strommarktmodellierung und die makroökonomische Modellierung dienen,
- Gasversorgungsmix in Europa (LNG, Pipelinegas aus Norwegen, Algerien, Aserbaidschan usw.)
- Veränderung der Ausgaben für Gas in Österreich und in der EU-27 im Vergleich zum kontrafaktischen Szenario
- Gasversorgungsmix für Österreich (TWh/Jahr) einschließlich Pipeline-Einspeisungen
- Nutzung von Erdgasspeichern in Österreich (TWh/Jahr)

2.1.3 Zeitliche Auflösung und Granularität

Jeder Modelllauf wird für ein Gasspeicherjahr optimiert, das im April beginnt und im März endet. Die Modellergebnisse beziehen sich auf monatliche Zahlen. Die modellierten Ergebnisse können sowohl für jeden Monat als auch als Jahresindikator dargestellt werden.

Tabelle 1: Modellierte Gas- und Kalenderjahre

		Monat											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Kalenderjahre	2023				Gasjahr 2023								
	2024	Gasjahr 2023			Gasjahr 2024								
	2025	Gasjahr 2024			Gasjahr 2025								
	2026	Gasjahr 2025											
	2027				Gasjahr 2027								
	2028	Gasjahr 2027											
	2029												
	2030				Gasjahr 2030								
	2031	Gasjahr 2030											

Quelle: REKK-Darstellung.

Die zu modellierenden Zeiträume sind (vgl. Tabelle 1 für weitere Einzelheiten):

- April 2023 - März 2024 (Gasjahr 2023). Das Jahr wird modelliert, weil statistische Daten für das Kalenderjahr 2023 und das erste Quartal 2024 verfügbar sind und das Modell am besten auf diese Daten kalibriert werden kann.
- April 2024 - März 2025 (Gasjahr 2024): Das Jahr wird modelliert, weil der **Gastransitvertrag zwischen Russland und der Ukraine** am 1. Jänner 2025 **ausläuft**.
- April 2025 - März 2026 (Gasjahr 2025): Das Jahr wird modelliert, weil es **das erste potenzielle volle Jahr ohne langfristige russische** Gaslieferungen nach Österreich darstellt.
- April 2027 – März 2028 (Gasjahr 2027): Das Jahr wird modelliert, weil zusätzliche Investitionen in die **WAG (West Austria Gas Pipeline)** die Einspeisekapazität von Deutschland nach Österreich um 30% erhöhen werden.⁴
- April 2030 – März 2031 (Gasjahr 2030): Der Grund für die Modellierung dieses Jahres ist die Tatsache, dass die **LNG-Verflüssigungskapazitäten** durch die Inbetriebnahme von Anlagen vor allem in den USA und Katar erheblich steigen werden.

⁴ <https://www.gasconnect.at/en/recent/projekte/wag-loop-1>

2.2 Modellbeschreibung ADAGIO

ADAGIO, **A DynAmic Global Input Output Model**, gehört zu einer Familie⁵ von Regionalmodellen mit einer gemeinsamen Modellphilosophie, die man als "Dynamisch-Neo-Keynesianisch" (DYNK) bezeichnen könnte: Obwohl es sich nicht um ein "Allgemeines Gleichgewichtsmodell" (CGE) im üblichen Sinne handelt, weist dieser Modelltyp wichtige Aspekte von Gleichgewichtsverhalten auf. Der ökonometrisch-dynamische Aspekt unterscheidet diesen Modelltyp dabei von dem statischen langfristigen CGE-Gleichgewicht. Diese Eigenschaft ist am stärksten im Konsumblock ausgeprägt, wo ein dynamisches Optimierungsmodell der Haushalte angewendet wird. Es gilt aber auch für das Gleichgewicht auf dem Kapitalmarkt und für die makroökonomische "Closure"⁶ durch einen definierten Pfad für das öffentliche Defizit.

Der "neo-keynesianische" Aspekt wird durch die Existenz eines langfristigen Vollbeschäftigungsgleichgewichts repräsentiert, das aufgrund institutioneller Rigiditäten kurzfristig nicht erreicht wird. Zu diesen Rigiditäten gehören Liquiditätsbeschränkungen für Verbraucher (Abweichung von der Hypothese des permanenten Einkommens), Lohnverhandlungen (Abweichung vom wettbewerbsorientierten Arbeitsmarkt) und unvollkommener Wettbewerb.

ADAGIO ist ein Input-Output-Modell in dem Sinne, dass es ein nachfrageorientiertes Modell ist. Es geht jedoch weit über die statischen IO-Mengen- und Preismodelle hinaus:

1. Die Preis- und die Mengenseite des Input-Output-Modells sind interdependent miteinander verbunden: Die Nachfrage reagiert auf die Preise, die ihrerseits von der gesamtwirtschaftlichen Nachfragesituation (nicht zuletzt auf dem Arbeitsmarkt) beeinflusst werden.
2. Die Preise eines Gutes sind im Unterschied zum einfachen IO-Preismodell nicht für alle Nutzer identisch, sondern berücksichtigen Transport- und Handelsspannen, Steuern und Subventionen sowie Importanteile, die für jeden Nutzer unterschiedlich sind.
3. Konsum, Investitionen und Exporte (die Hauptkategorien der Endnachfrage) sind endogen. Sie werden durch das Verhalten der Verbraucher (Nachfragesystem), die regionale Importnachfrage (differenziert nach Zwischen- und Endverwendung) und das Verhalten der Produzenten erklärt (K,L,E,M-Modell, wobei M in inländische (d) und importierte Produkte (m) aufgeteilt ist).
4. Die Aggregate der Spalte der IO-Koeffizienten (Zwischenprodukte insgesamt, Energiegüter, Wertschöpfungskomponenten) sind endogen und werden ebenfalls im K,L,E,M-Produktionsmodell erklärt, während sie im IO-Preis-Modell als exogen betrachtet werden.

⁵ Mitglieder dieser Familie von Regionalmodellen sind ASCANIO (ein Modell der neun österreichischen Bundesländer), FIDELIO (ein Modell der EU-27, entwickelt für und mit dem IPTS, dem Institute for Prospective Technology Studies in Sevilla; siehe Kratena et al., 2013, 2017), und ADAGIO, ein Modell, das auf der WIOD-Datenbank basiert. BERIO ist ein einfacheres IO-Modell auf Ebene der österreichischen Bezirke.

⁶ Um das Gleichungssystem zu lösen, müssen Annahmen bezüglich zumindest einer wesentlichen Modellvariablen getroffen werden; diese wird exogen vorgegeben. In ADAGIO-Anwendungen sind dies typischerweise Annahmen bezüglich des öffentlichen Konsums; dieser kann in seinem absoluten Volumen vorgegeben werden oder – wie in vorliegender Anwendung – unter Maßgabe eines bestimmten Budgetdefizits.

Der Ansatz des dynamischen neo-keynesianischen Modells ADAGIO weist demnach zwar Ähnlichkeiten mit CGE-Modellen auf, weicht aber in einigen wichtigen Aspekten von deren Spezifikationen ab. Die Produktion ist nachfrageorientiert und die Angebotsseite wird mit Hilfe einer Kostenfunktion dargestellt, die auch die totale Faktorproduktivität (TFP) umfasst. Das TFP-Wachstum ist die wichtigste langfristige angebotsseitige Komponente im dynamischen neo-keynesianischen Ansatz. Im Gegensatz zu einigen CGE-Anwendungen sind auch die Exporte vollständig nachfragegesteuert; die Importnachfrage eines Landes entspricht der Nachfrage nach Exporten der Handelspartner. Internationale Handels- und Transportkosten werden dabei explizit berücksichtigt, sodass eine konsistente Behandlung der cif/fob-Differenz gewährleistet ist. Alle Preise sind endogen (mit Ausnahme grundlegender Energiepreise wie Rohöl und Kohle, die exogen vorgegeben werden): Ausgehend von den (im Produktionsblock bestimmten) Erzeugerpreisen werden die (nutzerspezifischen) Abnehmerpreise unter Berücksichtigung von Gütersteuern und -subventionen sowie von Handels- und Transportmargen abgeleitet.

- a. Die Produktionstechnologie: Alle Modellbranchen verwenden eine $KLEM_{mMd}$ -Technologie, die fünf Produktionsfaktoren unterscheidet (s.o.). Der Kapital- und der Arbeitsanteil bilden zusammen die Wertschöpfung. Die Faktoranteile werden gemeinsam mit dem Erzeugerpreis in einem Translog-Rahmen modelliert.
- b. Die Löhne werden unter der Annahme von Lohnverhandlungen festgelegt, die die sektorale Produktivität, das allgemeine Preisniveau und die Arbeitslosenquote berücksichtigen. Im Lohn- und Beschäftigungsblock werden drei Qualifikationsniveaus – niedrig, mittel, hoch – unterschieden.
- c. Konsum der Haushalte: Auf der Grundlage der COICOP-Klassifikation werden 15 Gruppen von Verbrauchsgütern unterschieden; zwei davon werden als "dauerhafte Verbrauchsgüter" behandelt (Wohnungen und Fahrzeuge), die übrigen als "Verbrauchsgüter" (Nahrungsmittel, Kleidung, Möbel und Ausrüstungen, Gesundheit, Kommunikation, Freizeit und Unterkunft, Finanzdienstleistungen, Strom und Heizung, privater Verkehr, öffentlicher Verkehr, Haushaltsgeräte, sonstige Verbrauchsgüter sowie eine Kategorie "abhängige Güter", die die Betriebs- und Wartungskosten für die dauerhaften Verbrauchsgüter erfasst). Die langlebigen Güter werden mit einem Stock-Flow-Ansatz modelliert, während die Verbrauchsgüter in einem AIDS⁷-Modell behandelt werden. Der Konsumblock unterscheidet zwischen fünf Arten von Haushalten, basierend auf ihrem Einkommen (Quintile). Der Konsum wird durch das laufende Einkommen und den Vermögensbestand bestimmt. Die Akkumulation von Vermögen (aus Ersparnis) wird in einem intertemporalen Rahmen modelliert.
- d. Der internationale Handel ist nachfrageorientiert, wobei die Importanteile in einer verschachtelten zweistufigen Struktur ermittelt werden: Zunächst wird der Gesamtimportanteil für jedes Nutzer-Waren-Paar anhand des Import- und des Inlandspreises in einer Gleichung vom Typ Armington bestimmt; anschließend werden die Importe auf

⁷ Almost Ideal Demand System, s. Deaton – Muellbauer (1980).

der Grundlage ihrer relativen cif⁸-Preise auf die Handelspartner verteilt. Die Exporte sind das Spiegelbild der Importe (nach Umrechnung in fob⁹); die Exporte in den Rest der Welt hängen vom Exportpreis eines Landes ab.

- e. Kapitalausgaben (Investitionen) sind endogen und unterscheiden sich daher zwischen den Simulationen. Was sich jedoch nicht unterscheidet, ist die "Qualität" der Investitionen: Die (Energie-)Effizienz (des neuen Kapitals) ist nicht endogen und wird um einen deterministischen Trend herum konstant bleiben – der technologische Wandel ist exogen. Ein Energiepreisanstieg wird daher nicht endogen zur Entwicklung effizienterer Investitionsgüter führen. Wir argumentieren, dass dies hier nur ein kleiner Nachteil ist: Zum einen ist die "Effizienzelastizität" von Investitionsgütern in Bezug auf die Energiekosten äußerst schwer zu bestimmen; zum anderen würde sie sich nur auf neue Investitionsgüter auswirken und nicht auf den (viel größeren) bestehenden Kapitalstock. Drittens sind sowohl die regionalen ("nur" EU-27) als auch die zeitlichen Dimensionen (ein mittelfristiger Zeitraum von etwa einem Jahrzehnt) wahrscheinlich ohnehin nicht umfangreich genug, um solche großen Durchbrüche in der Energieeffizienz zu initiieren. Stattdessen wird der Mix aus Kapital, Arbeit und Materialeinsatz in den Produktionsprozessen zwischen den Simulationen variieren, was die Entwicklung der relativen Preise widerspiegelt. Implizit und je nach Sektor kann und wird dies zu energiesparenden Erhöhungen der Investitionsausgaben und/oder der Arbeitskosten (oder wahrscheinlich zu Auslagerungen über Vorleistungen) führen.
- f. Eine wesentliche Eigenschaft von ADAGIO ist ein konsistenter Preisbildungsmechanismus: Ausgehend von den (gemeinsam mit den Produktionsfaktoren ermittelten) endogenen sektoralen Outputpreisen, werden die Güterpreise zu *Herstellungspreisen* ("Preis am Fabrikstor") bestimmt. Zusammen mit Handels- und Transportmargen sowie Gütersteuern¹⁰ ergeben sich die *Anschaffungspreise* (jene Preise, die von den verschiedenen Verbrauchern bezahlt werden). Im Außenhandel setzt sich diese Preistransmission fort: Die Exporte, die an der Grenze des exportierenden Landes zu fob-Preisen bewertet sind (und die die Steuern und Margen im Exportland enthalten), werden, nach Beaufschlagung mit internationalen Handels- und Transportspannen, zu cif-bewerteten Importen an der Grenze des Importlandes.¹¹ Änderungen in Inputpreisen (wie den Preisen von Energiegütern) lassen sich somit direkt im Modell implementieren.¹²

ADAGIO ist in erster Linie ein nachfrageorientiertes Modell: Die Nachfrage wird sofort befriedigt, ein Nachfrageüberschuss (oder eine unzureichende Nachfrage) kann nicht auftreten – das Angebot reagiert also sofort und vollständig auf Nachfrageänderungen. Angebotsbeschrän-

⁸ "cost, insurance, freight".

⁹ "free on board".

