

Energiegase: Methan, Biogas, Wasserstoff, Synthesegase.

Von den Versorgungsgrundlagen der klassischen Gaswirtschaft bis zu den H₂-Innovationen zum Erreichen der Pariser Klimaziele und der Resilienz-Anforderungen des Green Deals

Teil 2 – Erdgasproduktion & Handel

Prof. Dr. Gerald Linke
CEO Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches

INHALTSVERZEICHNIS

➔ **Globale/Europäische Gasentwicklungen bis 2024**

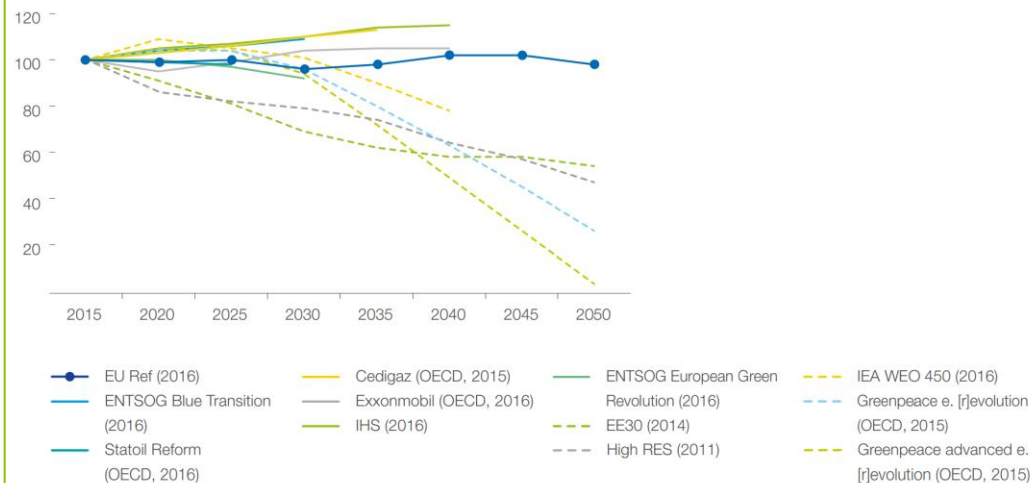
- ➔ 2030ff: Wahrscheinliche Gasentwicklungen
- ➔ Globale Transformation von Erdgas zu Wasserstoff
- ➔ Erdgasversorgung Deutschlands
- ➔ Gasproduktion (konventionell & unkonventionell) und Reichweiten
- ➔ Einige größere Infrastrukturprojekte

Erdgasabsatz 2017

Erdgas- verbrauch 2017	Mrd. m ³ /a	Trend	Anteil an Gesamt- primär- Energie
global	3 670	+2%/a	23%
EU	448	+/- 0%/a	24%
D	96	+/- 0%/a	24%

Erdgas-Nachfrageprognosen¹ für die EU und OECD-Europa (indiziert mit 2015 = 100)

Quelle: Prognos (2017)



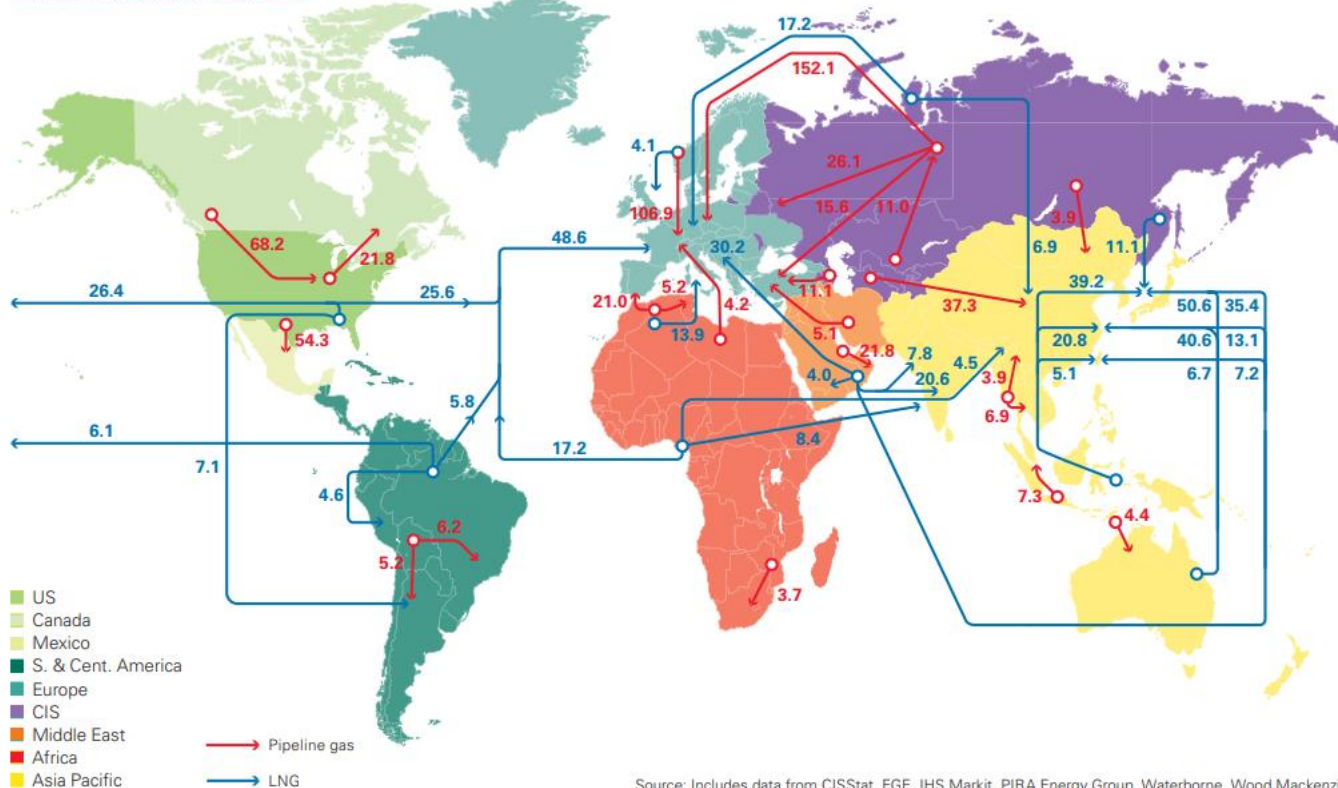
Erdgasabsatz 2017 vs 2023

Erdgasverbrauch 2017			Erdgasverbrauch 2023		Änderung absolut	Veränderung des Anteils am Primärenergiebedarf
	Mrd. m³/a	Anteil an Gesamtprimärenergie	Mrd. m³/a	Anteil an Gesamtprimärenergie		
global	3 670	23%	4 010	21%	+9,3%	-2%
EU	448	24%	320	22,3%	-28,6%	-1,7%
D	96	24%	76	24,5%	-20,8%	+0,5%

International gas trading: Movements in 2020

Major trade movements 2020

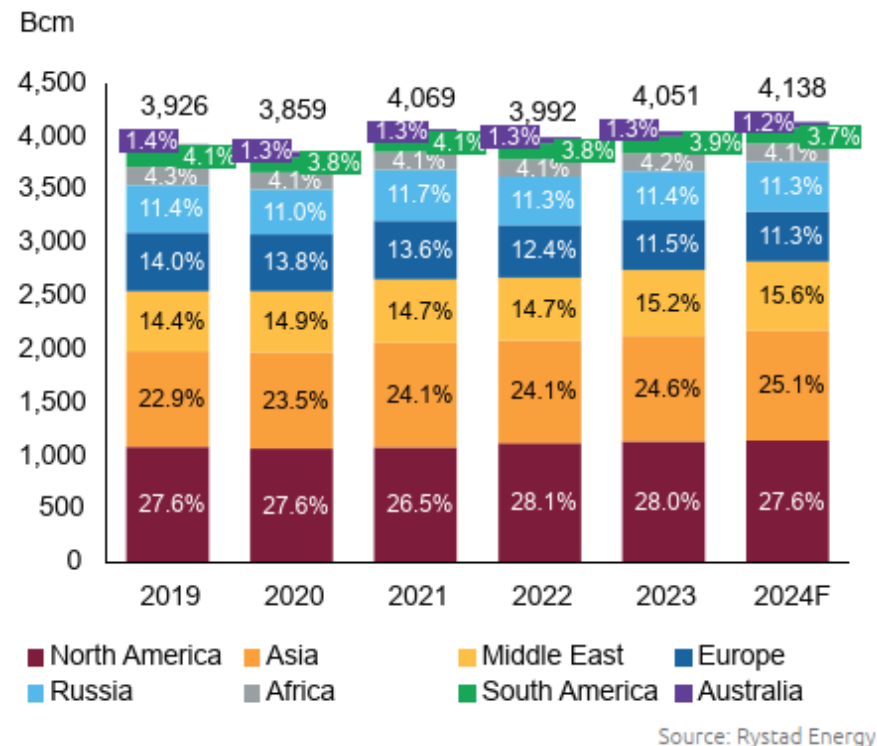
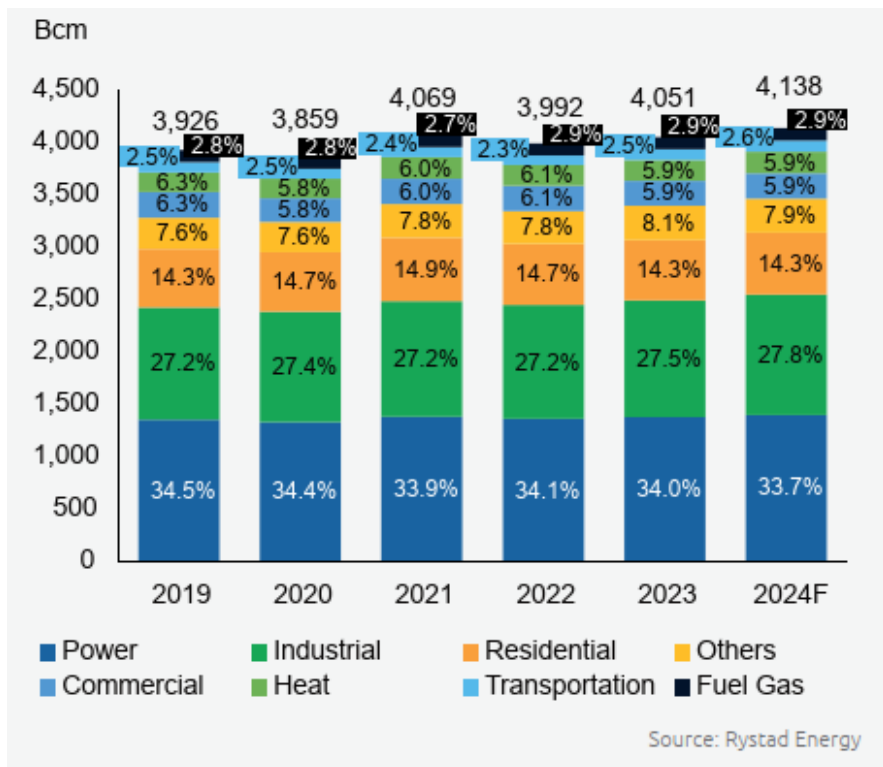
Trade flows worldwide (billion cubic metres)



Source: Includes data from CISSat, FGE, IHS Markit, PIRA Energy Group, Waterborne, Wood Mackenzie.

Global gas demand, split by demand sectors (2024)

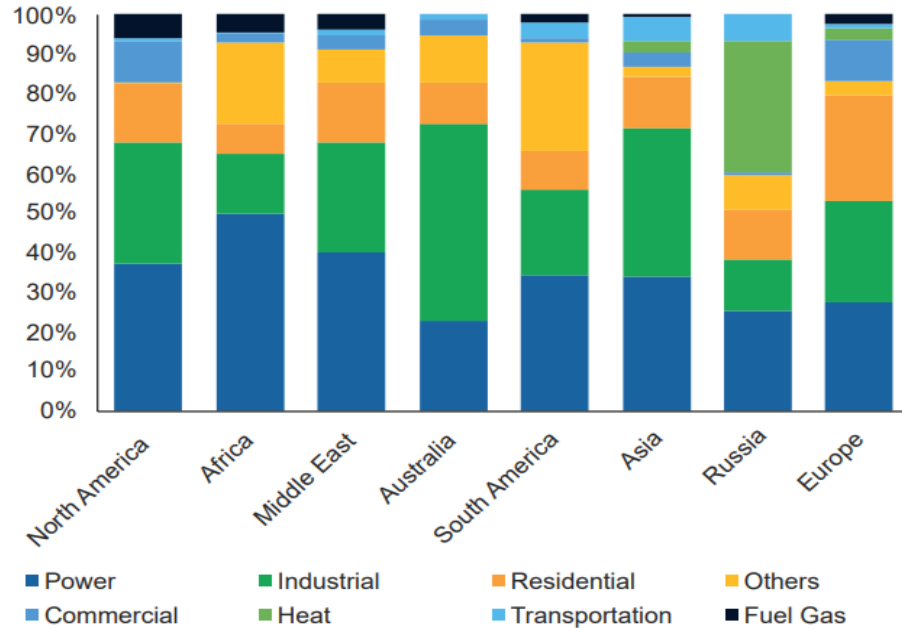
Global gas demand, split by region (2024)



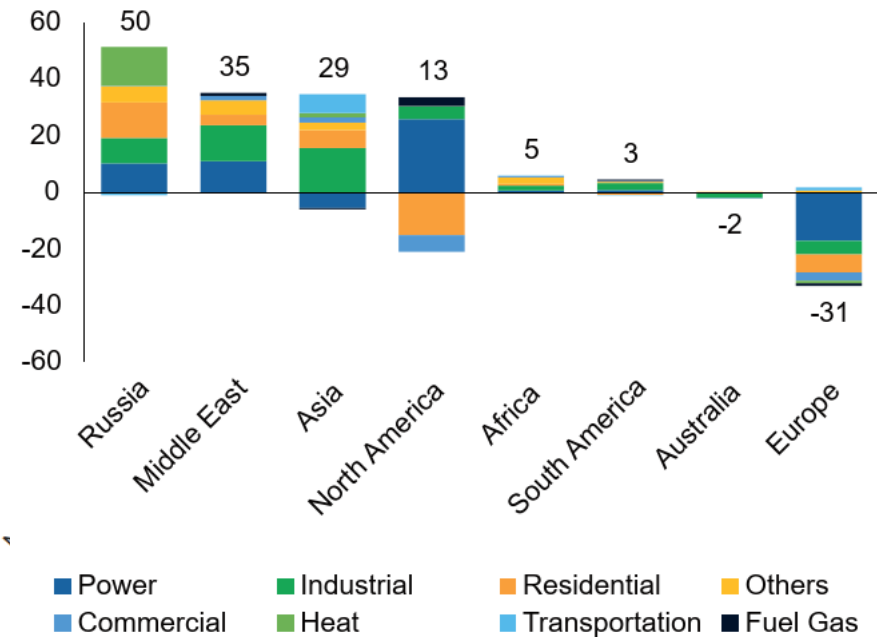
Global demand sector mix in 2022, split by region

Global gas demand sector year-on-year change, split by regions (2023)