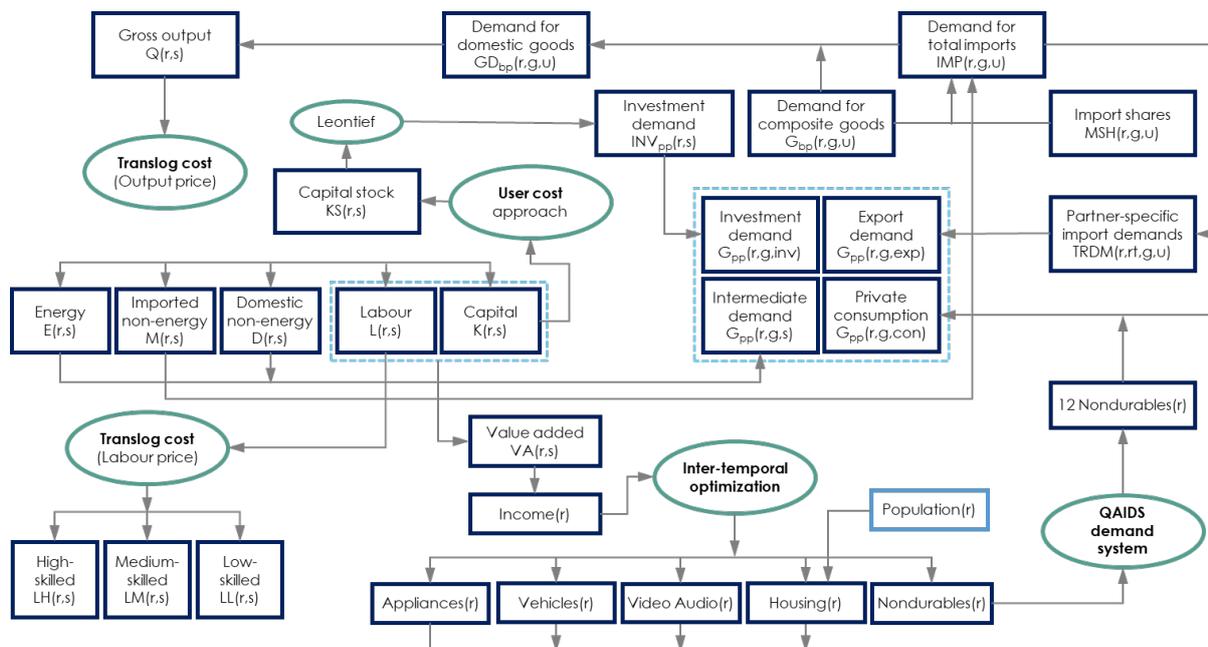
¹⁰ Insbesondere Mehrwertsteuer, aber auch güterspezifische Steuern, wie die Mineralölsteuer, Tabaksteuer etc.

¹¹ Die Ableitung konsistenter Außenhandelsströme ist in Streicher – Stehrer (2015) beschrieben.

¹² Für eine ausführliche und detaillierte Behandlung aller Teile des Modells siehe Kratena – Streicher (2009) sowie Kratena et al. (2013, 2017).

kungen treten jedoch indirekt über das Preismodell in Erscheinung: Bei höherem Wirtschaftswachstum steigen die Löhne und damit auch die Produktionspreise – und folglich alle davon abgeleiteten Preise, d.h. alle Modellpreise. Dies gilt auf Ebene der Gesamtwirtschaft wie auch auf Ebene individueller Branchen (eine Steigerung der Nachfrage nach einem bestimmten Produkt führt zu einer Erhöhung der Preise und damit der Gewinnmarge dieser Branche); die Nachfrage nach den Produkten dieses Sektors (oder dieser Wirtschaft) wird also gedämpft. Durch diesen Marktmechanismus können Bedingungen für eine Überhitzung (bzw. eine permanente Unterauslastung) gar nicht erst entstehen, es sei denn, sie werden erzwungen (z.B. durch eine zu starke Abwertung des exogenen Wechselkurses oder einen zu laxen Zielpfad für das Haushaltsdefizit). Mit anderen Worten: ADAGIO ist kein Konjunkturmodell, sondern eher ein Instrument zur Analyse mittel- bis langfristiger Entwicklungen.

Abbildung 2: Modellstruktur ADAGIO



Quelle: Kratena et al. (2013).

Zusammengefasst ist ADAGIO ein Input-Output-Modell mit ökonometrisch geschätzten Verhaltensgleichungen. Dazu gehören Translog-Spezifikationen für die Produktionsseite (wo auf der Grundlage von Inputpreisen und Technologie die Faktor- und Investitionsnachfrage sowie die Outputpreise bestimmt werden) und eine (quadratische) AIDS-Spezifikation für die Konsumnachfrage (auf der Grundlage entsprechender Käuferpreise). Zusätzliche ökonometrische Gleichungen bestimmen Löhne und Qualifikationsanteile (Abbildung 2).

ADAGIO baut auf Aufkommens-Verwendungs-Tabellen auf: diese Tabellen beschreiben die Wirtschaft in Form von Warenströmen: welche Sektoren der Wirtschaft produzieren welche Waren (Angebot) bzw. wer konsumiert diese Waren (Verwendung). Handelt es sich bei den Ver-

brauchern um Sektoren, so spricht man von Zwischenverwendung: Sektoren benötigen Produkte aus anderen Sektoren für ihre eigenen Produktionsprozesse. Der Endverbrauch hingegen ist sozusagen die "raison d'être" der Wirtschaftstätigkeit: Er setzt sich zusammen aus dem Verbrauch der privaten Haushalte und des Staates, den Investitionen der Sektoren, den Vorratsveränderungen und den Exporten. Aufkommens-Verwendungs-Tabellen (Supply-Use Tables, kurz SUTs) bilden auch die Grundlage für Input-Output-Tabellen (IOTs)¹³. Die Aufkommens-/Verwendungstabellen basieren auf den Regionen des WIOD-Projekts¹⁴ und umfassen 43 Länder (die Länder der EU-27 plus 15 weitere Staaten: Australien, Brasilien, China, Großbritannien, Indien, Indonesien, Japan, Kanada, Korea, Norwegen, Russland, Schweiz, Taiwan, Türkei, USA).¹⁵ In der aktuellen Version von ADAGIO wird die Datenbasis jedoch nicht mehr von WIOD übernommen, da die Aktualisierung dieser Datenbasis 2017 eingestellt wurde (das letzte Jahr in WIOD ist 2014). Stattdessen basiert ADAGIO auf angepassten Aufkommens-Verwendungs-Tabellen von EUROSTAT (für die EU-27/8) und der OECD (für die übrigen Länder). Das aktuelle Basisjahr des Modells ist 2017/18. Auf Branchenebene unterscheidet ADAGIO 64 Wirtschaftssektoren, darunter 19 Sachgüterbranchen (für Österreich werden 74 Branchen und Güter unterschieden).

3. Szenarienbeschreibung

Die Szenarioanalyse bietet eine strukturierte Methode zur Quantifizierung der Auswirkungen größerer Markt- und Infrastrukturveränderungen, wie z.B. die Einstellung der russischen Gaslieferungen nach Österreich oder die Inbetriebnahme zusätzlicher Infrastruktur und neuer LNG-Verflüssigungs- und Regasifizierungsanlagen. Die Marktteilnehmer können die kommenden Monate perfekt vorhersehen und entsprechend planen.

Im vorliegenden Projekt werden drei Szenarien, die eine Unterbrechung oder Einschränkungen der russischen Gaslieferungen beschreiben, einem kontrafaktischen Szenario gegenübergestellt.

3.1 Kontrafaktisches Szenario

Der Begriff "kontrafaktisch" bezieht sich auf hypothetische Szenarien, die von der Realität abweichende "Was-wäre-wenn"-Bedingungen untersuchen. Das kontrafaktische Szenario wird als Ausgangsbasis verwendet, mit der alle anderen Szenarien verglichen werden. Auf diese Weise

¹³ Während die SUTs zwischen Produzenten und Konsumenten einerseits und Gütern andererseits unterscheiden, zeigen die IOTs direkt die Ströme zwischen Sektoren und Nutzern (mit einer nur impliziten Unterscheidung zwischen Gütern: In den SUTs kann (und wird) ein Sektor mehr als ein Gut produzieren, das getrennt "gehandelt" werden kann. Bei den IOTs handelt es sich nur um die Gesamtströme zwischen den Wirtschaftsakteuren, ohne Unterscheidung nach Art der Ware. Die IOT werden in der Regel aus den SUT berechnet; der Übergang von den SUT zu den IOT ist jedoch mit einem Informationsverlust verbunden – daher ist es nicht möglich, diesen Prozess umzukehren). ADAGIO – wie auch die anderen Mitglieder der Modellfamilie – bauen auf den Aufkommens- und Verwendungstabellen auf.

¹⁴ Timmer et al. (2015).

¹⁵ Für eine detaillierte Darstellung siehe Kratena et al. (2017). Für eine Diskussion der "Modellphilosophie" siehe auch Kratena – Streicher (2009, 2014).

können wir die Auswirkungen aller Veränderungen auf dem Gasmarkt einzeln quantifizieren. Es ist kein realistisches Szenario, da es von der Fortführung des Status quo im Jahr 2023 ausgeht.

Im kontrafaktischen Szenario wird davon ausgegangen, dass (i) der Gazprom-OMV-Vertrag auch nach Anfang Jänner 2025 bis Ende 2040 weiter gilt und eingehalten wird, (ii) der Transit durch die Ukraine über das Jahr 2025 hinaus fortgesetzt wird und (iii) die langfristigen russischen Pipelineverträge über das Jahr 2025 hinaus bis zu ihrem Auslaufen aktiv sind. Das kontrafaktische Szenario berücksichtigt das Risiko einer plötzlichen Unterbrechung aufgrund des russisch-ukrainischen Krieges durch die regulatorischen Maßnahmen, die zur Vorbereitung auf den Winter ergriffen wurden, konkret einen Speicherfüllstand von 90% zu Beginn der Wintersaison bzw. 60% am Ende des Gasjahres.

3.2 Szenario 1: Kein Vertrag zwischen Gazprom und OMV ("Kein AT Vertrag")

In diesem Szenario wird der langfristige Pipeline-Gasliefervertrag zwischen Gazprom und OMV (Russland und Österreich) über ca. 6 Mrd. m³/Jahr ab dem 1. Januar 2025 ausgesetzt, die Marktteilnehmer rechnen mit diesem Ereignis. Das ukrainische System liefert jedoch weiterhin die langfristigen Mengen an die Slowakei (ca. 6 Mrd. m³/Jahr) und Ungarn (ca. 1 Mrd. m³/Jahr). Die Turkstream-Pipeline (Strang nach Ungarn) bleibt in Betrieb, und die russischen Lieferungen nach Ungarn werden auf diese Route umgeleitet.

3.3 Szenario 2: Kein ukrainischer Transit ("Kein UA Transit")

In diesem Szenario wird das ukrainische Netz nach dem 1. Januar 2025 überhaupt nicht mehr für den Transit von russischem Gas nach Europa genutzt. Die Turkstream-Pipeline (Strang nach Ungarn) bleibt in Betrieb, so dass Ungarn hauptsächlich oder vollständig über Turkstream versorgt wird.

3.4 Szenario 3: Kein russisches Pipeline-Gas ("Kein RU Gas")

In diesem Szenario werden alle russischen Pipeline-Gasflüsse nach Europa ab Januar 2025 eingestellt – also auch die Flüsse über Turkstream (Strang nach Ungarn). Russisches LNG kann weiterhin die Regasifizierungs-Terminals der EU erreichen. Außerdem kann das in die Türkei gelieferte russische Gas über den türkischen Gashub auf Spotbasis als "türkisches Gas" die Türkei verlassen.

3.5 Vergleich der modellierten Szenarien

Die wichtigsten Merkmale der Szenarien sind in Tabelle 2 aufgeführt.

Tabelle 2: Zusammenfassung der modellierten Szenarien

	Kein AT Vertrag	Kein UA Transit	Kein RU Gas
Gazprom-Vertragslieferung an OMV läuft aus	Jänner 2025	Jänner 2025	Jänner 2025
Transit über Ukraine läuft aus	-	Jänner 2025	Jänner 2025
Russisches Gas für die EU-27 läuft aus	-	-	Jänner 2025
Gasjahr 2023	-	-	-
Gasjahr 2024	X	X	X
Gasjahr 2025	X	X	X
Gasjahr 2027	X	X	X
Gasjahr 2030	X	X	X

Quelle: REKK-Annahmen – X: modelliertes Szenario; -: nicht modelliertes Szenario.

3.6 Sensitivitäts-Szenarien

Neben den Modellierungsszenarien wurden mit dem Gasmarktmodell auch eine Reihe von Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Diese betreffen

- das globale Angebot und die globale Nachfrage nach LNG (angespannter / lockerer globaler LNG-Markt und damit höherer / niedriger globaler Preis – +10 EUR/MWh bzw. -10 EUR/MWh), und
- den europäischen Erdgasverbrauch (+/-15% jährlicher Gasbedarf).

Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen finden sich in REKK (2025).

4. Modellinputs und -annahmen

Die wichtigsten Simulationsannahmen zu Gasnachfrage und -angebot sowie zur Entwicklung der Infrastruktur wurden mit dem Auftraggeber abgestimmt. Tabelle 3 fasst die wichtigsten Annahmen zusammen.¹⁶

¹⁶ Eine detaillierte Beschreibung aller Annahmen und Sensitivitätsanalysen, wenn diese gelockert werden, findet sich in REKK (2025).

Tabelle 3: Annahmen und Modell-Inputs

	Einheit	2024	2025	2027	2030
Nachfrage					
EU-27	TWh/Jahr	Eurostat historisch 2023		ENTSOG-TYNDP National Trends	
AT (Region Ost)	TWh/Jahr	75 TWh		80 TWh	
Gasproduktion (EU-27 und AT)					
EU-27	TWh/Jahr	Eurostat historisch 2023		ENTSOG-TYNDP National Trends	
AT	TWh/Jahr	6,5 TWh		6,5 TWh	
Preisentwicklung Weltmarkt					
LNG-Preis	EUR/MWh	35		35	
Infrastruktur-Ausbau					
Technische Übertragungskapazitäten (Erweiterungen oder neue Pipelines) und Tarife für Kopplungspunkten	GWh/Tag	ENTSOG erweitert um ACER, AIT, E-Control Daten und Informationen		ENTSOG TYNDP Low advanced infrastructure	
LNG-Verflüssigung und -Regasifizierung	GWh/Tag	ENTSOG erweitert um ACER, AIT, E-Control Daten und Informationen		Global Energy Monitor Gasinfrastruktur-Tracker 2024 ENTSOG-TYNDP Low advanced infrastructure	
Speicherkapazität	TWh/Jahr, GWh/Tag	ENTSOG erweitert um ACER, AIT, E-Control Daten und Informationen		ENTSOG-TYNDP Low advanced infrastructure	

Rund 5 TWh werden nach Tirol und Vorarlberg geliefert - also nicht abhängig vom Marktgebiet Ost. - Die gesamte inländische Produktion wird in das System im Marktgebiet Ost eingespeist

Bei der Modellierung wurde zudem folgende sehr strenge Restriktion angewandt: Die Speichersstände am Ende der Saison sollten immer noch auf einem hohen Niveau, nämlich 60% der Kapazitäten sein. Im März 2024 lag das Speicherniveau in Europa bei etwa 60%. Daher wurde die Modellierung so kalibriert, dass sie dieses beträchtliche historische Speicherniveau widerspiegelt. Aus Gründen der Konsistenz wird bei der Modellierung davon ausgegangen, dass der Lagerbestand am Jahresende mit dem Anfangsbestand identisch ist. Dies ist notwendig, um Finanztransfers zwischen den Jahren zu vermeiden. In keinem Land Europas ist eine solche Verpflichtung durch eine Verordnung festgelegt, diese Annahme wurde getroffen, um eine sehr konservative und vorsichtige Nutzung der Lagerbestände zu modellieren.

In allen der im Rahmen dieses Berichts betrachteten Szenarien wird davon ausgegangen, dass die Marktteilnehmer über perfekte Voraussicht verfügen und die zukünftigen Ereignisse in den folgenden Szenarien vorhersehen:

- Kein AT Vertrag: Die Marktteilnehmer wissen und erwarten, dass der OMV-Vertrag ab Anfang Jänner 2025 nicht mehr erfüllt werden wird
- Kein UA Transit: Die Marktteilnehmer wissen und erwarten, dass der Transit über die Ukraine ab Anfang Jänner 2025 eingestellt wird.

- Kein RU Gas: Die Marktteilnehmer wissen und erwarten, dass ab Anfang Jänner 2025 überhaupt kein russisches Pipeline Gas in die EU-27 geliefert wird.

5. Ergebnisse

5.1 Ergebnisse der Gasmarktmodellierung

5.1.1 Preiseffekte

Ein Auslaufen des OMV-Gazprom-Vertrags im Jänner 2025 führt in den Simulationen zur zu einem sehr geringen Anstieg des österreichischen Preises im Vergleich zu einer Beibehaltung des Vertrags (0,1 EUR/MWh); auch in Ungarn und Slowenien kommt es zu einem ähnlichen Preisanstieg. Die Auswirkungen auf die Preise wären bei einer Einstellung des Transits über die Ukraine mit Anfang Jänner 2025 ähnlich. In diesem Fall wird davon ausgegangen, dass die österreichischen und slowakischen Verträge ausgesetzt werden und der ungarische Teil des Vertrags über die Ukraine auf die südliche Route verlagert wird. In den Ländern, die Ferngasverträge über die Ukraine haben (Österreich, Slowakei, Ungarn), kommt es zu einem leichten Preisanstieg, der sich auch auf Slowenien auswirkt. Für den Fall, dass überhaupt kein russisches Pipeline-Gas in Europa ankommt, ist der Preisanstieg etwas höher, nämlich 0,3 EUR/MWh in Österreich, der Slowakei und Slowenien, und 0,4 EUR/MWh in Ungarn (Tabelle 4).

Tabelle 4: Preisauswirkungen nach Szenario im Gasjahr 2024 (EUR/MWh)

	Kein AT Vertrag	Kein UA Transit	Kein RU Gas
AL	0,0	0,0	0,1
AM	0,0	0,0	0,0
AT	0,1	0,1	0,3
BA	0,0	0,0	0,0
BE	0,0	0,0	0,0
BG	0,0	0,0	0,0
BY	0,0	0,0	0,0
CH	0,0	0,0	0,1
CZ	0,0	0,1	0,1
DE	0,0	0,1	0,1
DK	0,0	0,0	0,0
EE	0,0	0,0	0,0
ES	0,0	0,0	0,0
FI	0,0	0,0	0,0
FR	0,0	0,0	0,0
GE	0,0	0,0	0,0
GR	0,0	0,0	0,1
HR	0,0	0,0	0,0
HU	0,1	0,2	0,4
IE	0,0	0,0	0,0
IT	0,0	0,0	0,1
LT	0,0	0,0	0,0
LU	0,0	0,0	0,0
LV	0,0	0,0	0,0
MD	0,0	0,0	0,0
MK	0,0	0,0	0,0
MT	0,0	0,0	0,0
NL	0,0	0,0	0,0
PL	0,0	0,1	0,1
PT	0,0	0,0	0,0
RO	0,0	0,0	0,0
RS	0,0	0,0	0,0
SE	0,0	0,0	0,0
SI	0,1	0,1	0,3
SK	0,0	0,1	0,3
TR	0,0	0,0	0,0
UA	0,0	0,0	0,0
UK	0,0	0,0	0,0

Quelle: eigene Berechnungen mit EGMM – grau: Veränderung unter 0,1 EUR/MWh, rot: Veränderung zwischen 0,1-0,5 EUR/MWh.

Ab 2025 wird in den Szenarien die Beendigung des Gazprom-OMV-Vertrags, des Transits durch die Ukraine und der russischen Lieferungen für das gesamte Gasjahr angenommen. Daher sind die Auswirkungen auf die Preise im Jahr 2025 höher als im Jahr 2024, in dem die Änderungen nur für die letzten drei Monate (Jänner-März 2025) gelten. In Mittel- und Osteuropa kommt es 2025 je nach Szenario zu einem geringen bis moderaten Preisanstieg (ca. 0,5-3 EUR/MWh); in Österreich beträgt der Anstieg 1,3-2,0 EUR/MWh. In den Szenarien ohne ukrainischen Transit und

ohne russisches Gas ist die Slowakei von den höchsten Preissteigerungen betroffen (2,9 bzw. 3,2 EUR/MWh). Ein vollständiger Ausfall der russischen Gaslieferungen macht sich in den Simulationen auch in Italien und Griechenland mit Preisanstiegen von 0,5 bzw. 0,6 EUR/MWh bemerkbar (Tabelle 5).

Tabelle 5: Preisauswirkungen nach Szenario im Gasjahr 2025 (EUR/MWh)

	Kein AT Vertrag	Kein UA Transit	Kein RU Gas
AL	0,1	0,2	0,6
AM	0,0	0,0	0,0
AT	1,3	1,7	2,0
BA	0,7	1,2	2,0
BE	0,1	0,2	0,3
BG	0,2	0,2	0,1
BY	0,0	0,0	0,0
CH	0,2	0,2	0,6
CZ	0,4	0,5	0,6
DE	0,4	0,5	0,6
DK	0,3	0,6	0,8
EE	0,1	0,1	0,1
ES	0,0	0,0	0,0
FI	0,1	0,1	0,1
FR	0,1	0,2	0,2
GE	0,0	0,0	0,0
GR	0,1	0,2	0,6
HR	0,1	0,1	0,2
HU	0,7	1,2	1,8
IE	0,1	0,2	0,3
IT	0,2	0,2	0,5
LT	0,2	0,2	0,2
LU	0,1	0,2	0,3
LV	0,1	0,1	0,1
MD	0,4	0,9	1,1
MK	0,2	0,3	0,1
MT	0,1	0,1	0,1
NL	0,1	0,1	0,2
PL	0,3	0,6	0,8
PT	0,0	0,0	0,0
RO	0,4	0,9	1,1
RS	0,7	1,2	2,1
SE	0,3	0,5	0,8
SI	1,4	1,7	2,0
SK	1,0	2,9	3,2
TR	0,1	0,1	0,0
UA	0,5	0,9	1,3
UK	0,1	0,2	0,3

Quelle: eigene Berechnungen mit EGMM – grau: Veränderung unter 0,1 EUR/MWh, hellrot: Veränderung zwischen 0,1-0,5 EUR/MWh, dunkelrot: Veränderung zwischen 0,5-1 EUR/MWh, gelb: Veränderung zwischen 1-2 EUR/MWh, orange: Veränderung über 2 EUR/MWh.

Bis 2027 ist die West Austria Gas Pipeline (WAG) umgesetzt und ermöglicht zusätzliche Lieferungen nach Österreich. Infolgedessen sind die Preiseffekte im Jahr 2027 weniger stark als im Jahr 2025 und bewegen sich in Österreich je nach Szenario zwischen 0,8 und 1,6 EUR/MWh (Tabelle 6).

Tabelle 6: Preisauswirkungen nach Szenario im Gasjahr 2027 (EUR/MWh)

	Kein AT Vertrag	Kein UA Transit	Kein RU Gas
AL	0,1	0,2	0,1
AM	0,0	0,0	0,0
AT	0,8	1,1	1,6
BA	0,3	0,5	0,4
BE	0,2	0,4	0,4
BG	0,1	0,2	0,1
BY	0,0	0,0	0,0
CH	0,2	0,4	0,4
CZ	0,4	0,8	0,8
DE	0,4	0,8	0,8
DK	0,2	0,9	0,9
EE	0,1	0,1	0,1
ES	0,1	0,2	0,2
FI	0,1	0,1	0,1
FR	0,1	0,3	0,3
GE	0,0	0,0	0,0
GR	0,1	0,2	0,1
HR	0,1	0,1	0,1
HU	0,7	1,0	1,5
IE	0,1	0,3	0,3
IT	0,1	0,2	0,2
LT	0,1	0,1	0,1
LU	0,2	0,4	0,4
LV	0,1	0,1	0,1
MD	0,2	0,5	0,5
MK	0,1	0,2	0,0
MT	0,1	0,1	0,1
NL	0,1	0,2	0,2
PL	0,2	0,9	0,9
PT	0,1	0,1	0,2
RO	0,2	0,5	0,5
RS	0,3	0,5	0,4
SE	0,2	0,8	0,8
SI	0,8	1,1	1,7
SK	0,2	2,5	2,5
TR	0,1	0,2	0,1
UA	0,2	0,6	0,6
UK	0,1	0,3	0,3

Quelle: eigene Berechnungen mit EGMM – grau: Veränderung unter 0,1 EUR/MWh, hellrot: Veränderung zwischen 0,1-0,5 EUR/MWh, dunkelrot: Veränderung zwischen 0,5-1 EUR/MWh, gelb: Veränderung zwischen 1-2 EUR/MWh, orange: Veränderung über 2 EUR/MWh.

Bis 2030 werden die Auswirkungen einer Beendigung des ukrainischen Transits oder einer Beendigung des Gazprom-OMV-Vertrags vernachlässigbar. Selbst eine vollständige Unterbrechung der russischen Lieferungen hat in den mittel- und osteuropäischen Ländern Auswirkungen von weniger als 1,5 EUR/MWh. Diese greifen aber auch auf Polen und Dänemark über (Tabelle 7).

Tabelle 7: Preisauswirkungen nach Szenario im Gasjahr 2030 (EUR/MWh)

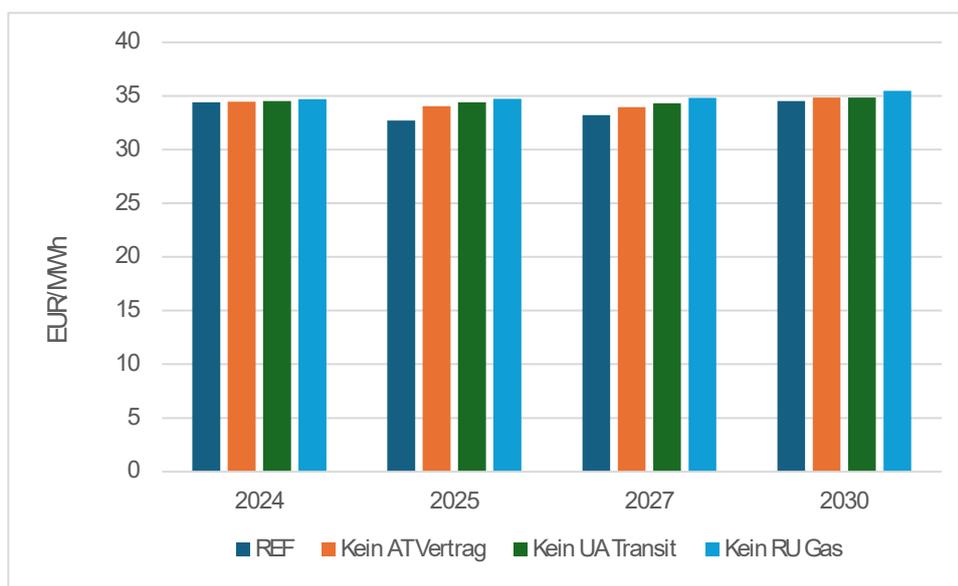
	Kein AT Vertrag	Kein UA Transit	Kein RU Gas
AL	0,0	0,0	0,1
AM	0,0	0,0	0,0
AT	0,3	0,3	1,0
BA	0,1	0,1	0,2
BE	0,1	0,1	0,1
BG	0,1	0,1	0,1
BY	0,0	0,0	0,0
CH	0,1	0,1	0,1
CZ	0,1	0,1	0,1
DE	0,1	0,1	0,1
DK	0,2	0,2	0,6
EE	0,0	0,0	0,0
ES	0,0	0,0	0,0
FI	0,0	0,0	0,0
FR	0,1	0,1	0,1
GE	0,0	0,0	0,0
GR	0,0	0,0	0,1
HR	0,0	0,0	0,0
HU	0,2	0,2	1,3
IE	0,1	0,1	0,1
IT	0,0	0,0	0,1
LT	0,0	0,0	0,0
LU	0,1	0,1	0,1
LV	0,0	0,0	0,0
MD	0,2	0,2	0,6
MK	0,1	0,1	0,1
MT	0,0	0,0	0,0
NL	0,1	0,1	0,1
PL	0,2	0,2	0,6
PT	0,0	0,0	0,0
RO	0,2	0,2	0,5
RS	0,1	0,1	0,2
SE	0,0	0,0	0,0
SI	0,3	0,3	1,0
SK	0,2	0,2	0,5
TR	0,1	0,1	0,1
UA	0,2	0,2	0,6
UK	0,1	0,1	0,1

Quelle: eigene Berechnungen mit EGMM – grau: Veränderung unter 0,1 EUR/MWh, hellrot: Veränderung zwischen 0,1-0,5 EUR/MWh, dunkelrot: Veränderung zwischen 0,5-1 EUR/MWh, gelbe Veränderung zwischen 1-2 EUR/MWh.