Percent of total demand



! Bcm



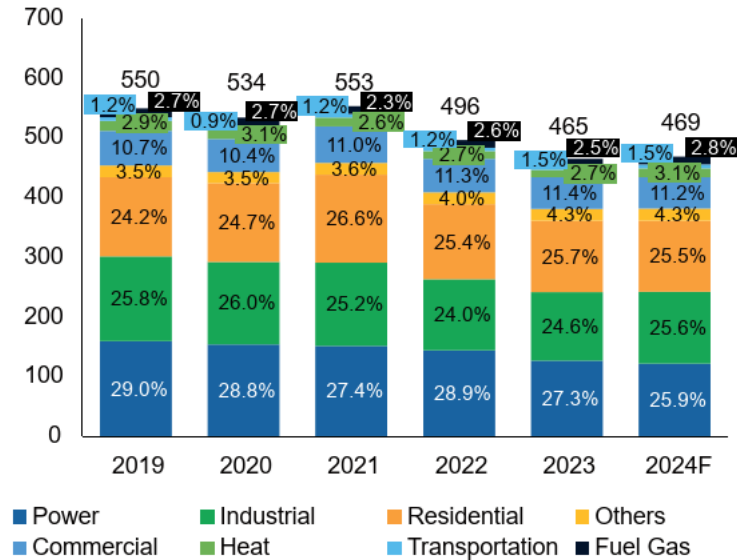
Source: Rystad Energy

Source: Rystad Energy

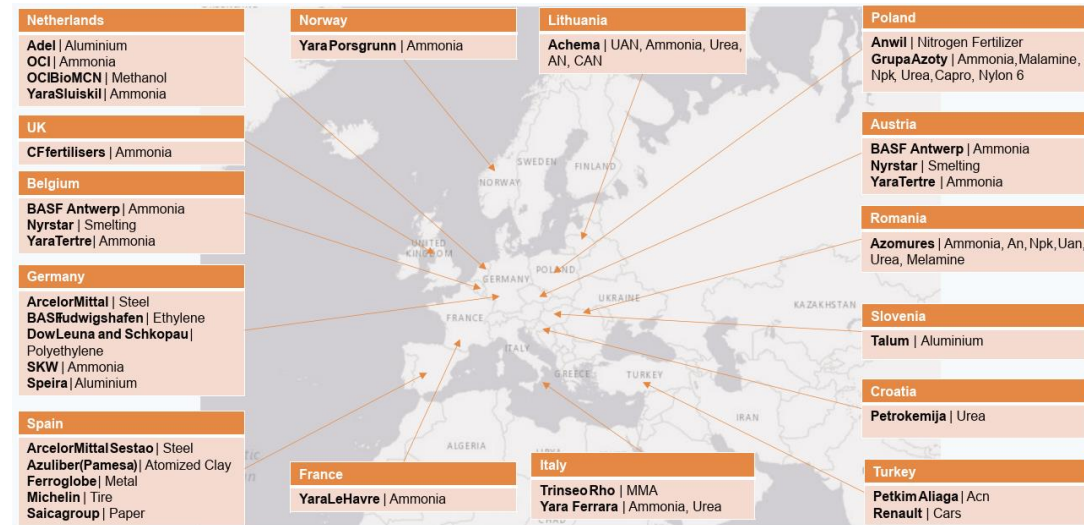
European gas demand, split by sector

Key European industrial plants with shut-in production 2022

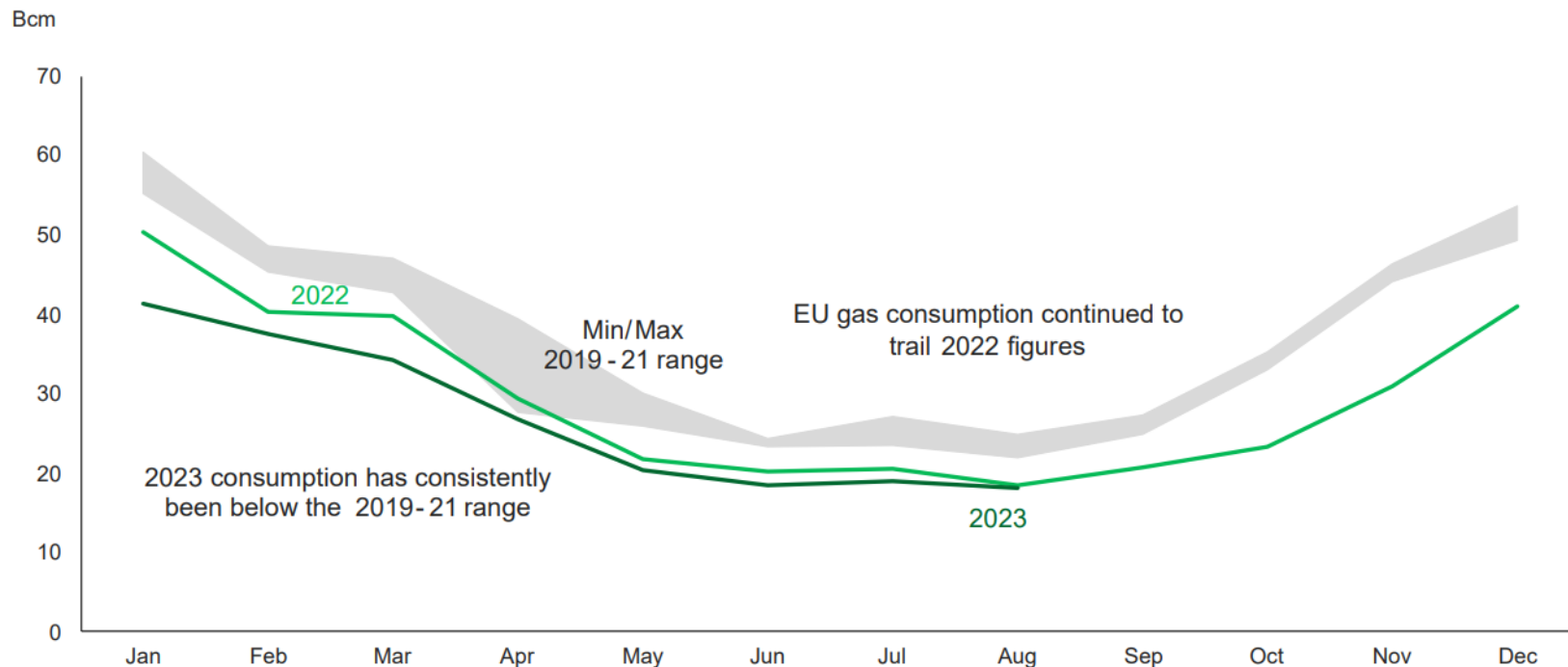
Bcm



Source: Rystad Energy



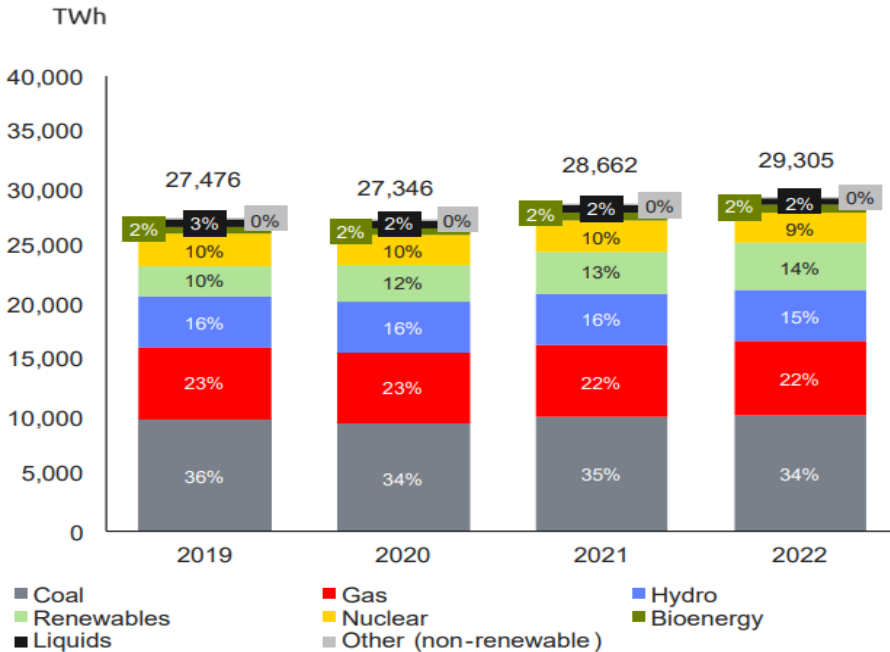
Source: Rystad Energy



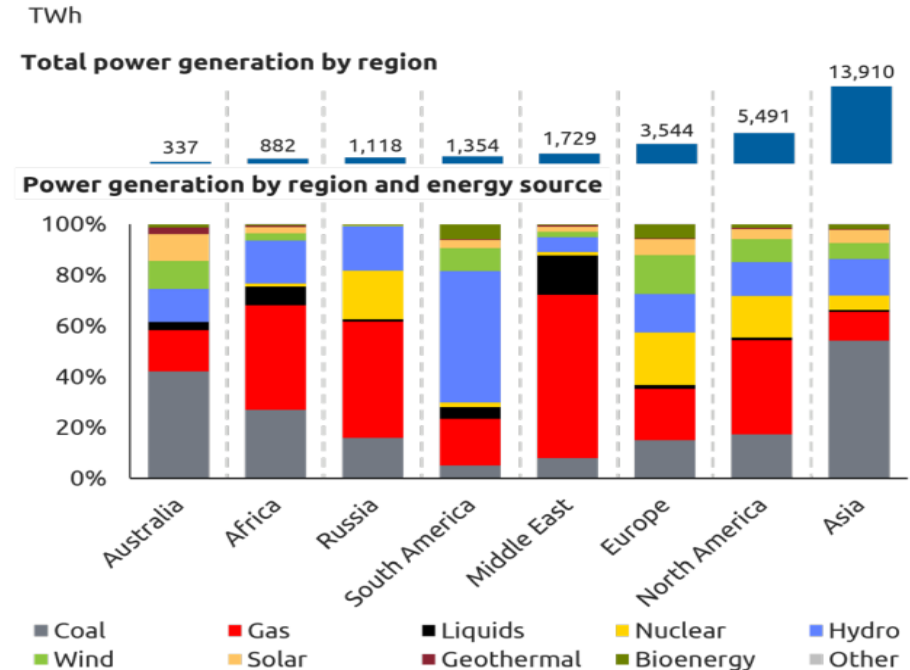
Source: Eurostat; Rystad Energy

Global power mix split by energy source

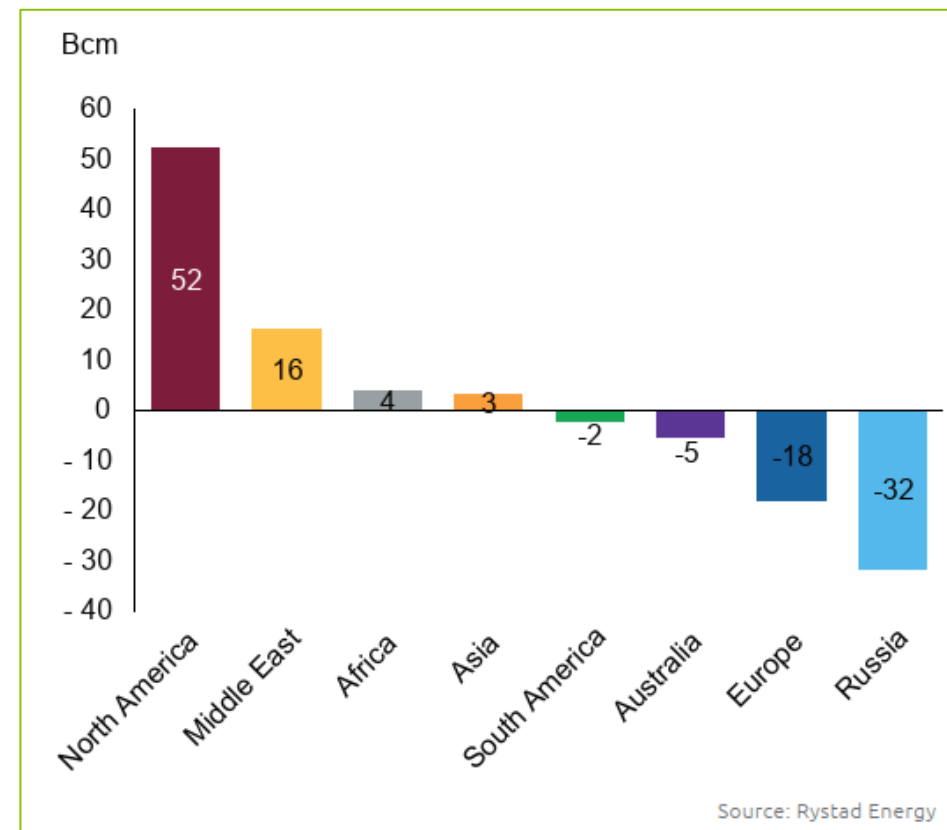
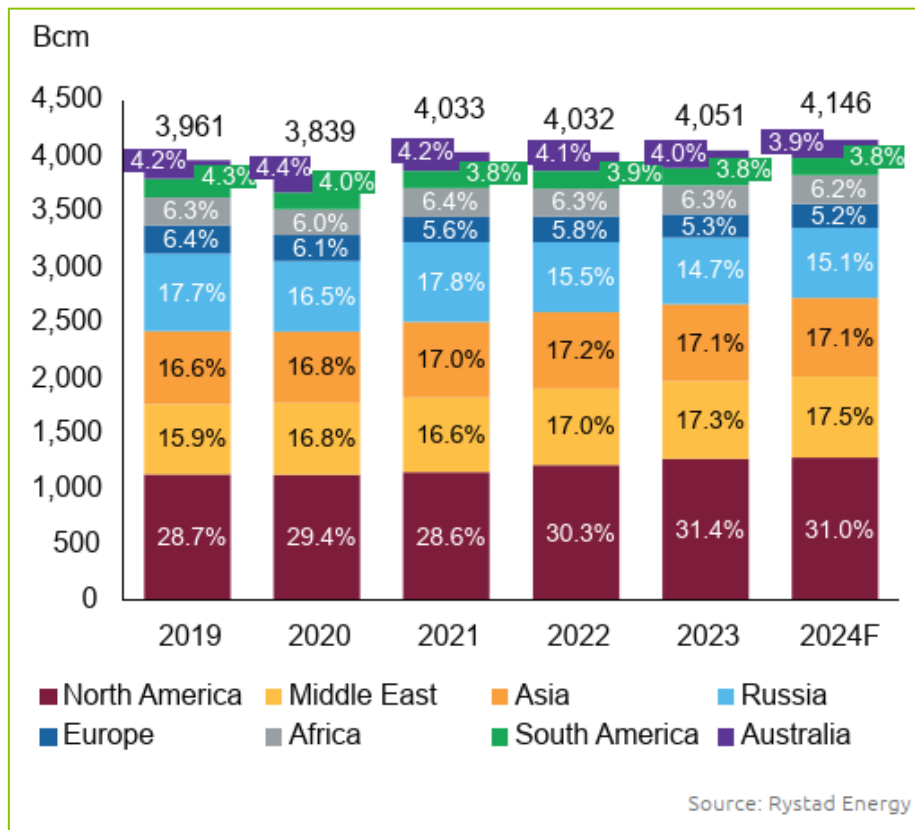
2022 global power mix by region split by energy source