5.1.2 Entwicklung der Großhandelspreise

Je nach Szenario und Analysejahr liegen die modellierten Preise für Österreich zwischen 33 und 35 EUR/MWh (Abbildung 3). Dabei ist zu betonen, dass das Preisniveau in erster Linie von den globalen Gasmarktbedingungen und der europäischen Gasnachfrage und nicht von den russischen Pipelineszenarien bestimmt wird (siehe REKK, 2025, für Sensitivitätsanalysen in Hinblick auf den globalen Gaspreis und die europäische Gasnachfrage).

Abbildung 3: Modellierte Großhandelspreise für Österreich nach Szenario und Gasjahr

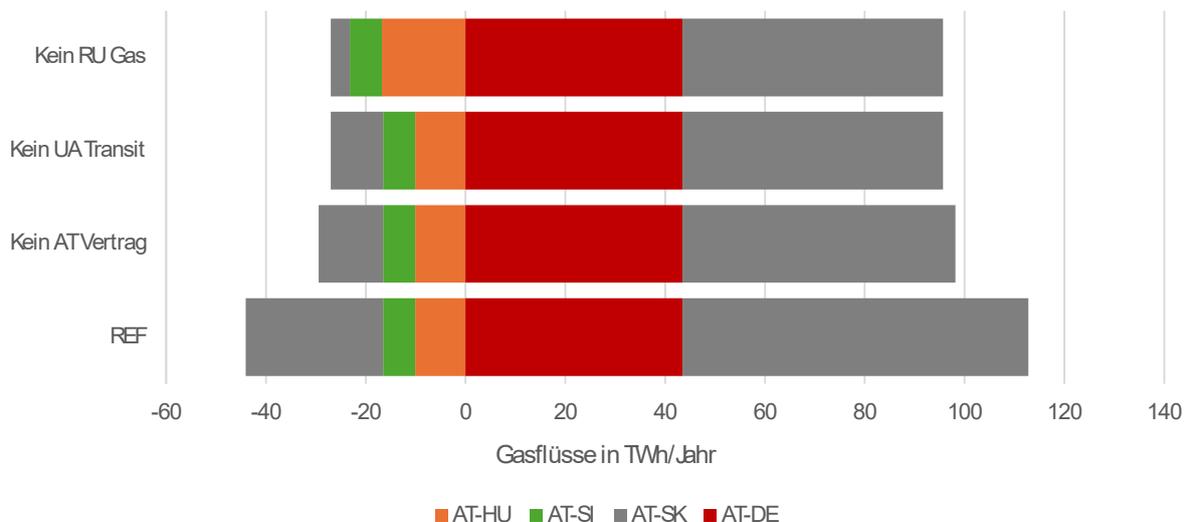


Quelle: eigene Berechnungen mit EGMM.

5.1.3 Gasflüsse im österreichischen Gasnetz

Im Gasjahr 2024 kommen die Importströme nach Österreich in allen Szenarien überwiegend aus der Slowakei (Abbildung 4). Der deutsche Einspeisepunkt sorgt für zusätzliche Spotlieferungen. Im Gasjahr 2024 werden weiterhin 10 TWh/Jahr des ungarischen Vertrags über Österreich transportiert, daher wird der Kopplungspunkt zwischen Österreich und Ungarn in allen Szenarien genutzt. In allen Disruptions-Szenarien wird aus Österreich (brutto) nicht mehr als 30 TWh/Jahr Gas in andere Länder exportiert.

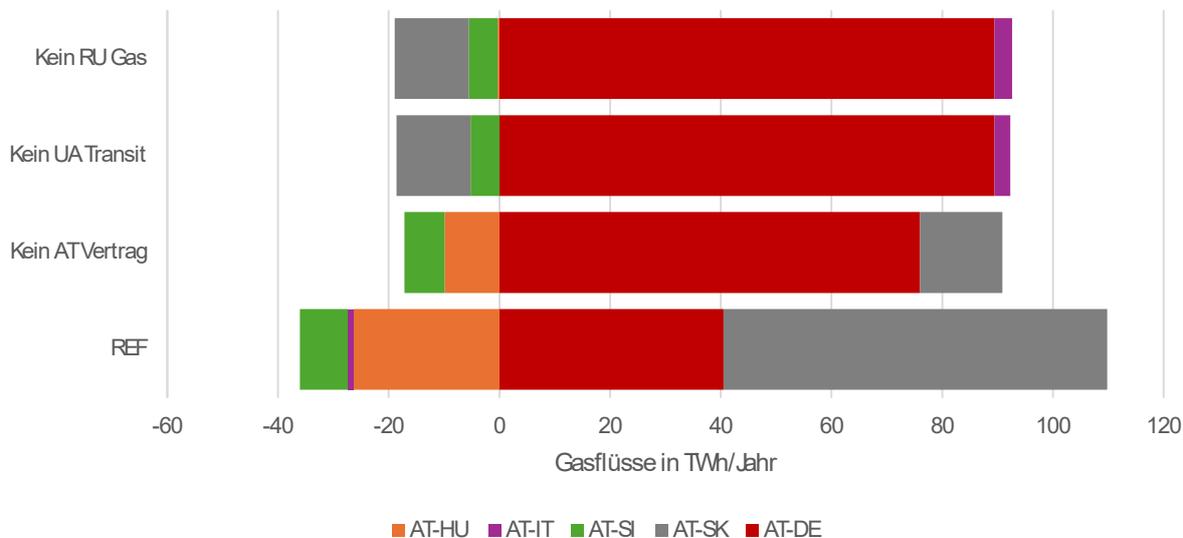
Abbildung 4: Gasflüsse an österreichischen Kopplungspunkten nach Szenario im Gasjahr 2024



Quelle: eigene Berechnungen mit EGMM – negative Zahlen: Exporte; positive Zahlen: Importe.

Im Gasjahr 2025 ist die Hauptimportroute nach Österreich in allen modellierten Disruptions-Szenarien ("Kein AT Vertrag", "Kein UA Transit", "Kein RU Gas") über Deutschland am Einspeisepunkt Oberkappel/Überacker (Abbildung 5). Der slowakische Einspeisepunkt liefert im Szenario "Kein AT Vertrag" die zusätzlichen Flexibilitätsmengen an den Markt. In den Szenarien "Kein UA Transit" und "Kein RU Gas" wird über diesen Verbindungspunkt jedoch Gas aus Österreich in die Slowakei exportiert. Über den Kopplungspunkt zwischen Ungarn und Österreich exportiert Österreich Gas, solange der russische Langfristvertrag nach Ungarn über die Ukraine bedient wird ("Kein AT Vertrag"). In allen Szenarien werden kleine Mengen von Österreich nach Slowenien exportiert. Der Kopplungspunkt zwischen Österreich und Italien spielt in Hinblick auf die importierten und exportierten Mengen im Jahr 2025 eine untergeordnete Rolle.

Abbildung 5: Gasflüsse an österreichischen Kopplungspunkten nach Szenario im Gasjahr 2025



Quelle: eigene Berechnungen mit EGMM – negative Zahlen: Exporte; positive Zahlen: Importe.

Im Gasjahr 2027 wird die Hauptimportroute für Österreich ebenso in allen modellierten Disruptions-Szenarien ("Kein AT Vertrag", "Kein UA Transit", "Kein RU Gas") über Deutschland sein (Abbildung 6). Über den slowakischen Kopplungspunkt wird Gas nur im Szenario "Kein AT Vertrag" importiert, in den anderen Szenarien kommt es zu Exporten von Österreich in die Slowakei. Zwischen Österreich und Italien gibt es in den drei Szenarien keine Gasflüsse im Gasjahr 2027. Die Kopplungspunkte zwischen Österreich und Ungarn bzw. Österreich und Slowenien werden ausschließlich für Gasexporte aus Österreich verwendet.

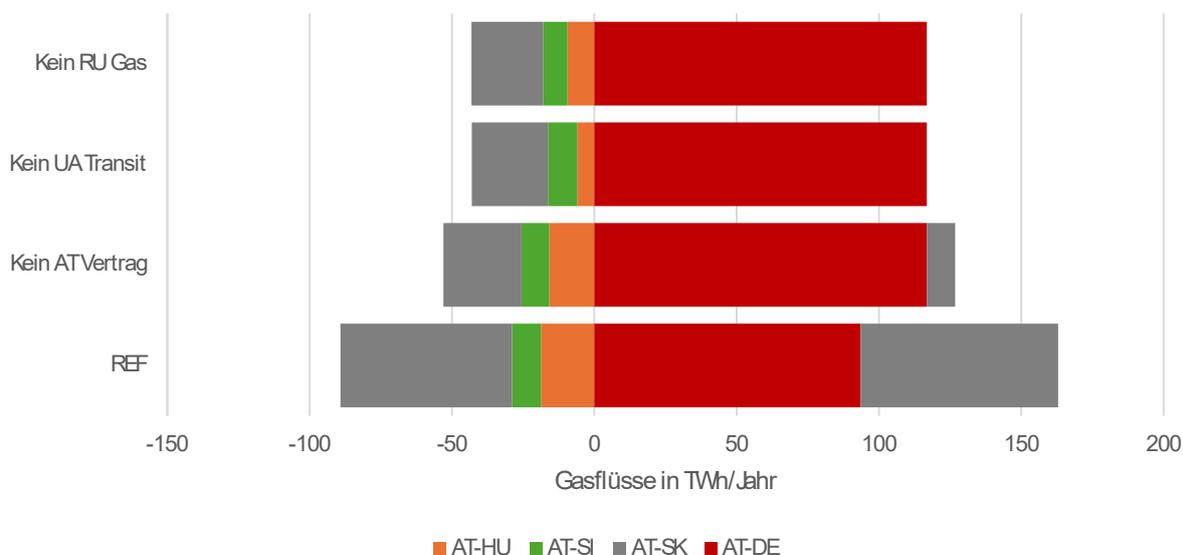
Abbildung 6: Gasflüsse an österreichischen Kopplungspunkten nach Szenario im Gasjahr 2027



Quelle: eigene Berechnungen mit EGMM – negative Zahlen: Exporte; positive Zahlen: Importe.

Im Gasjahr 2030 zeigt sich das gleiche Muster wie im Gasjahr 2027: In den Szenarien "Kein UA Transit" und "Kein RU Gas" wird ausschließlich Gas aus Deutschland nach Österreich importiert. Im kontrafaktischen Szenario ("REF") und in "Kein AT Vertrag" wird zusätzlich Gas aus der Slowakei importiert. In allen Szenarien wird im Gasjahr 2030 Gas in die Slowakei, Ungarn und Slowenien exportiert.

Abbildung 7: Gasflüsse an österreichischen Kopplungspunkten nach Szenario im Gasjahr 2030



Quelle: eigene Berechnungen mit EGMM – negative Zahlen: Exporte; positive Zahlen: Importe.

5.1.4 Veränderung der Lagerbestände in Österreich

Es bleibt wenig Spielraum für den Markt, um über die Nutzung der Speicher zu entscheiden. Eine wichtige Einschränkung ist die regulatorische Änderung, die durch die Verordnung (EU) 2022/1032¹⁷ eingeführt wurde. Artikel 6a besagt, dass die Mitgliedstaaten ab 2023 ein Befüllungsziel von 90% für die Gesamtkapazität aller unterirdischen Gasspeicher erfüllen müssen, die sich in ihrem Hoheitsgebiet befinden und direkt mit einem Absatzgebiet in ihrem Hoheitsgebiet verbunden sind¹⁸.

Eine andere Einschränkung ist durch die Modellvorgabe gegeben, dass der Bestand zu Beginn des Jahres mit dem Bestand am Ende des Jahres gleichgesetzt ist. Konkret bedeutet dies, dass sich im April 2024 und im April 2025 die gleiche Gasmenge in den Speichern befindet. Damit wird eine Arbitrage zwischen den Jahren vermieden (das Modell würde die Speicherbestände als eine inländische Quelle mit nahezu Nullkosten für den Markt verwenden). Dies ist aus Sicht der Modellierung sinnvoll, unter bestimmten Umständen ist es jedoch die Hauptaufgabe der Speicher, diese zusätzliche Flexibilität innerhalb eines Jahres bieten zu können und eine höhere Entnahme als die Einspeisung zu ermöglichen.

¹⁷ Verordnung (EU) 2022/1032 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 29. Juni 2022 zur Änderung der Verordnungen (EU) 2017/1938 und (EG) Nr. 715/2009 in Bezug auf die Gasspeicherung.

¹⁸ Für die Speicheranlagen Haidach und 7Fields sieht die Verordnung eine geteilte Verantwortung zwischen Österreich und Deutschland vor (Verordnung (EU) 2022/1032, Annex Ib).

Tabelle 8: Veränderung der Speicherstände bis zum Gasjahr 2025 in Österreich nach Szenario

	2025									2026			
	Apr.	Mai	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Okt.	Nov.	Dez.	Jan.	Febr.	März	Apr.
REF	60%	60%	65%	75%	83%	91%	97%	100%	94%	84%	74%	67%	60%
Kein AT Vertrag	60%	61%	65%	71%	78%	86%	96%	99%	96%	79%	64%	61%	60%
Kein UA Transit	60%	61%	66%	72%	79%	86%	96%	99%	96%	91%	79%	67%	60%
Kein RU Gas	60%	60%	65%	72%	79%	86%	96%	99%	96%	91%	79%	67%	60%

Quelle: eigene Berechnungen mit EGMM – Ende März sind die Lagerbestände in allen Szenarien wieder zu 60% gefüllt. Obwohl sie physisch in Österreich angesiedelt sind, sind einige Speicher auch an das deutsche System angeschlossen und bieten Dienstleistungen auch für deutsche Marktteilnehmer an. Diese Speichergruppen sind SEFE und Uniper 7 Fields. In dieser Modellierung wurden diese Kapazitäten aus Vereinfachungsgründen an den deutschen Markt angeschlossen.

Wie Tabelle 8 zeigt, wird die Verpflichtung eines Gasfüllstand von 90% bis November immer erfüllt. Es gilt die Einschränkung, dass die Speicher bis zum Ausgangsniveau aufgefüllt werden müssen – in diesen Modellläufen bedeutet dies, dass bis Ende März ein Speicherstand mindestens 60% erreicht werden muss. Diese Einschränkung ist sehr konservativ. Das Modell hält in einigen Szenarien die Lager bis Anfang März gefüllt, wenn reichlich billige Quellen auf dem Markt verfügbar sind, aber in anderen Szenarien beginnt die Entnahme schon früher. Die Ergebnisse deuten darauf hin, dass die europäischen Speicher selbst in einem so stark regulierten Umfeld zu einer marktbasierter Flexibilitätreaktion beitragen und die Regulierung daher von weiteren Eingriffen in die Nutzung der Anlagen absehen sollte.

5.1.5 Österreichische und europäische Ausgaben für Gas in den verschiedenen Szenarien

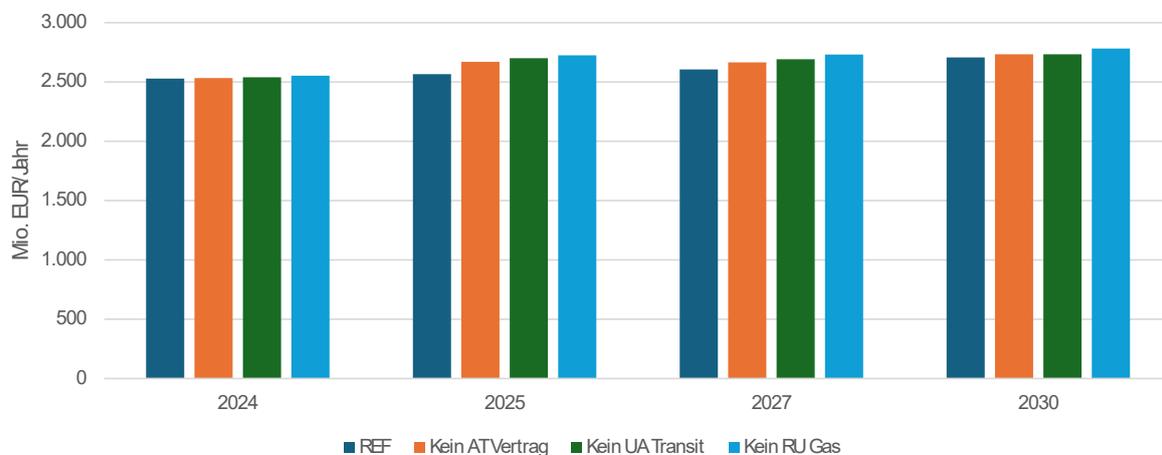
Die Ausgaben für Gas in Österreich werden auf Basis des modellierten Gasgroßhandelspreises und der in der Region Ost-Österreich im jeweiligen Monat verbrauchten Gasmenge berechnet. Die jährlichen Ausgaben für Gas sind die Summe der 12 Monate. Es ist anzumerken, dass bei dieser Modellierung keine große Flexibilität der Nachfrage (oder Reaktion auf die Nachfrage in Form von Verbrauchsänderungen oder Investitionen in Energieeffizienz) berücksichtigt wurde. Die unterschiedlichen Nachfrageniveaus in den verschiedenen Szenarien zeigen die Auswirkungen von Mengenänderungen auf die Gaspreise.

Die Ausgaben für Gas hängen mehr von der Gasnachfrage und dem globalen Preisumfeld ab als von den russischen Lieferungen (siehe REKK, 2025). Je nach Simulationsszenario und Jahr schwanken die österreichischen Ausgaben für Gas zwischen 2,5 und 2,8 Mrd. EUR. Innerhalb der einzelnen Szenarien ergeben sich zwischen den Jahren keine großen Unterschiede (siehe Abbildung 8), was wahrscheinlich darauf zurückzuführen ist, dass in allen Jahren die gleiche Nachfrage angenommen wird.

Abbildung 9 zeigt, wie stark sich die jährlichen Gasbeschaffungskosten in Österreich aufgrund der Änderungen des Liefermixes in den drei Disruptions-Szenarien erhöhen können. Die Kosten steigen um 103-157 Mio. EUR/Jahr in den Disruptions-Szenarien im Vergleich zum kontrafaktischen Szenario. Diese Summen müssen den gesamten jährlichen Ausgaben für Gas in Österreich gegenübergestellt werden, was eine Steigerung der österreichischen Ausgaben für Gas

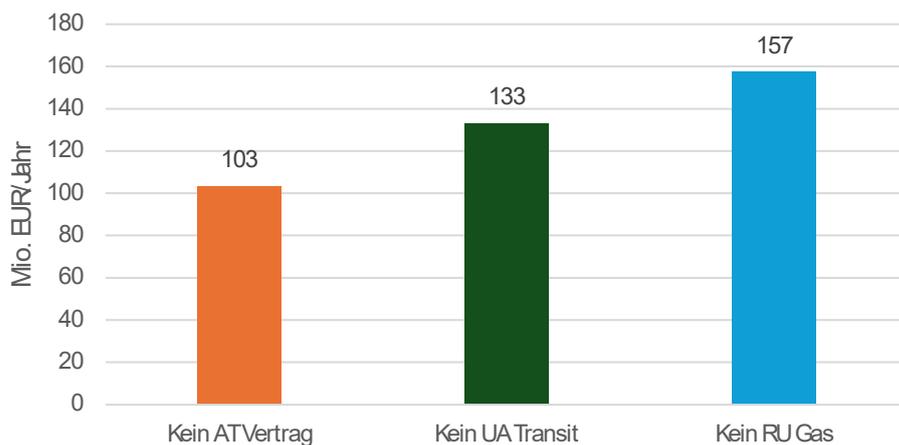
im Vergleich zum kontrafaktischen Szenario um 2-8% ergibt. Für die EU-27 liegt der Anstieg der Ausgaben je nach Szenario zwischen 117 und 126 Mrd. EUR/Jahr (Abbildung 10).

Abbildung 8: Jährliche Gasausgaben in Österreich nach Szenario und Gasjahr



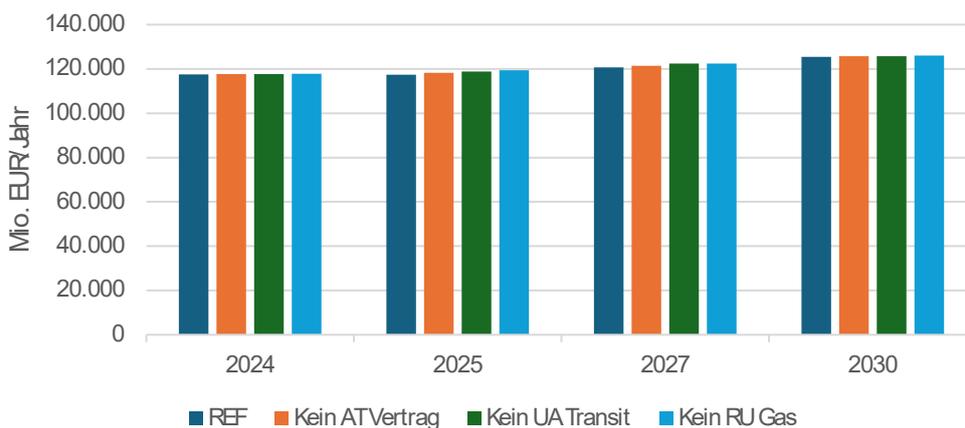
Quelle: eigene Berechnungen mit EGMM.

Abbildung 9: Anstieg der jährlichen Gasausgaben in Österreich nach Szenario im Gasjahr 2025 im Vergleich zum Referenzszenario



Quelle: eigene Berechnungen mit EGMM.

Abbildung 10: Jährliche Gasausgaben in der EU-27 nach Szenario und Gasjahr



Quelle: eigene Berechnungen mit EGMM.

Abbildung 11: Anstieg der jährlichen Gasausgaben in der EU-27 nach Szenario im Gasjahr 2025 im Vergleich zum Referenzszenario



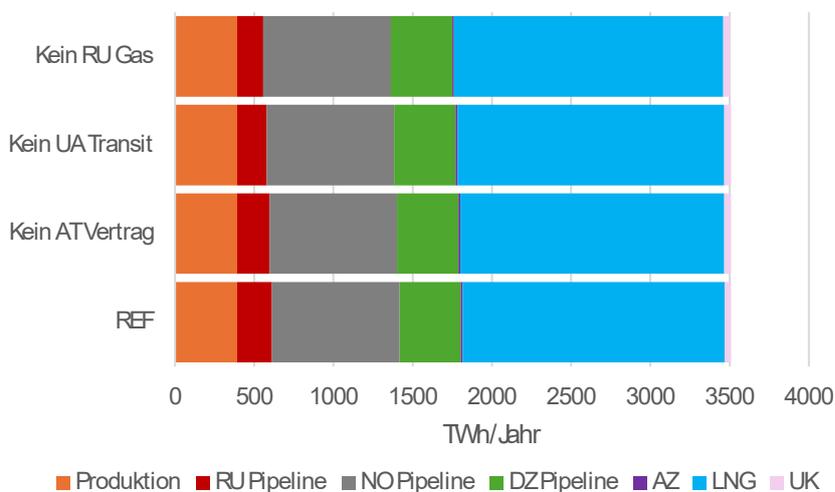
Quelle: eigene Berechnungen mit EGMM.

5.1.6 Gasangebotsstruktur in der EU-27

In allen Modellierungsszenarien für das Gasjahr 2024 bleibt das Volumen der europäischen Gasproduktion auf demselben Niveau und deckt 10-13% der Versorgung (Abbildung 12). Das Volumen der russischen Pipelines macht 4-7% der gesamten verfügbaren Versorgungsquellen aus. Die norwegische Pipeline liefert je nach Szenario 21-28%. Die algerische Pipeline deckt 10-13% der Lieferungen ab. LNG ist die flexibelste Lieferquelle und macht 36-54% der Gaslieferungen in den EU-27 aus¹⁹.

¹⁹ Im Gasjahr 2023 lagen die LNG-Lieferungen bei etwa 40%.

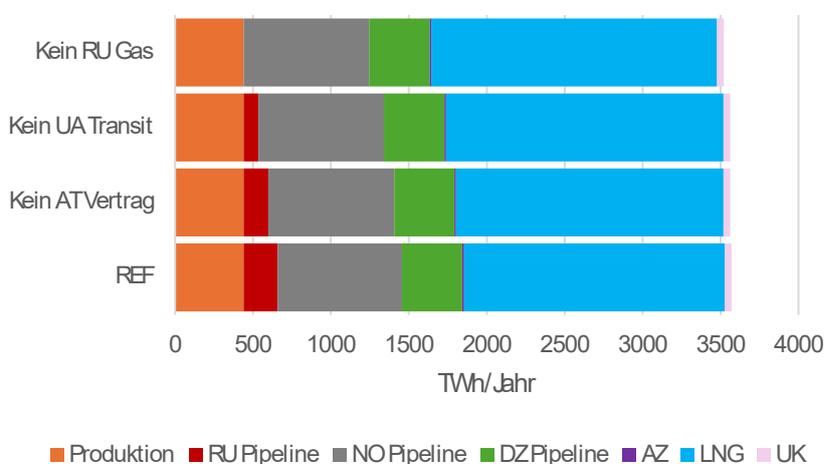
Abbildung 12: Versorgungsstruktur der EU-27 nach Szenario im Gasjahr 2024



Quelle: eigene Berechnungen mit EGMM.

Im Gasjahr 2025 nimmt der Anteil von LNG an der Gasversorgung der EU-27 weiter zu, ist aber den Ergebnissen des Gasjahres 2024 recht ähnlich: LNG liefert 46-52% der EU-27-Versorgung (Abbildung 13). Russisches Pipeline-Gas verschwindet je nach Szenario vollständig aus dem Versorgungsmix der EU-27 ("Kein RU Gas") oder deckt nur mehr einen kleinen Teil der Versorgung ab ("Kein AT Vertrag": 4,5%, "Kein UA Transit": 2,7%). Da keine weiteren Erweiterungen der Pipelines nach Europa zu erwarten sind, werden die Importe von russischem Pipeline-Gas in allen Szenarien durch LNG-Lieferungen ersetzt.

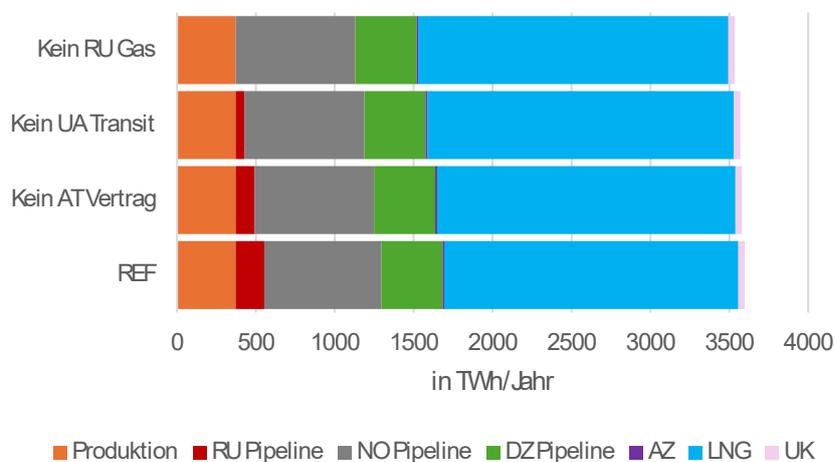
Abbildung 13: Versorgungsstruktur der EU-27 nach Szenario im Gasjahr 2025



Quelle: eigene Berechnungen mit EGMM.