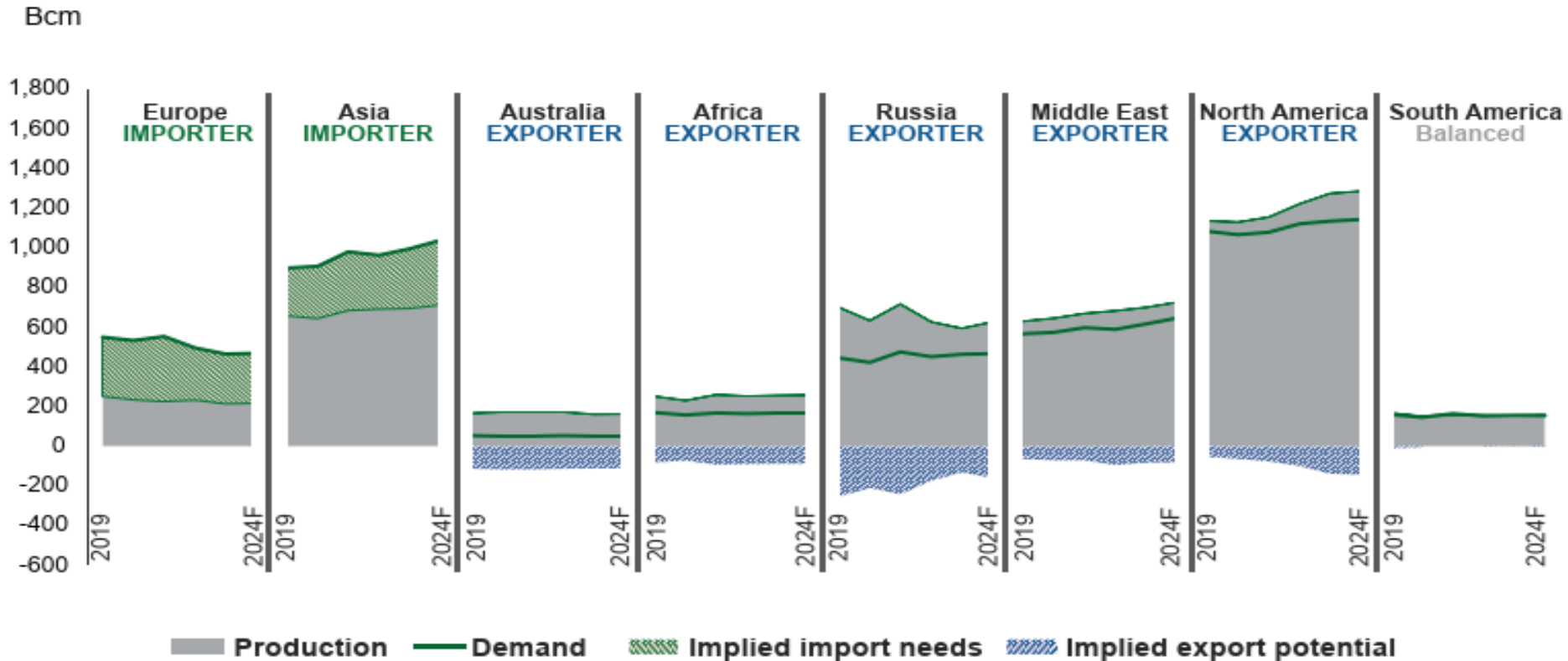
Source: Rystad Energy



Source: Rystad Energy

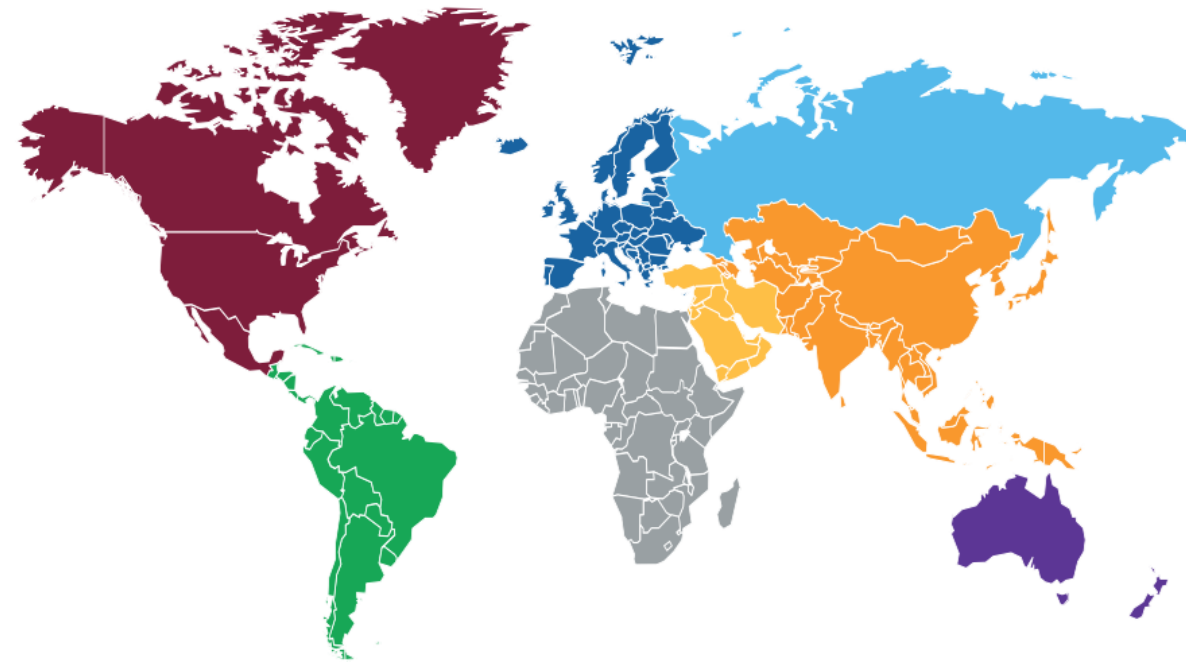


Gas demand, production, and import/export volumes, split by region



Source: Rystad Energy

Global gas demand, split by region



North America		South America		Europe		Africa	
Year	Bcm	Year	Bcm	Year	Bcm	Year	Bcm
2019	1,088	2019	159	2019	550	2019	170
2020	1,067	2020	146	2020	534	2020	158
2021	1,079	2021	165	2021	553	2021	167
2022	1,121	2022	153	2022	496	2022	164
2023	1,135	2023	157	2023	465	2023	169
2024F	1,143	2024F	155	2024F	469	2024F	170

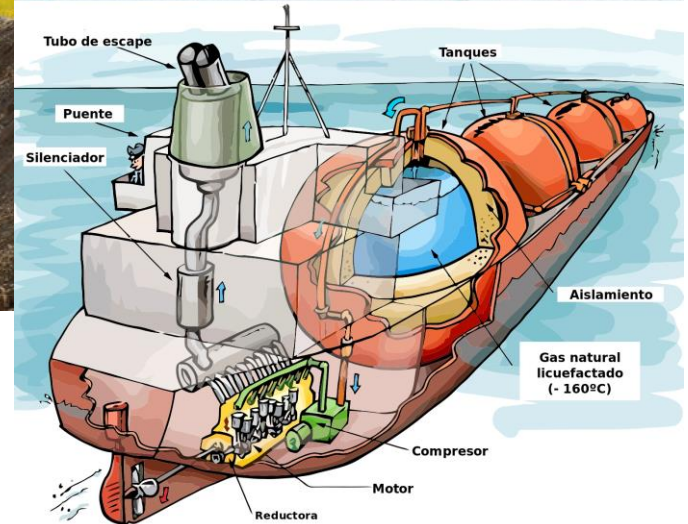
Middle East		Russia		Asia		Australia	
Year	Bcm	Year	Bcm	Year	Bcm	Year	Bcm
2019	567	2019	446	2019	898	2019	54
2020	574	2020	423	2020	906	2020	51
2021	598	2021	475	2021	980	2021	52
2022	589	2022	452	2022	964	2022	53
2023	616	2023	463	2023	995	2023	51
2024F	645	2024F	467	2024F	1,038	2024F	51