Im Gasjahr 2027 liegt der Anteil von LNG zwischen 39-58% an der Gesamtversorgung der EU-27. Je nach Szenario verschwindet russisches Pipeline-Gas wieder ganz aus dem Versorgungsmix der EU-27, oder deckt höchstens 6% der Lieferungen ab ("Kein AT Vertrag", Abbildung 14).

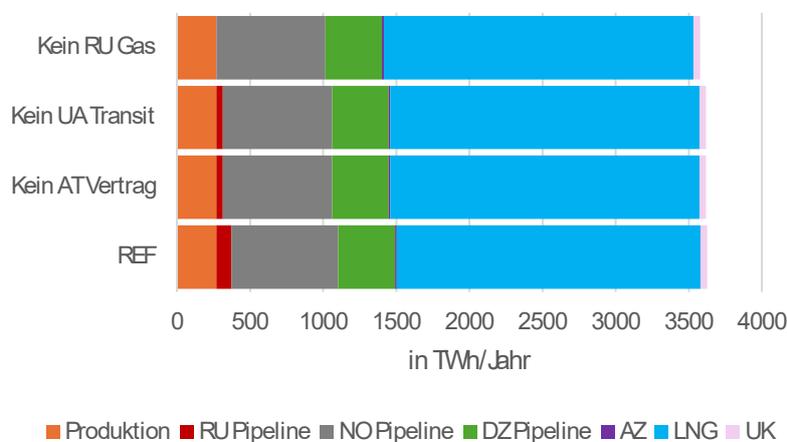
Abbildung 14: Versorgungsstruktur der EU-27 nach Szenario im Gasjahr 2027



Quelle: eigene Berechnungen mit EGMM.

Bis zum Gasjahr 2030 ergeben die Simulationen einen Anteil von LNG an der Versorgung auf 57-60%, da die Investitionen in Verflüssigung und Wiederverdampfung zunehmen, und für Pipeline Gas aus Norwegen einen Anteil von 20%. Der Anteil von russischem Pipeline-Gas beträgt max. 2% ("Kein AT Vertrag") an den Lieferungen in die EU-27.

Abbildung 15: Versorgungsstruktur der EU-27 nach Szenario im Gasjahr 2030



Quelle: eigene Berechnungen mit EGMM.

5.2 Makroökonomische Ergebnisse

5.2.1 Simulationsinputs und -annahmen für die Modellierung der wirtschaftlichen Auswirkungen der Gas- und Elektrizitätspreise

Auf Basis der Ergebnisse der seitens REKK modellierten Szenarien betreffend die Auswirkungen auf die Gaspreise waren vom BMK drei Szenarien für die makroökonomischen Modellierungen auszuwählen. Ziel war u.a. die Auswirkungen eines potenziellen Ausstiegs aus dem Langfristvertrag zwischen OMV und Gazprom jedenfalls zu prüfen. Für den Fall, dass lediglich der Vertrag zwischen OMV und Gazprom nicht erfüllt wird, andere Mitgliedstaaten jedoch sehr wohl Gas beziehen, wurde daher das Szenario "Kein AT Vertrag" für das Gasjahr 2025 ausgewählt. Da sich zum Zeitpunkt der Szenarienauswahl im Oktober 2024 bereits abzeichnete, dass der Transit über die Ukraine mit 1.1.2025 potenziell eingestellt wird, erfolgte die Wahl des Szenarios "Kein UA Transit" für das Gasjahr 2025. Vor dem Hintergrund, dass sich die Europäische Union gemeinsam zum Ziel gesetzt hat, ab 2027 keine Energieimporte aus der Russischen Föderation zu beziehen, und bis dahin auch bereits zusätzliche Transportkapazitäten von Deutschland nach Österreich verfügbar sein werden, wurde das Szenario "Kein RU Gas" für das Gasjahr 2027 ebenfalls ausgewählt. Aufgrund der verhaltenen Wirtschaftswachstumsprognosen sowie des Ausbaus Erneuerbarer, gleichzeitig aber auch der Möglichkeit witterungsabhängiger Schwankungen, wurde für alle Szenarien ein mittlerer Verbrauch herangezogen. Ein zentrales Ergebnis der Modellierung von REKK war, dass die Verfügbarkeit von russischem Erdgas nicht der signifikante Preistreiber sein würde, sondern der europäische Gasverbrauch und das globale LNG-Preisniveau. Daher wurde für alle drei Szenarien jeweils das mittlere zur Auswahl stehende globale LNG-Preisniveau und das mittlere Verbrauchsniveau gewählt, um die Effekte möglichst auf die Verfügbarkeit von russischem Erdgas zu isolieren.

Für die makroökonomische Modellierung werden aus dem Gasmarktmodell EGMM die Strom- und Gaspreise für die Länder der EU-27 (sowie Norwegen, die Schweiz und Großbritannien) übernommen. Zusätzlich wurden von REKK mit dem Strommarktmodell EPMM (Szabo et al., 2024) die Auswirkungen der Gaspreiserhöhungen auf die Strompreise in den einzelnen Ländern für die vom Auftraggeber ausgewählten Szenarien ermittelt. Für Österreich stellen sich die Strom- und Gaspreise wie folgt dar:

Tabelle 9: Eingangspreise für Gas und Strom in Österreich nach Szenario (EUR/MWh)

Szenario	Jahr	Energieträger		Veränderung zu REF		Bemerkung
		Strom	Gas	Strom	Gas	
REF	2024		34,40			
	2025	87,27	32,72			
	2027	87,95	33,21			
Kein AT Vertrag	2024		34,45	0,2%		Gazprom-Vertrag mit 1.1.2025 gekündigt; Ungarn und Slowakei werden noch beliefert; Zieljahr 2025
	2025	87,78	34,04	0,6%	4,0%	
	2027		33,98		2,3%	
Kein UA Transit	2024		34,54		0,4%	Keine weiteren Gaslieferungen aus Russland; Zieljahr 2025
	2025	88,19	34,42	1,0%	5,2%	
	2027		34,31		3,3%	
Kein RU Gas	2024		34,72		0,9%	Nur Ungarn wird noch über Südroute beliefert; Zieljahr 2027
	2025		34,73		6,2%	
	2027	89,52	34,83	1,8%	4,9%	

Quelle: eigene Berechnungen mit EGMM und EPMM – Zieljahre hervorgehoben.

Zwei Anpassungen sind nötig, um die Ergebnisse des Energiemodells in ADAGIO implementieren zu können:

1. EGMM basiert auf einem "Gasjahr", das von April bis März definiert ist. ADAGIO verwendet implizit ein Kalenderjahr, das aber nur durch die Datenbasis festgelegt wird. Mit genügender Genauigkeit ist aber auch eine davon abweichende Jahresdefinition möglich, solange sie sich auf eine aufeinanderfolgende 12-Monats-Periode bezieht. Das EGMM-Jahr ist damit durchaus mit ADAGIO kompatibel.
2. Der **Energiesektor D35** im ADAGIO-Modell umfasst sowohl Elektrizität als auch Gas (sowie Fernwärme). Die Änderung des Gesamtpreises für das Energiegut D35 ergibt sich als gewichtetes Mittel der Strom- und Gaspreisänderungen auf Basis der jeweiligen relativen Anteile in jeder Branche. Diese Anteile basieren auf der Luftemissionsrechnung von EUROSTAT, sie sind für jede Branche in jedem Mitgliedsland unterschiedlich²⁰.

Die auf diese Weise ermittelten branchenspezifischen Preise für des Energiegut D35 werden im Modell implementiert und anschließend die Wirkungen auf das wirtschaftliche Gesamtsystem simuliert. Eine wesentliche Eigenschaft von ADAGIO ist dabei ein konsistenter **Preisbildungsmechanismus**: Ausgehend von den (gemeinsam mit den Produktionsfaktoren ermittelten) endogenen sektoralen Outputpreisen werden die Güterpreise zu Herstellungspreisen ("Preis am Fabrikstor") bestimmt. Zusammen mit Handels- und Transportmargen sowie Gütersteuern (die Mehrwertsteuer sei als nur die wichtigste davon genannt) ergeben sich die Anschaffungspreise (jene Preise, die von den verschiedenen Verbrauchern bezahlt werden). Im Außenhandel setzt sich diese Preistransmission fort: Die Exporte, die an der Grenze des exportierenden Landes zu fob-

²⁰ die Anteile für die österreichischen Branchen sind im Anhang ausgewiesen.

Preisen bewertet sind, werden, nach Beaufschlagung mit internationalen Handels- und Transportspannen, zu cif-bewerteten Importen an der Grenze des Importlandes. Änderungen von Inputpreisen (wie den Preisen von Energiegütern) lassen sich somit auf sehr direkte (und treffgenaue) Weise im Modell implementieren.

5.2.2 Simulationsannahmen

Der **öffentliche Konsum** wird endogen bestimmt, um einen vordefinierten Defizitpfad einzuhalten. Das Defizit wird dabei als Differenz zwischen den Staatseinnahmen (hauptsächlich aus Steuern und Sozialversicherungsbeiträgen) und den Ausgaben (vor allem Arbeitslosenunterstützung, Sozialausgaben, Schuldentilgung und Staatsverbrauch) berechnet; für die Sozialtransfers an die privaten Haushalte gilt dabei:

- Die Arbeitslosenunterstützung wird endogen auf der Grundlage der Zahl der Arbeitslosen, die als Differenz zwischen der Gesamtbeschäftigung und dem Arbeitskräfteangebot²¹ berechnet wird, und der Lohnquote bestimmt.
- Bei anderen Transferleistungen wie Renten und Familienleistungen wird davon ausgegangen, dass sie an die Inflation angepasst werden und daher real konstant bleiben. Diese Annahme entspricht der gängigen Praxis und ist realistischer als die Beibehaltung nominaler Werte.

Damit erfasst das Modell direkt die Rolle des Staates im Wirtschaftskreislauf. Dieser Ansatz führt zu ausgeprägten Effekten, da der Staatsverbrauch direkt auf Veränderungen von Einnahmen und Ausgaben reagiert.

Die wichtigsten **exogenen Variablen** sind finanzieller Natur: Neben den Zinssätzen wird der Wechselkurs als exogen – und fest – angenommen. Der feste Wechselkurs hat erhebliche Auswirkungen auf die Modellergebnisse: In der realen Welt könnten sich verschlechternde Terms-of-Trade durch Interventionen am Devisenmarkt ausgeglichen werden; tatsächlich werden einige Änderungen des Wechselkurses durch normale Marktkräfte hervorgerufen, wenn Kapitalströme auf Preis- und Wachstumsänderungen reagieren. In den vorliegenden Simulationen wird von solchen Anpassungen abstrahiert. Folglich sind die Auswirkungen der Gas- und Elektrizitätspreise auf die Exporte etwas ausgeprägter als sie es in der Realität (und in anderen Modellanwendungen) möglicherweise wären.

5.2.3 Wesentliche Wirkungszusammenhänge

Die höheren Preise für Gas und Elektrizität beeinflussen die Wirtschaft primär durch ihre Auswirkungen auf die Produktionspreise:

- Durch die Verteuerung der Energieinputs steigen die sektoralen Produktionspreise, und mit ihnen die Anschaffungspreise für heimische Güter.
- Damit verschlechtert sich die Wettbewerbsfähigkeit (die Terms-of-Trade), Exporte gehen zurück, auf dem heimischen Markt werden Importe stärker nachgefragt – beides

²¹ Auch das Arbeitskräfteangebot ist endogen und reagiert im Wesentlichen auf die Entwicklung der Reallöhne.

mit kontraktiven Wirkungen auf die heimische Produktion über die sich verschlechternde Handelsbilanz.

- Innerhalb der Produktion verlagert sich die Faktornachfrage: Der Energieeinsatz geht zurück, allerdings nur real – der nominale Anteil der Energieinputs wird steigen (jedoch um weniger als der Preisanstieg). Gleichzeitig verlagert sich der Mix der Energiegüter, die nun teureren Energieträger werden durch relativ billigere substituiert (Inter-Fuel-Substitution – Mineralölprodukte, erneuerbare Energieträger, theoretisch auch Kohle, diese wird aber praktisch nicht mehr eingesetzt^{22,23}); der Energiepreisanstieg kann damit aber nur teilweise kompensiert werden.
- Die Emissionen, die an den realen Energieverbrauch gekoppelt sind, werden unmittelbar sinken; insofern Gas durch (emissionsintensivere) Mineralölprodukte (oder gar Kohle) substituiert wird, fällt dieser Rückgang aber gedämpft aus.
- Über die Vorleistungsverflechtungen zwischen den Branchen, aber insbesondere auch über die Löhne (die eine Funktion der Produktivität, der Arbeitslosenquote und der allgemeinen Inflation sind), wird sich der Energiepreisanstieg auf die gesamte Wirtschaft ausbreiten und auch den arbeitsintensiven Dienstleistungssektor trotz seiner oft relativ geringen Energie- und Vorleistungsnachfrage deutlich beeinträchtigen.
- Als Folge sinkt die Beschäftigung; über die steigende Arbeitslosigkeit, die dämpfend auf die Lohnabschlüsse wirkt, werden die inflationären Tendenzen gemildert.
- Durch den Rückgang bei der Lohnsumme geht der private Konsum zurück.
- Sinkende Beschäftigung und steigende Arbeitslosigkeit führen zu geringeren Steuereinnahmen auf der einen und höheren Sozialausgaben auf der anderen Seite; der Budgetsaldo verschlechtert sich also. Dies führt entweder zu wachsender Staatsverschuldung, oder aber zu einem Rückgang der Staatsausgaben, falls eine bestimmter Defizitpfad eingehalten werden muss. In diesem Fall werden sich die rezessiven Tendenzen verstärken (die vorliegenden Modellergebnisse wurden unter dieser Annahme abgeleitet).
- Mittelfristig werden die Schocks auf Preise, Wachstum und Beschäftigung sinken (falls keine neuen preistreibenden Schocks auftreten); das Preisniveau wird aber permanent höherbleiben, wie umgekehrt Wirtschaftsleistung und Beschäftigung unter dem Niveau des Basisszenarios (keine Energiepreiserhöhungen) liegen werden.

Insgesamt ist aber angesichts der nicht allzu großen Preissprünge bei Gas und Elektrizität (in Österreich betragen die Gaspreissteigerungen max. 5,2% bzw. die Strompreissteigerungen

²² Mit Ausnahme der Metallerzeugung, in der sie nicht nur Energielieferant ist, sondern auch im chemischen Umwandlungsprozess eine Rolle spielt.

²³ Die geänderten Anteile von Gas, Elektrizität, Öl, Kohle und Biomasse (diese werden im Energiemodell unterschieden), die sich nach der Gaspreiserhöhung ergeben, ergeben sich einerseits durch die Eigen- und Kreuzpreiselastizitäten der relativen Preise der Energieträger, und andererseits durch die Anteile der einzelnen Energieträger im Ausgangsszenario. Diese sind für alle Branchen unterschiedlich, entsprechend unterschiedlich sind auch die Substitutionsbeziehungen zwischen den Energieträgern. Tendenziell sind zwar die geschätzten Elastizitäten für Biomasse (und auch Kohle) höher als für Elektrizität oder Öl, da diese aber einen von Haus aus höheren Anteil aufweisen, sind es diese beiden Energieträger, für die die absolut höchsten Verbrauchsveränderungen simuliert werden.

max. 1,8%, siehe Tabelle 9) zu erwarten, dass die negativen Auswirkungen auf die Wirtschaft moderat bleiben.

5.2.4 Modellergebnisse

Makroökonomische Auswirkungen auf Österreich

Die Erwartungen moderater Auswirkungen werden von den Modellsimulationen bestätigt: Auch im folgenreichsten Szenario ("Kein RU Gas") sinkt die reale Wertschöpfung in Österreich im Vergleich zum Referenzszenario um weniger als 0,2% im Jahr 2027, das reale Bruttoinlandsprodukt etwas stärker, um rund ¼%. Die Kontraktion geht von den Exporten aus, die real um 0,22% sinken (die Importe gehen mit -0,13% weniger stark zurück, die Handelsbilanz verschlechtert sich also). Der private Konsum hält sich mit -0,12% relativ gut – dies ist nicht zuletzt eine Folge der Annahme, dass die Sozialtransfers (v.a. Pensionen und Familientransfers) real konstant bleiben. Dies impliziert eine relativ starke Belastung des Budgets – um das Budgetdefizit konstant zu halten, muss also der öffentliche Konsum deutlich (um rund ½%) gesenkt werden, mit entsprechenden Folgen für die öffentlichen Dienstleistungen (siehe nächster Abschnitt). Auch die Investitionen gehen zurück, aber etwas schwächer als die Exporte und das BIP. Das ist auf zwei gegenläufige Mechanismen zurückzuführen: Der Wirtschaftseinbruch bewirkt einen Rückgang der Investitionen; die Verteuerung des Produktionsfaktors Energie führt hingegen zu einer Ausweitung der "energy saving investments", um Energie durch Kapital zu substituieren²⁴. Dieser Mechanismus wirkt aber erst längerfristig, der Simulationshorizont von wenigen Jahren ist zu kurz, um ihn voll zur Wirkung zu bringen.

²⁴ Energie kann auch durch Arbeit und Vorleistungen substituiert werden; das Ausmaß wird in den Produktionsfunktionen bestimmt. Bei Substitution durch Vorleistungen spricht man von "Outsourcing" oder "Offshoring" – eigene Produktionsschritte werden ausgelagert, an heimische oder – im Fall des Offshoring – internationale Zulieferer.

Tabelle 10: Makroökonomische Effekte der Energiepreiserhöhungen auf Österreich nach Szenario

	Kein AT Vertrag -2025	Kein UA Transit -2025	Kein RU Gas -2027
Preisniveau	0,08%	0,11%	0,10%
Reale Wertschöpfung	-0,07%	-0,09%	-0,18%
BIP	-0,03%	-0,03%	-0,15%
Reales BIP	-0,12%	-0,16%	-0,26%
Realer privater Konsum	-0,09%	-0,12%	-0,12%
Realer öffentlicher Konsum	-0,07%	-0,10%	-0,51%
Reale Investitionen	-0,04%	-0,05%	-0,18%
Reale Exporte	-0,10%	-0,14%	-0,22%
Reale Importe	0,00%	-0,01%	-0,13%
Beschäftigung – gesamt	-0,08%	-0,11%	-0,23%
Arbeitslose – Kopfzahl	0,76%	1,03%	3,36%
Arbeitslosenrate in PP	0,06	0,08	0,17

Quelle: eigene Berechnungen mit ADAGIO – grau: Veränderung 3,4%- 0%, hellrot: Veränderung zwischen 0,0% und -0,1%, dunkelrot: Veränderung zwischen -0,11% und -0,2%, gelb: Veränderung zwischen -0,2% und -0,5%, orange: Veränderung zwischen -0,5% und -0,6%.

Das Preisniveau steigt an, um rund ein Zehntel-Prozentpunkt, wobei die Preiseffekte zwischen den Szenarien ausgeglichener sind als etwa die Wertschöpfungseffekte. Einer der Gründe ist dabei die Wirkung auf die Beschäftigung, die zwischen den Szenarien merklich unterschiedlich ausfällt – die Arbeitslosenquote stellt einen wesentlichen dämpfenden Einflussfaktor auf die Lohnbildung dar; in den Szenarien mit geringerem Beschäftigungsrückgang ("Kein AT Vertrag", "Kein UA Transit") sind daher die dämpfenden Einflüsse deutlich geringer als bei "Kein RU Gas", und damit schlägt die Energiepreiserhöhung in diesen Szenarien stärker auf die Löhne und damit die Inflation durch.

Sektorale Auswirkungen auf Österreich

Wenig überraschend zeigen sich die stärksten Wirkungen im Energiesektor, dessen reale Wertschöpfung um 1-2% zurückgeht; dies ist allerdings merklich schwächer als die Rückgänge im Produktionswert mit 2,5-4% – der Unterschied liegt in den Gewinnen, die relativ zunehmen (nominal bleibt der Produktionswert recht stabil, während die nominelle Wertschöpfung um bis zu 5% zunimmt).

Nach dem Energiesektor ist der Bergbau am stärksten betroffen, allerdings auf geringem Niveau; zum Bergbau gehören auch Schotterwerke, deren Absatz mit dem Baugewerbe (und

der Baustoffherstellung) zurückgeht²⁵. Die Baustoffherstellung ist Teil der Herstellung von Waren, deren Rückgang mit im Mittelfeld liegt; innerhalb der Herstellung von Waren sind es aber durchaus die energieintensiven Branchen, wie Baustoffe (Zement), Papier- und Metallerzeugung, die deutliche Einbußen hinnehmen müssen (welche zwei bis dreimal höher liegen als der Durchschnitt der Sachgüterherstellung).

Tabelle 11: Sektorale Effekte der Energiepreiserhöhungen in Österreich: geschätzte Auswirkungen auf die reale Wertschöpfung nach Szenario

Sektor		Kein AT Vertrag -2025	Kein UA Transit -2025	Kein RU Gas -2027
A	Land- und Forstwirtschaft	-0,16%	-0,22%	-0,23%
B	Bergbau	-0,30%	-0,42%	-0,82%
C	Herstellung von Waren	-0,09%	-0,12%	-0,20%
D	Energieversorgung	-1,47%	-1,87%	-1,10%
E	Wasserversorgung	-0,33%	-0,44%	-0,42%
F	Bau	-0,13%	-0,18%	-0,28%
G	Handel	-0,13%	-0,18%	-0,23%
H	Verkehr	-0,12%	-0,17%	-0,22%
I	Beherbergung und Gastronomie	-0,06%	-0,08%	-0,06%
J	Information und Kommunikation	-0,17%	-0,24%	-0,34%
K	Finanz- und Versicherungsdienstleistungen	-0,16%	-0,22%	-0,25%
L	Grundstücks- und Wohnungswesen	-0,04%	-0,06%	-0,07%
M	Freiberufliche, wiss. Und techn. DL	-0,10%	-0,14%	-0,22%
N	Sonstige wirtschaftliche DL	-0,07%	-0,11%	-0,17%
O	Öffentliche Verwaltung	-0,10%	-0,14%	-0,60%
P	Erziehung und Unterricht	-0,11%	-0,15%	-0,48%
Q	Gesundheits- und Sozialwesen	-0,09%	-0,13%	-0,39%
R	Kunst, Unterhaltung und Erholung	-0,10%	-0,14%	-0,25%
S	Sonstige Dienstleistungen	-0,11%	-0,15%	-0,28%
T	Private Haushalte mit Hauspersonalschwerpunkt	-0,13%	-0,18%	-0,28%

Quelle: eigene Berechnungen mit ADAGIO – hellrot: Veränderung zwischen 0,0% und -0,1%, dunkelrot: Veränderung zwischen -0,11% und -0,2%, gelb: Veränderung zwischen -0,2% und -0,5%, orange: Veränderung zwischen -0,5% und -2%.

²⁵ Die Substitution von importiertem Erdgas durch heimisches kann im Modell nicht abgebildet werden, da nur die Gesamt-Preiseffekte für Gas und Elektrizität vorgegeben werden. Der Selbstversorgungsgrad mit Gas ist in Österreich aber gering.

Überraschen könnten vielleicht die merklichen Rückgänge in den öffentlichen Dienstleistungen Verwaltung, Erziehung und Gesundheit. Diese sind zwar wenig energieintensiv, und daher nur im geringen Ausmaß direkt betroffen, allerdings werden diese Branchen ganz überwiegend von der öffentlichen Hand finanziert, deren Ausgaben, bedingt durch die Annahme eines konstanten Budgetdefizits, recht kräftig zurückgehen.

Internationale Auswirkungen

Mit einem Rückgang des realen Bruttoinlandsprodukts von knapp 0,2% im Szenario "Kein RU Gas" weist Österreich die vierthöchste Betroffenheit in den EU-Modellländern auf, nach der Slowakei, Rumänien und Ungarn. Die Reihenfolge ist je nach Szenario etwas unterschiedlich, diese vier Länder gehören aber in allen Szenarien zu den am stärksten betroffenen. Im Szenario "Kein UA Transit" gehören darüber hinaus die baltischen Staaten zu den Spitzenreitern, trotzdem ist es auch hier die Slowakei, für die die stärksten Auswirkungen simuliert werden mit geschätzten BIP-Rückgängen von bis zu -0,5%, rund das 10-fache des EU-Mittelwertes, der mit -0,05% sehr moderat ausfällt. Deutschland liegt ziemlich genau im Durchschnitt, die Effekte sinken tendenziell mit dem geografischen Abstand zu Russland – Portugal, Spanien und Frankreich etwa sind kaum mehr von den Russland-induzierten Gas- und Strompreiserhöhungen und damit auch von ihren wirtschaftlichen Auswirkungen direkt betroffen, Auswirkungen für diese Länder ergeben sich primär indirekt (über Spillover-Effekte innerhalb des Binnenmarktes). Auch Effekte auf die Volkswirtschaften der EU-Nachbarländer Schweiz und (dem energieexportierenden) Norwegen sind relativ gering.

Tabelle 12: Reale BIP-Effekte der Energiepreiserhöhungen in den EU-Mitgliedsstaaten nach Szenario²⁶

	Kein AT Vertrag -2025	Kein UA Transit -2025	Kein RU Gas -2027
AUT	-0,12%	-0,16%	-0,19%
BEL	-0,01%	-0,03%	-0,04%
BGR	-0,07%	-0,10%	-0,11%
CZE	-0,03%	-0,05%	-0,08%
DEN	-0,01%	-0,02%	-0,04%
DEU	-0,03%	-0,04%	-0,05%
ESP	0,00%	0,01%	-0,01%
EST	-0,04%	-0,23%	-0,11%
FIN	-0,04%	-0,03%	-0,14%
FRA	-0,01%	-0,02%	-0,01%
GRC	-0,03%	-0,04%	-0,08%
HRV	-0,04%	-0,08%	-0,11%
HUN	-0,08%	-0,14%	-0,20%
IRL	-0,02%	-0,04%	-0,01%
ITA	-0,03%	-0,03%	-0,06%
LTU	-0,04%	-0,23%	-0,11%
LVA	-0,06%	-0,31%	-0,14%
NLD	-0,01%	-0,02%	-0,02%
POL	-0,04%	-0,06%	-0,11%
PRT	0,00%	0,00%	-0,01%
ROU	-0,09%	-0,16%	-0,22%
SVK	-0,17%	-0,47%	-0,53%
SVN	-0,11%	-0,15%	-0,18%
SWE	-0,04%	-0,04%	-0,15%
EU-27	-0,02%	-0,04%	-0,05%
CHE	-0,01%	-0,03%	-0,04%
NOR	0,00%	0,00%	-0,02%

Quelle: eigene Berechnungen mit ADAGIO –hellrot: Veränderung zwischen 0,0% und -0,1%, dunkelrot: Veränderung zwischen -0,11% und -0,2%, gelb: Veränderung zwischen -0,2% und -0,5%, orange: Veränderung zwischen -0,5% und -0,6%.

²⁶ Ohne Malta, Zypern und Luxemburg.

6. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Das EGMM-Modell wurde anhand historischer Daten (Nachfrage, Angebotsstruktur und Preise in der EU-27) für den Zeitraum April 2023 bis März 2024 kalibriert. Die Annahmen zu den künftigen Kapazitäts- und Nachfragezahlen wurden mit dem Auftraggeber und Experten der E-Control umfassend abgestimmt. Drei Disruptions-Szenarien wurden analysiert: (i) eine Beendigung des Pipeline-Gaslieferungsvertrags zwischen Gazprom und OMV ab 2025, (ii) ein vollständiger Transitstopp durch die Ukraine und (iii) ein vollständiges Aussetzen der russischen Pipeline-Lieferungen in die EU-27. Die erwarteten Lieferstopps für jedes Szenario wurden für die Gasjahre 2024, 2025 und 2027 modelliert.