Source: Rystad Energy

How to transport gas

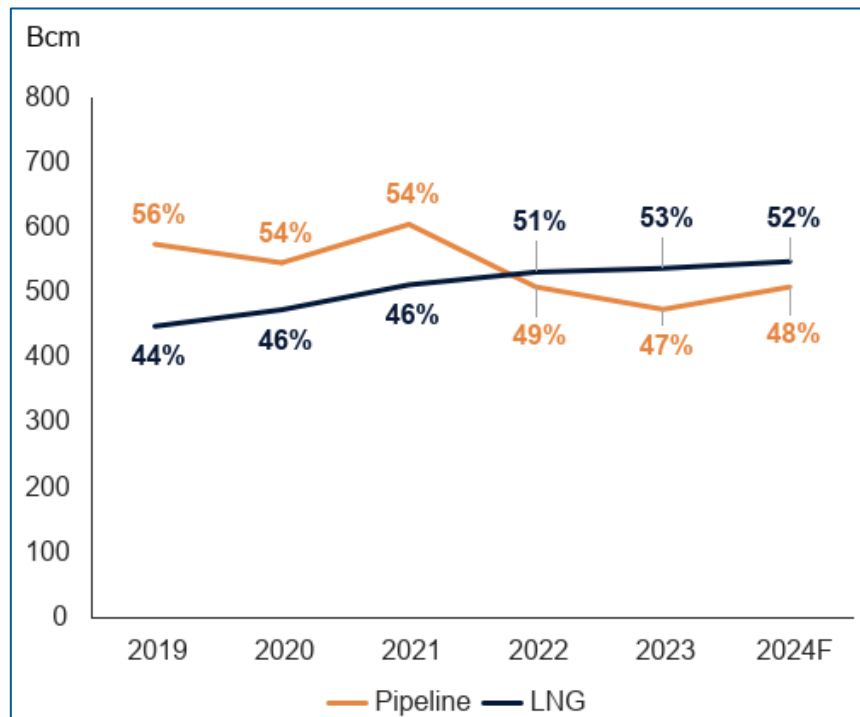


Source: EUGAL

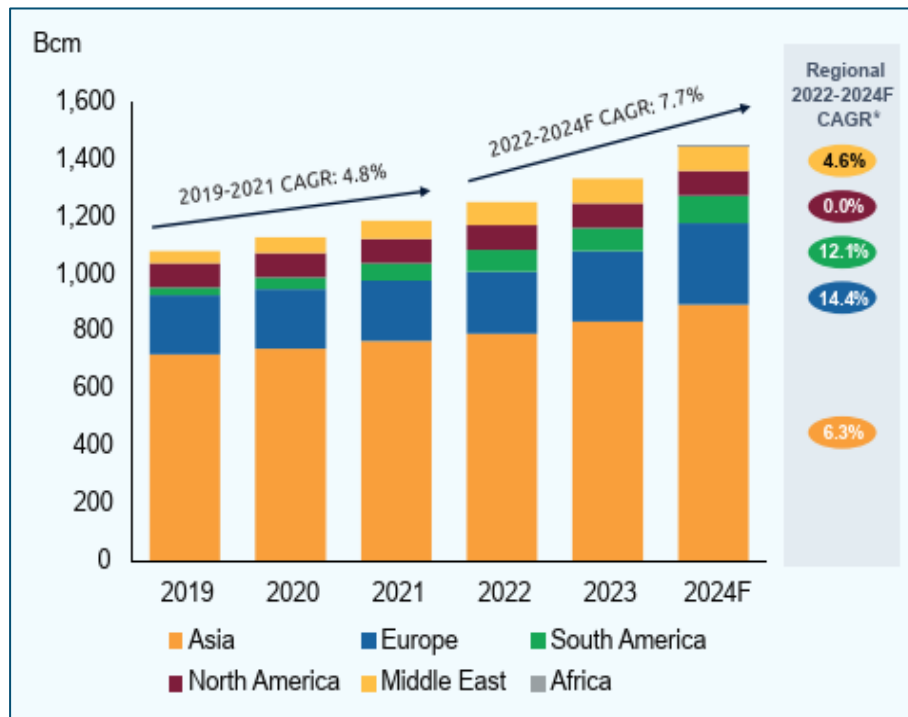


Source: Wikipedia

Global net gas export volumes, split by flow type

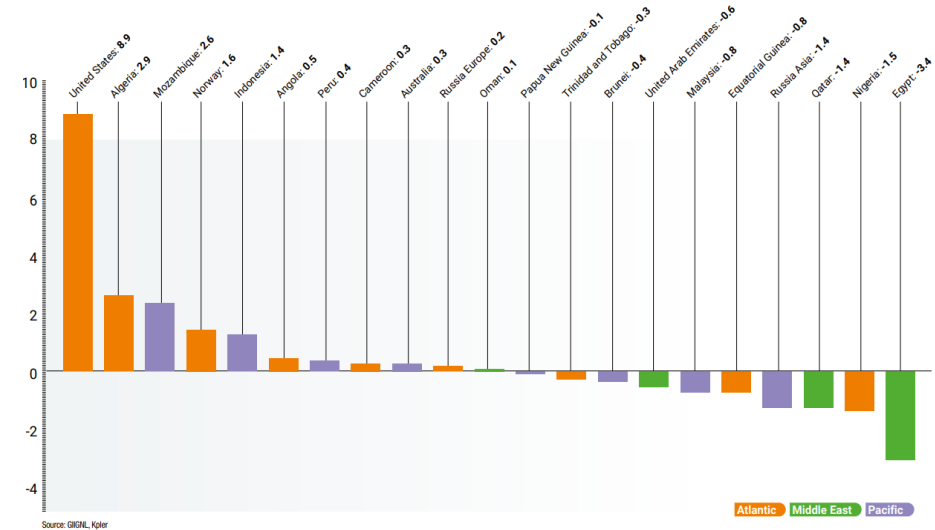
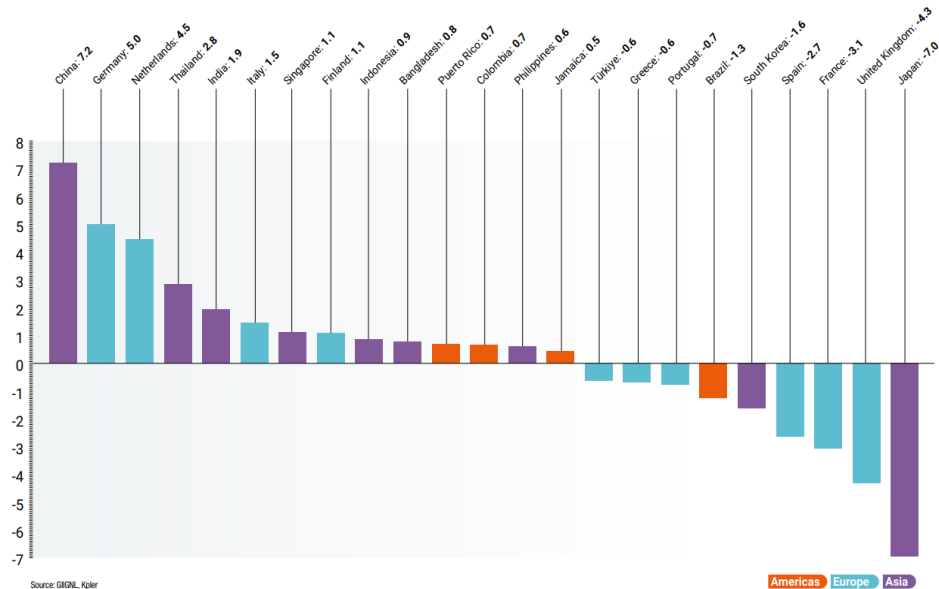


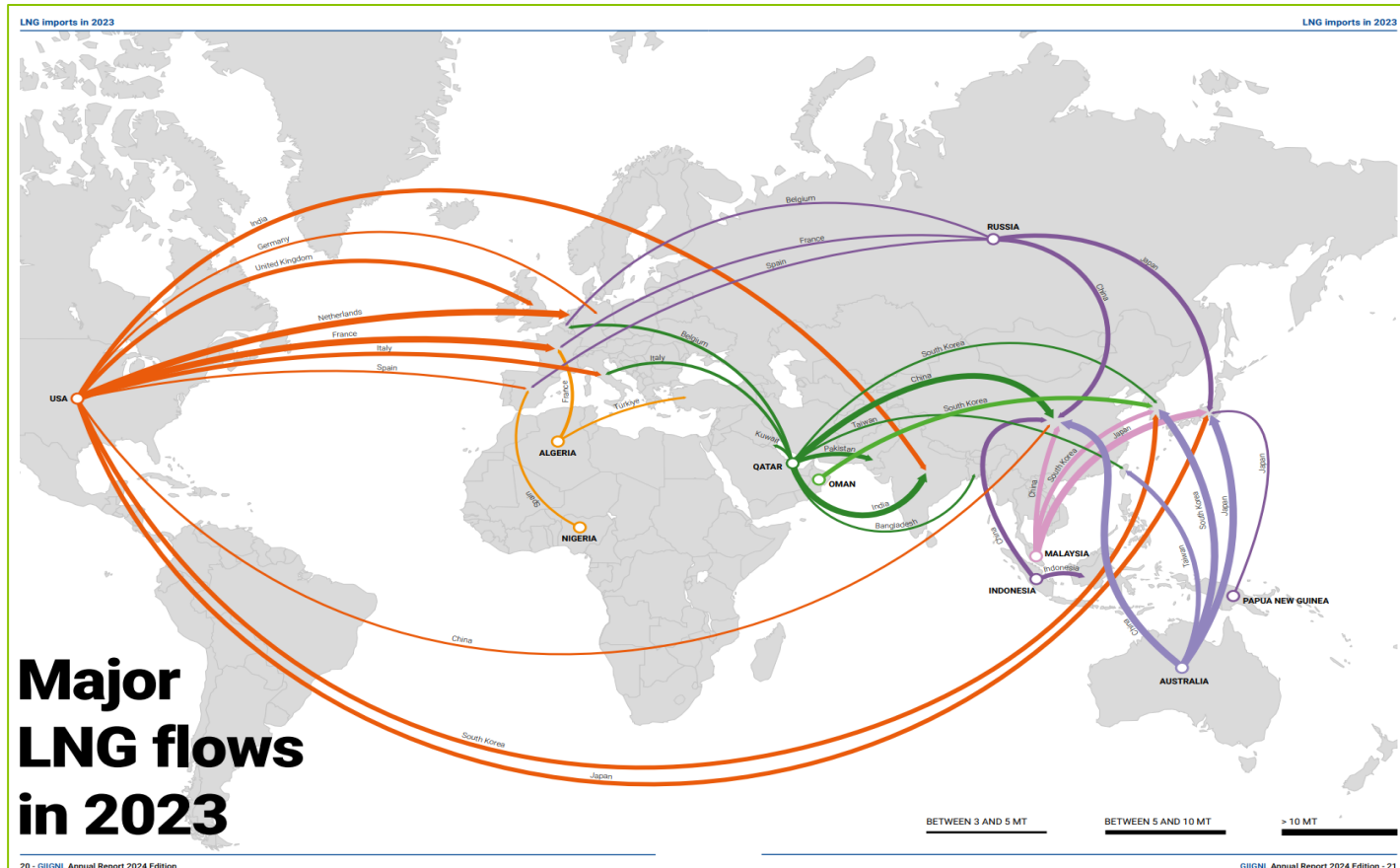
Global LNG receiving capacity, split by region



MAIN VARIATIONS IN LNG IMPORTS: 2023 VS. 2022 (MT)

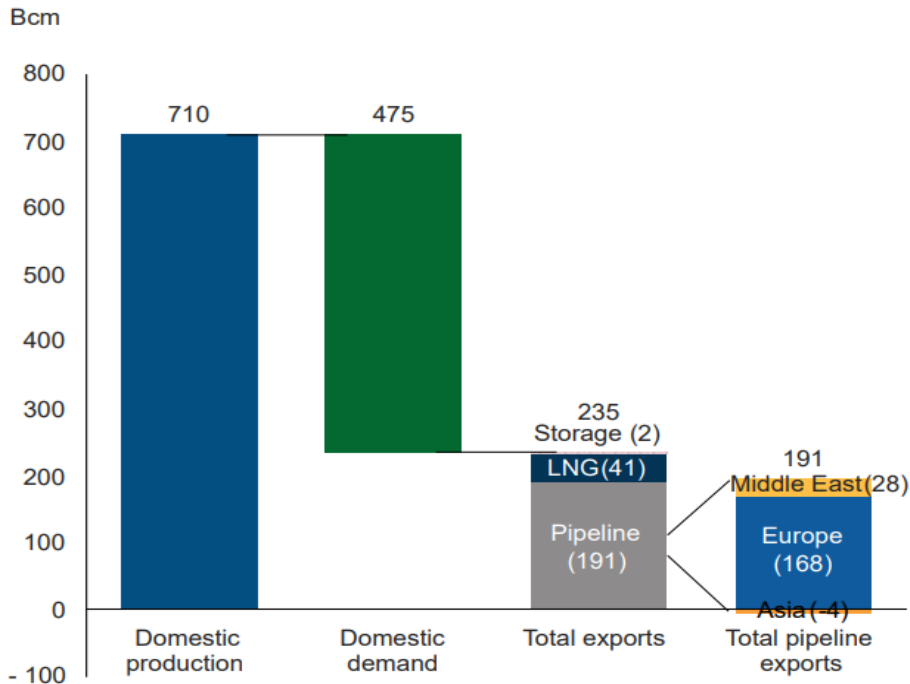
VARIATIONS IN SOURCES OF LNG IMPORTS: 2023 VS. 2022 (MT)



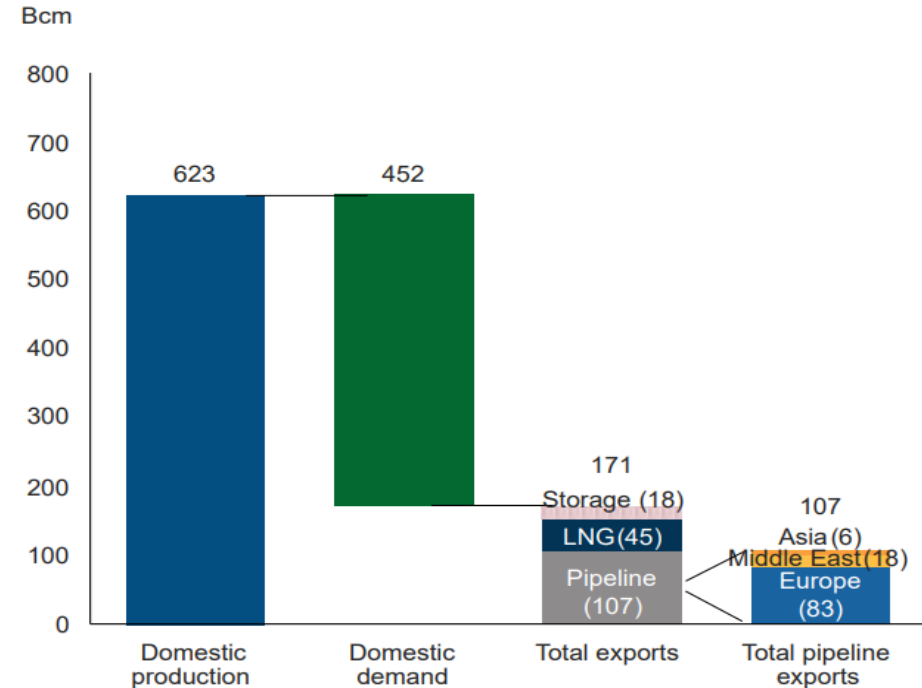


Russian gas flows 2021

Russian gas flows 2022



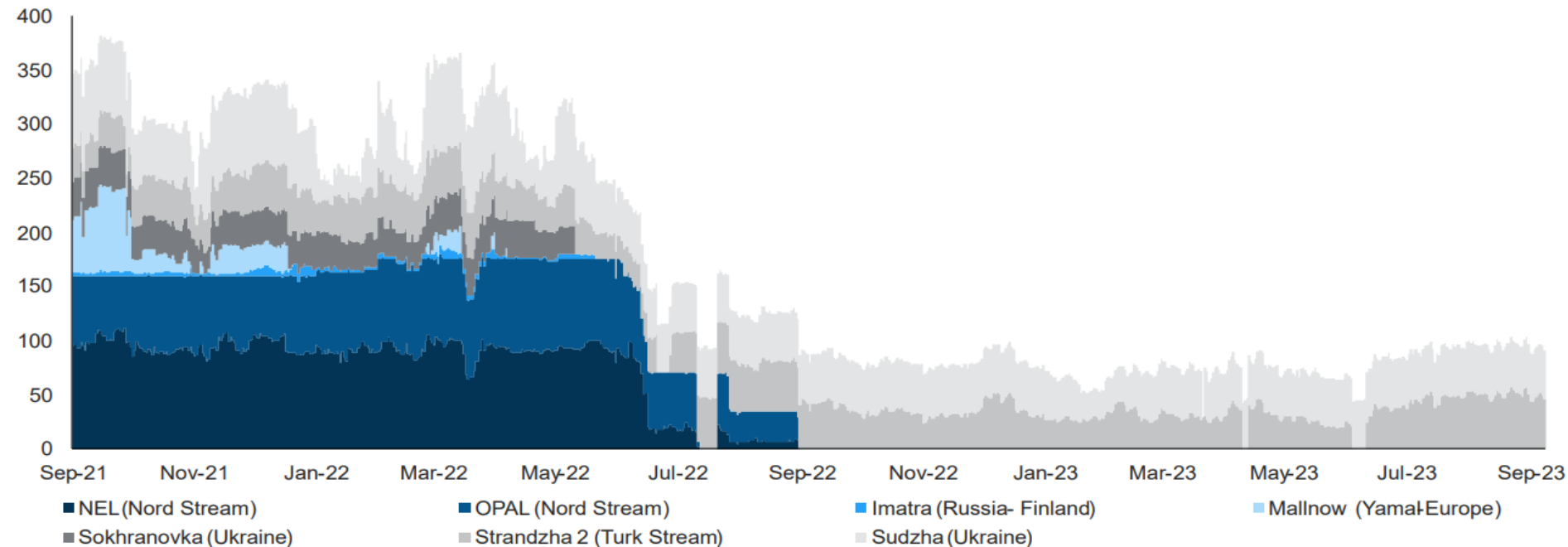
Source: Rystad Energy



Source: Rystad Energy

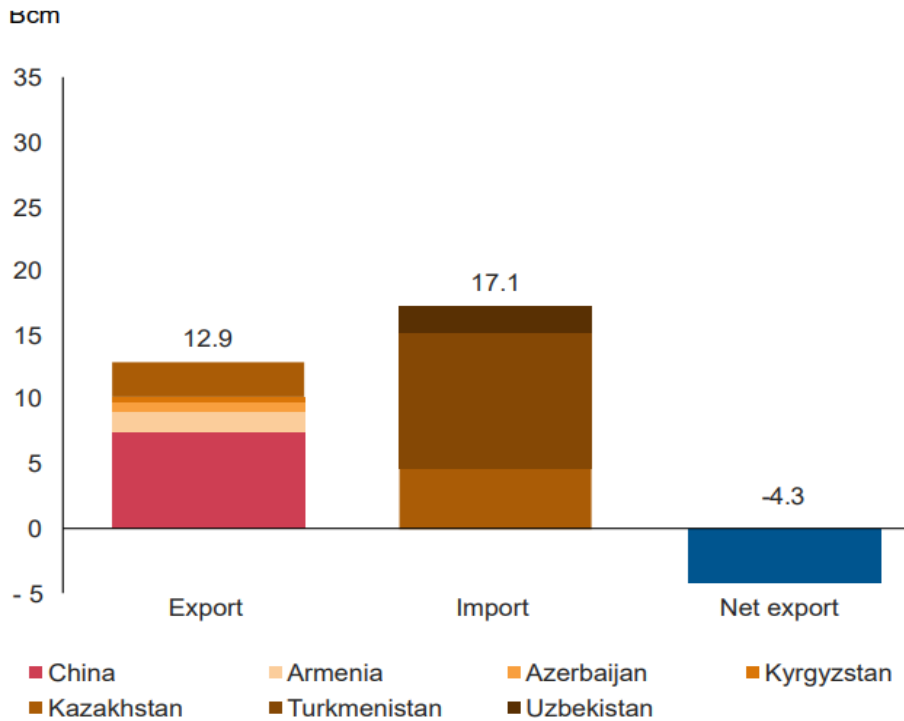
Russian pipeline gas flows to Europe by entry point

Million cubic meters per day (MMcmd)



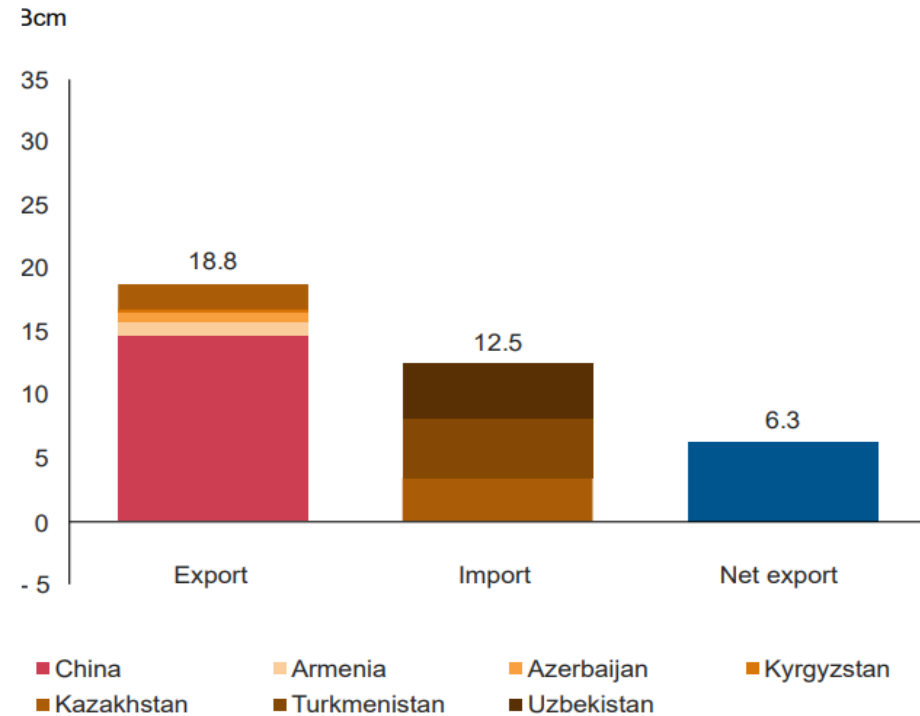
Source: Rystad Energy

Russian pipeline gas imports/exports with Asia 2021

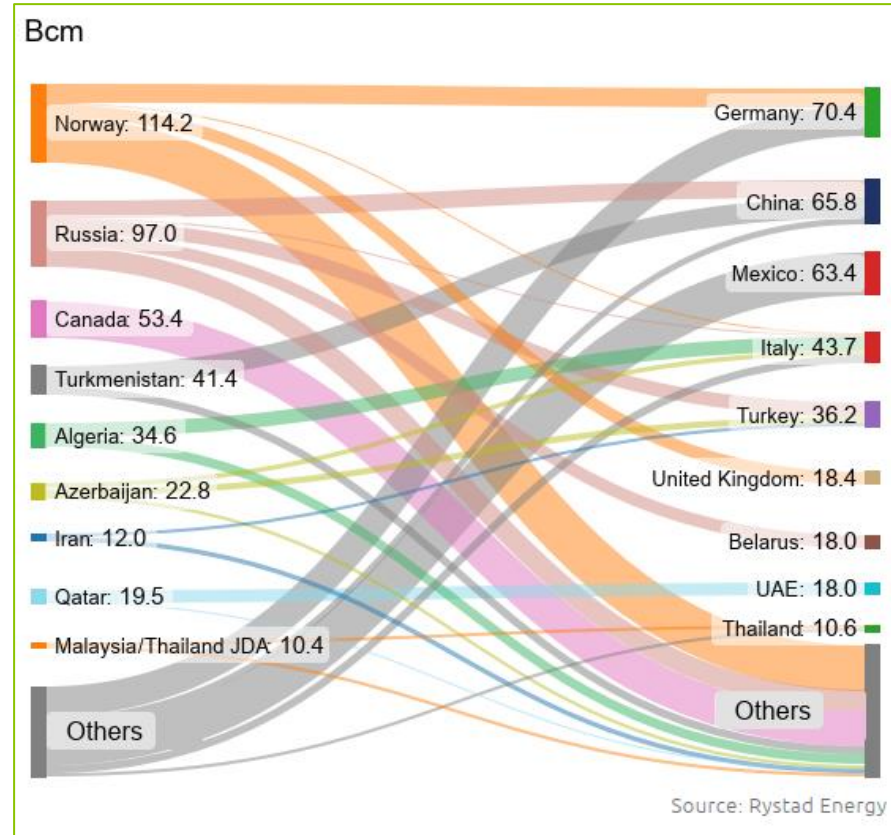
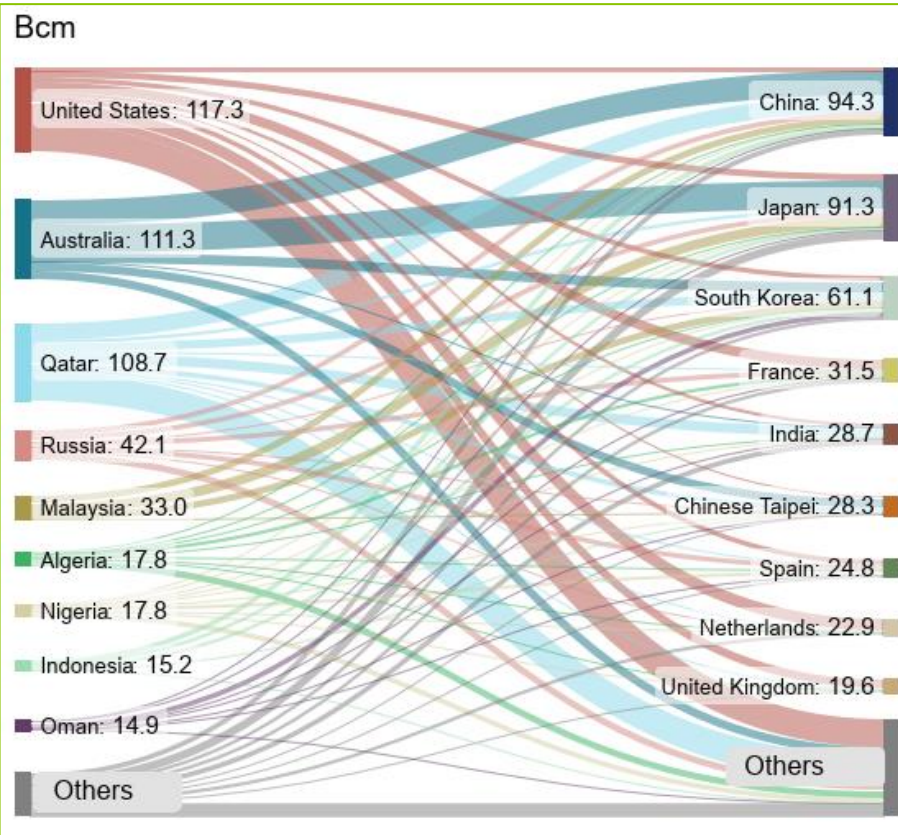