Die Modellierung deutet darauf hin, dass das österreichische und das europäische Gassystem gegenüber den russischen Gasliefererschocks widerstandsfähig sind. Keines der modellierten Szenarien führt zu Preisschocks, die mit den in Europa während der Gaskrise 2022 (z.B. der Preisanstieg von 300 EUR/MWh im August 2022) zu beobachten waren, vergleichbar sind. Der Anteil von russischem Gas am Versorgungsmix der mittel- und osteuropäischen Länder hat sich zwar drastisch reduziert, Gaslieferungen aus Russland sind aber noch immer im nennenswerten Umfang vorhanden.²⁷ Die verbesserte Vernetzung der europäischen Gasnetze, der Zugang zu alternativen Versorgungsquellen und die Speicherregelung, die für die Gasspeicher ein Befüllungsziel von 90% im November vorgibt, sorgt dafür, dass der Markt auf etwaige Änderungen der Gasversorgung auf Lieferantenseite adäquat reagieren kann.

Das Szenario, das die Beendigung des OMV-Vertrags ("Kein AT Vertrag") mit Gazprom bis Jänner 2025 untersucht, zeigt, dass sich der Markt bereits auf die Beendigung des Vertrags vor seinem ursprünglichen Ablaufdatum (2040) vorbereitet hat. Die Simulationen zeigen keinen dramatischen Preisanstieg für das Szenario "Kein AT Vertrag" und die Auswirkungen sind geografisch eher begrenzt. Die größten Auswirkungen werden in Österreich geschätzt, manchmal mit einem gewissen Spill-over-Effekt in Slowenien und der Slowakei. Die schwerwiegendsten Auswirkungen sind im Gasjahr 2025 zu erwarten. Zusätzliche Infrastruktur, die in späteren Jahren in Betrieb genommen wird (z.B. WAG) und ein größeres LNG-Angebot bis 2027 mildern die Auswirkungen der Schocks, doch der angenommene Anstieg der österreichischen Gasnachfrage (von 75 TWh im Jahr 2024 auf 80 TWh ab 2025) ermöglicht keine vollständige Rückkehr der Preise auf das Niveau von 2024. **Daher betonen wir die Bedeutung von nachfrageseitigen Maßnahmen, um die Gasnachfrage niedrig zu halten.**

²⁷ <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1310890/umfrage/europaeischer-gasimport-aus-russland-nach-pipeline/>

Tabelle 13: Veränderung der österreichischen Großhandelspreise nach Szenario und Gasjahr in EUR/MWh und % zu kontrafaktischem Szenario

	Kein AT Vertrag				Kein UA Transit				Kein RU Gas			
	2024	2025	2027	2030	2024	2025	2027	2030	2024	2025	2027	2030
€/MWh	0,05	1,32	0,77	0,31	0,14	1,7	1,11	0,31	0,32	2,02	1,62	0,95
in % zu REF	0,15	4,03	2,32	0,90	0,41	5,20	3,34	0,90	0,93	6,17	4,88	2,75

Quelle: eigene Berechnungen – grau: Veränderung unter 0,1 EUR/MWh, hellrot: Veränderung zwischen 0,1-0,5 EUR/MWh, dunkelrot: Veränderung zwischen 0,5-1 EUR/MWh, gelb: Veränderung zwischen 1-2 EUR/MWh, orange: Veränderung über 2 EUR/MWh.

Das Szenario "Kein UA Transit" geht von einer größeren Verknappung der russischen Gaslieferungen (etwa 13 TWh/Jahr) in der Region aus. Die Modellierungsergebnisse zeigen, dass die regionalen Auswirkungen in diesem Fall größer sind und der Preisanstieg in der Slowakei am stärksten ist, gefolgt von Österreich und Ungarn mit einem leichten Spill-over auf Slowenien, Serbien und Rumänien. Geringfügig betroffen sind auch Deutschland, die Ukraine, Tschechien und Polen.

Das Szenario "Kein RU Gas" geht davon aus, dass kein Pipelinegas nach Europa geliefert wird. Dies bedeutet, dass in Österreich im Gasjahr 2024 etwa 30 TWh ersetzt werden müssen. Der Gasmarkt passt sich an die veränderten Umstände an und obwohl die Auswirkungen auf die Preise etwas größer sind als beim Szenario "Kein UA Transit" (der österreichische Preis kann um 3,14 EUR/MWh steigen) verteilen sich die Auswirkungen auch auf ganz Mittel- und Osteuropa und den Balkan, ohne dass es zu größeren Preissteigerungen oder Engpässen kommt.

Die Gasausgaben der österreichischen Verbraucher werden viel stärker vom globalen LNG-Markt und der europäischen Gasnachfrage als von den Versorgungsszenarien beeinflusst (REKK, 2025).

Die Ströme im österreichischen Pipelinesystem können leicht an die globale Marktsituation angepasst werden. Die Flüsse von Baumgarten (dem slowakischen Einspeisepunkt) verlagern sich je nach den verfügbaren Lieferoptionen nach Oberkappel/Überackern (dem deutschen Einspeisepunkt) oder Arnoldstein (dem italienischen Einspeisepunkt). Das Fehlen von russischem Gas hat zur Folge, dass die Transitflüsse durch das österreichische System begrenzt sind und daher die Einnahmen der Fernleitungsnetzbetreiber in diesen Szenarien sinken. Im europäischen Versorgungsmix werden die fehlenden russischen Pipelinemengen größtenteils durch flexible LNG-Spotmengen aus den Vereinigten Staaten und afrikanischen Quellen ersetzt.

Die moderaten Preiseffekte, die das Energiemodell EGMM simuliert, übersetzen sich in moderate makroökonomische Effekte: ADAGIO schätzt die Auswirkungen auf das österreichische Bruttoinlandsprodukt auf unter 0,3%; auch die östlichen Nachbarstaaten weisen kaum größere Betroffenheit auf, nur für Slowenien werden mit -0,5% etwas höhere Wirkungen geschätzt. Die Brancheneffekte sind breit gestreut, aber durchaus heterogen: die am stärksten betroffene Branche ist der Energiesektor D35. Relativ starke Auswirkungen zeigen sich auch auf die öffentlichen Dienstleistungen – Verwaltung, Gesundheit und Unterricht; dies ist weniger eine direkte Folge der Gas- und Strompreiserhöhungen, sondern vielmehr der Annahme eines konstanten Budgetdefizits bei sinkender Wirtschaftsleistung.

Die wesentlichste Schlussfolgerung aus der Studie ist zweifellos, dass die Versorgungssicherheit Österreichs am besten durch eine gut diversifizierte Beschaffungsstrategie, die die Abhängigkeit von einzelnen Lieferanten erst gar nicht entstehen lässt, gewährleistet werden kann. Auf diese Weise können allfällige Verwerfungen auf Lieferantenseite durch ein resilientes Beschaffungssystem gut absorbiert werden.

Vor diesem Hintergrund sind Entwicklungen bei der Beschaffung von Flüssiggas (LNG), das ein willkommenes Substitut für (russisches) Erdgas darstellt, bei dem die USA aber eine dominante Position einzunehmen bereit sind, mit großer Sorge zu betrachten. Die Lehre aus der überwundenen Abhängigkeit von russischem Erdgas kann nicht sein eine neue Abhängigkeit von amerikanischem Flüssiggas, das noch dazu über die in Europa verpönte Technologie des "Fracking" gewonnen wird, entstehen zu lassen. Von langfristigen Lieferverträgen mit einzelnen Großlieferanten ist auch in diesem Fall zugunsten einer diversifizierten Lieferantenstruktur Abstand zu nehmen. Auch hier haben nachfrageseitigen Maßnahmen, um die Gasnachfrage niedrig zu halten, einen positiven Einfluss, ebenso wie eine Substitution von Erdgas durch erneuerbare Energie.

7. Referenzen

- Deaton, A., Muellbauer, J. (1980). *An Almost Ideal Demand System*. The American Economic Review, Vol. 70, No. 3., pp. 312–326.
- ENTSOG (2022). TYNDP 2022. Scenario Report, Brussels.
- EU (2022). Verordnung (EU) 2022/1032 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 29. Juni 2022 zur Änderung der Verordnungen (EU) 2017/1938 und (EG) Nr. 715/2009 in Bezug auf die Gasspeicherung eingeführt wurde (Text von Bedeutung für den EWR).
- Kotek, P., Selei, A., Takácsné Tóth, B., Felsmann, B. (2023). What can the EU do to address the high natural gas prices? Energy Policy, Volume 173, 2023, 113312, ISSN 0301-4215, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113312>
- Kratena, K., Streicher, G., Salotti, S., Sommer, M., Valderas Jaramillo, J. M. (2017). FIDELIO 2: Overview and theoretical foundations of the second version of the Fully Interregional Dynamic Econometric Long-term Input-Output model for the EU-27, Publications Office of the European Union 2017.
- Kratena, K., Streicher, G. (2017). Fiscal Policy Multipliers and Spillovers in a Multi-Regional Macroeconomic Input-Output Model, WIFO Working Papers, 2017.
- Kratena, K., Streicher, G., Temurshoev, U., Amores, A. F., Arto, I., Mongelli, I., Neuwahl, F., Rueda-Cantuche, J. M., Andreoni, V. (2013). FIDELIO – Fully Interregional Dynamic Econometric Long-term Input-Output Model for the EU27", JRC81864, Sevilla
- Streicher, G., Stehrer, R. (2015). Whither Panama? Constructing a consistent and balanced world SUT system including international trade and transport margins; Economic Systems Research, Vol 27/2 (2015), p 213-237.
- Szabo, L., Moner- Girona, M., Jäger-Waldau, A. (2024). Impacts of large-scale deployment of vertical bifacial photovoltaics on European electricity market dynamics. Nature Communications 15, 6681 (2024). <https://doi.org/10.1038/s41467-024-50762-7>
- Timmer, M.P., Dietzenbacher, E., Los, B., Stehrer, R., de Vries, G.J., (2015). An Illustrated User Guide to the World Input-Output Database: the Case of Global Automotive Production. Review of International Economics 23, 575–605. <https://doi.org/10.1111/roie.12178>

8. Anhang

Tabelle 14: Gasanteil am energetischen Verbrauch des Energiegutes D35 (Strom/Gas) für die österreichischen Wirtschaftsbranchen

NACE 2	Branche	Anteil in %	NACE 2	Branche	Anteil in %
A01	Landwirtschaft, Jagd	9	H49	Landverkehr u.Transp.i.Rohrfernleitunge	28
A02	Forstwirtschaft und Holzeinschlag	7	H50	Schifffahrt	14
A03	Fischerei und Aquakultur	7	H51	Luftfahrt	0
B05	Kohlenbergbau	36	H52	Lagerei, Erbr.v.Dienstl.f.d.Verkehr	7
B08	Gew.v.Steinen u.Erden, sonst.Bergbau	36	H53	Post-, Kurier- und Expressdienste	2
C10	Herst. von Nahrungs- und Futtermitteln	35	I55	Beherbergung	5
C11	Getränkeherstellung	35	J58	Verlagswesen	13
C13	Herstellung von Textilien	28	J59	H., Verleih v.Filmen;Kinos;Tonstudios	1
C14	Herstellung von Bekleidung	28	J60	Rundfunkveranstalter	1
C15	H. von Leder, Lederwaren und Schuhen	28	J61	Telekommunikation	0
C16	H.v.Holz-,Flecht-,Korb-u.Korkwaren	7	J62	Erbr.v.Dienstl.d.Informationstechnologi	4
C17	H.v.Papier, Pappe u. Waren daraus	39	K64	Erbringung von Finanzdienstleistungen	16
C18	H.v.Druckerzeugnissen; Vervielfältigung	3	K65	Versich.,Rückversich.u.Pensionskassen	7
C19	Kokerei und Mineralölverarbeitung	67	K66	M.d.Finanz-u.Versich.verb.Tätigkeiten	3
C20	Herst. von chemischen Erzeugnissen	38	L68	Grundstücks- und Wohnungswesen	0
C21	Herst.v.pharmazeut. Erzeugnissen	1	M69	Rechts- u.Steuerberat.; Wirtschaftspr. Führung v.Unternehm.;Unternehmensber- rat.	8
C22	H. von Gummi- und Kunststoffwaren	8	M70		8
C23	Herstellung von Glas und Glaswaren	54	M71	Architekt.u.Ingenieurbüros;techn.Unters	7
C24	Metallerzeugung und -bearbeitung	13	M72	Forschung und Entwicklung	8
C25	Herstellung von Metallerzeugnissen	32	M73	Werbung und Marktforschung	7
C26	H.v.elektron.Erz., Datenverarbeitungsg.	5	M74	Sonst.freiberuf., wissen.u.techn.Tätigk	3
C27	Herstellung von elektr. Ausrüstungen	6	N77	Vermietung von beweglichen Sachen	6
C28	Maschinenbau	13	N78	Vermittlung u.Überlass.v.Arbeitskräften	1
C29	H. von Kraftwagen und Kraftwagentei- len	9	N79	Reisebüros, Reiseveranstalter	13
C30	Sonstiger Fahrzeugbau	8	N80	Wach- und Sicherheitsdienste, Detekteie	12
C31	Herstellung von Möbeln	10	O84	Öffentl.Verwaltung,Verteid.,Sozialvers.	2
C32	Herstellung von sonstigen Waren	10	P85	Erziehung und Unterricht	2
C33	Rep.u.Install.v.Masch.u.Ausrüstungen	9	Q86	Gesundheitswesen	10
D35	Energieversorgung	54	Q87	Heime (ohne Erholungs-u.Ferienheime)	4
E36	Wasserversorgung	27	R90	Kreat.,künstler.u.unterhalt.Tätigkeiten	2
E37	Abwasserentsorgung	14	R91	Bibliotheken,Museen,botan.Gärten	2
F41	Hochbau	20	R92	Spiel-,Wett- und Lotteriewesen	2
F42	Tiefbau	20	R93	Erbr.v.Dienstl. f.Sport u.Unterhaltung	12
F43	Vorber. Baustellenarb., Bauinstallation	20	S94	Interessenvertretungen, Vereine	13

G45	Handel m.Kfz; Inst.u.Reparatur v.Kfz	16	S95	Rep.v.Datenverarb.u.sonst.Gebrauchsg.	9
G46	Großhandel (ohne Handel mit Kfz)	14	S96	Erbringung v.persönl.Dienstleistungen	21
G47	Einzelhandel (ohne Handel mit Kfz)	6	T97	Private Haushalte mit Hauspersonal	21

Quelle: EUROSTAT, Luftemissionsrechnung; eigene Berechnungen