Source: Rystad Energy

Russian pipeline gas imports/exports with Asia 2022

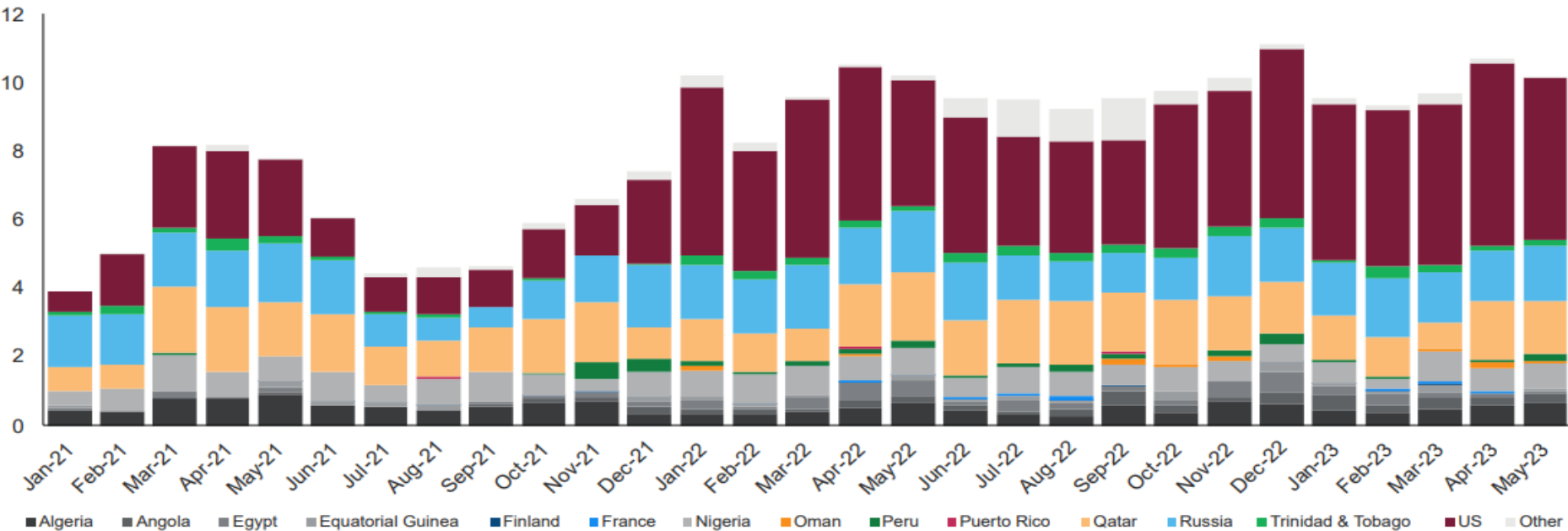


Source: Rystad Energy



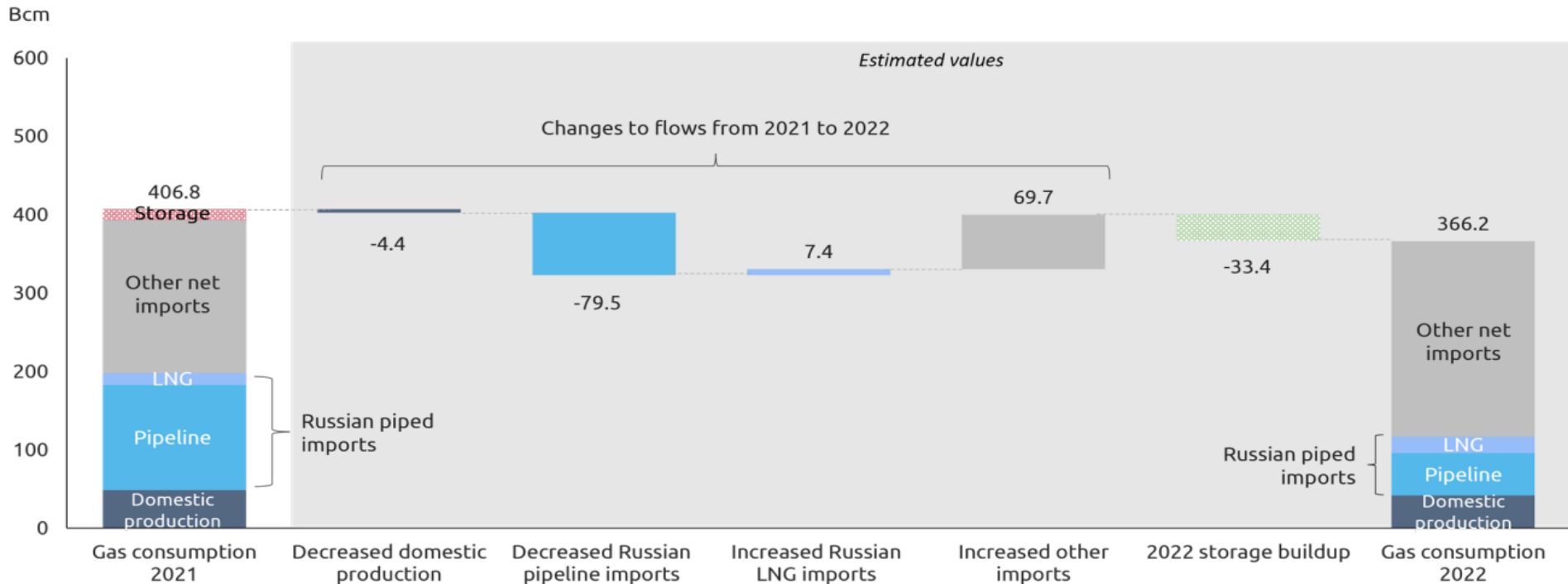
European LNG imports by origin

Million tonnes (Mt)



Source: Rystad Energy

Estimated changes in EU27 gas availability from 2021 to 2022, split by source



Source: Rystad Energy

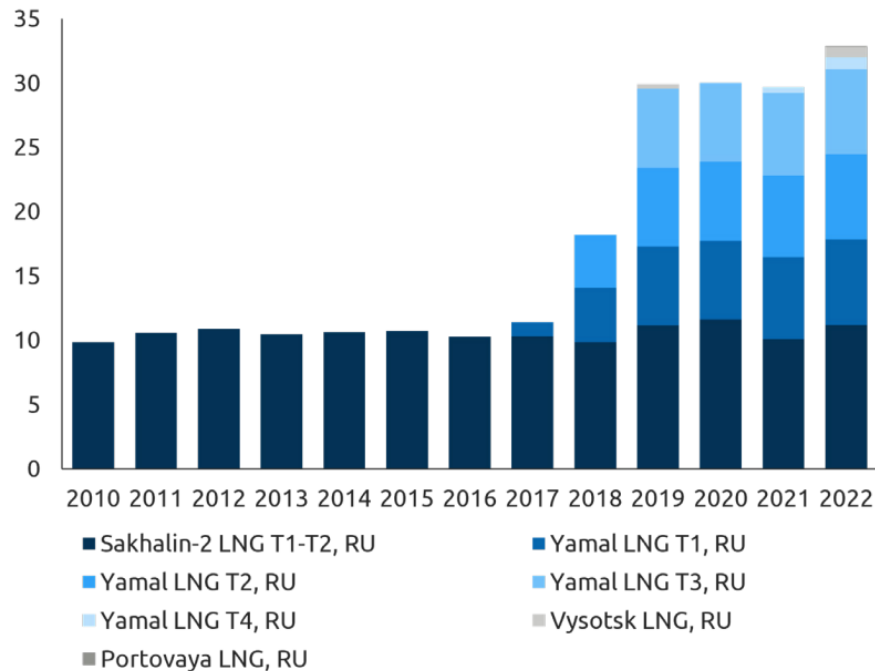
Regasification utilisation in selected European Countries

Utilization vs. Nameplate capacity



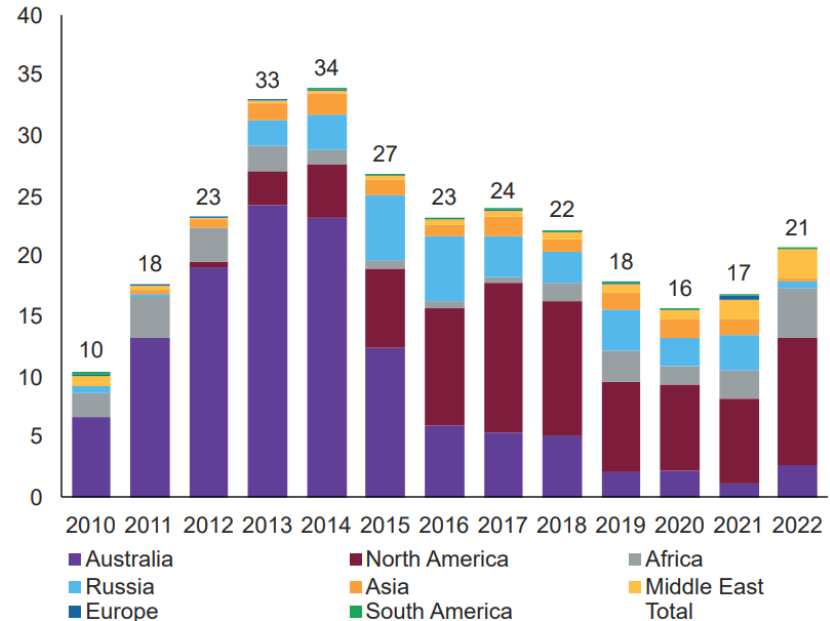
Source: Rystad Energy

Million tonnes



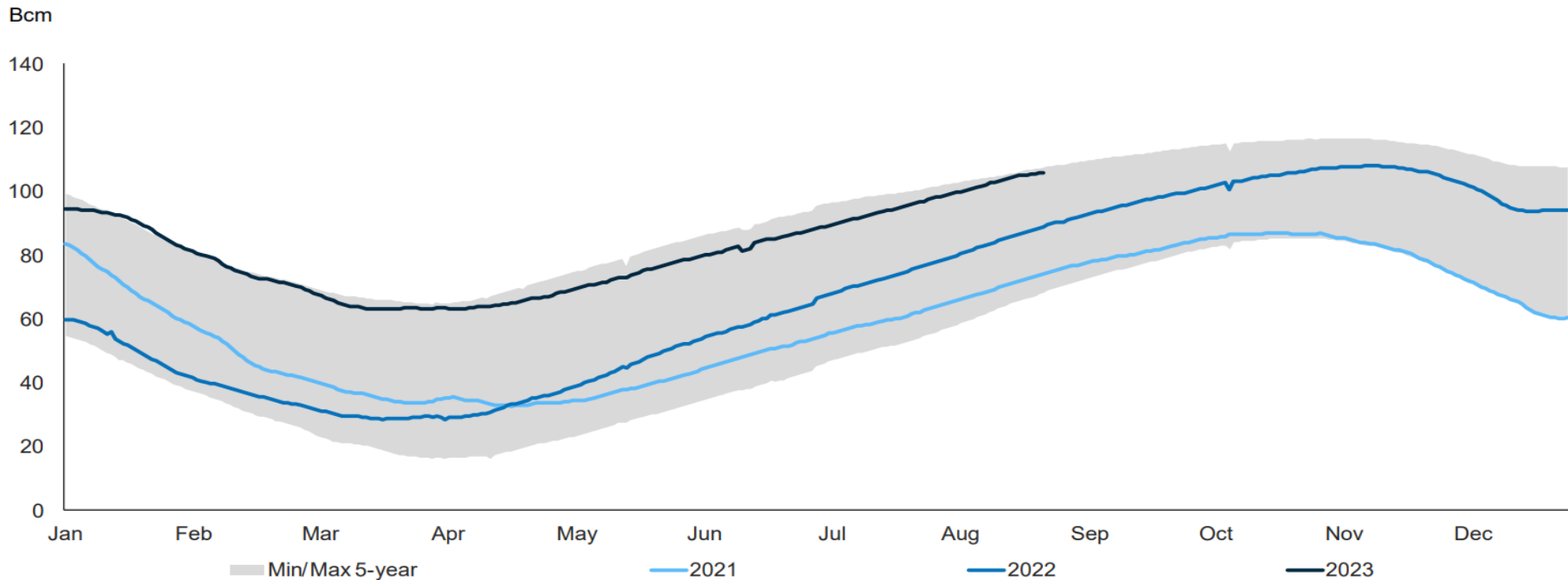
Source: Rystad Energy; IGU LNG Report

Billion USD



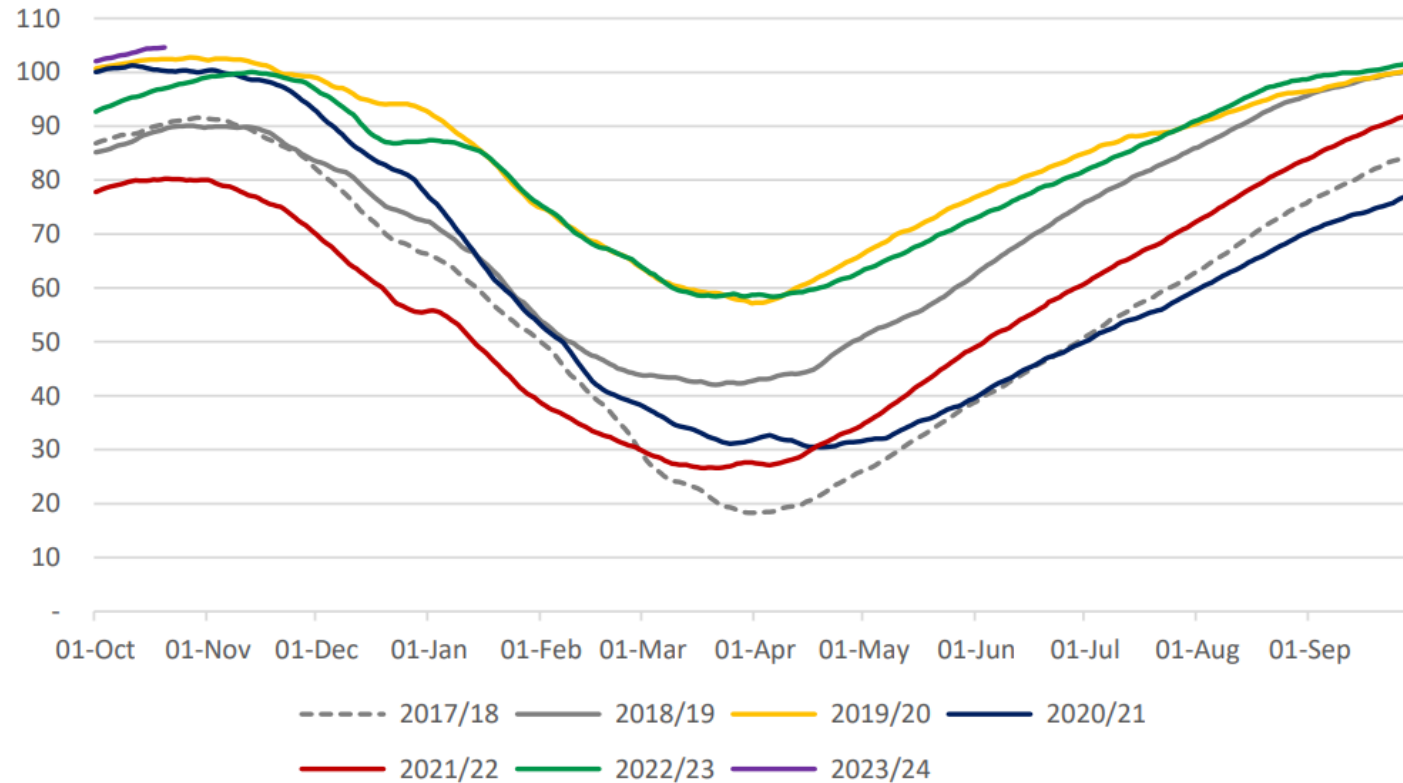
Source: Rystad Energy; IGU LNG Report

Daily European gas storage volumes and range in underground storage, excluding Ukraine



Source: Rystad Energy

Latest trends in gas storages in bcm (Quarterly Gas Review of the Oxford Institute For Energy Studies)

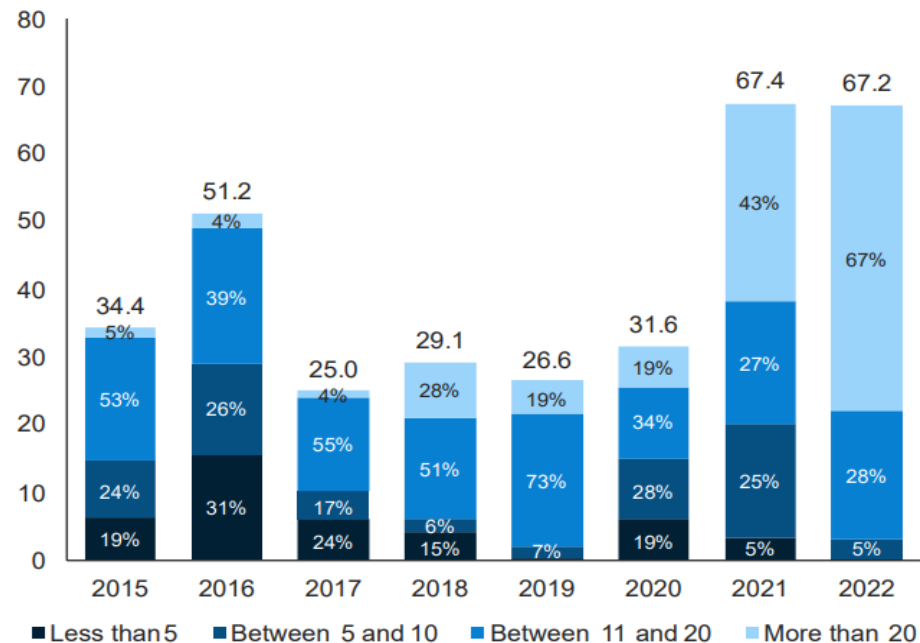


Source: Data from Gas Infrastructure Europe (GIE) Aggregated Gas Storage Inventory.²² Graph by the author

New LNG contracted volumes, split by duration

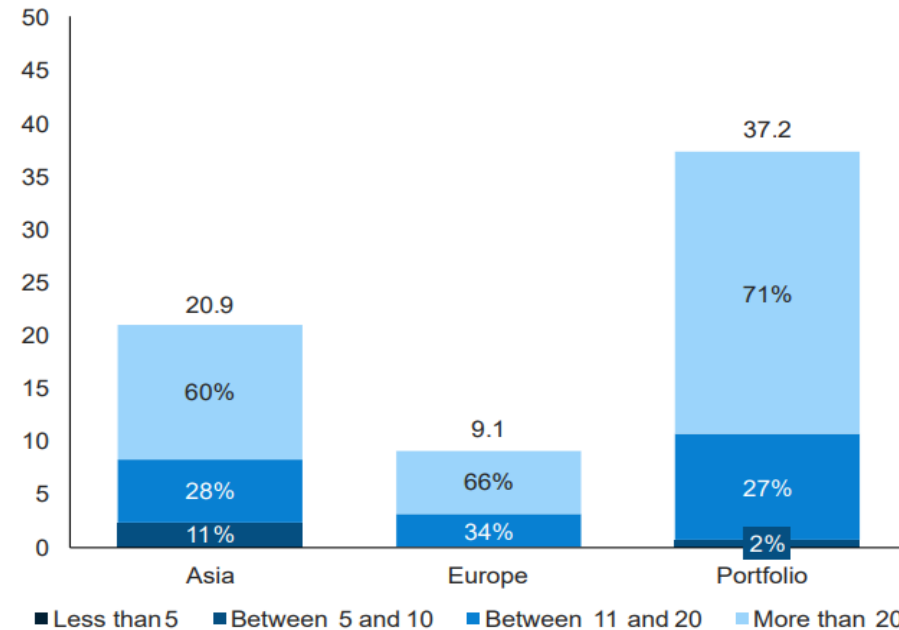
New LNG contracted volume duration (2022), split by duration

Million tonnes



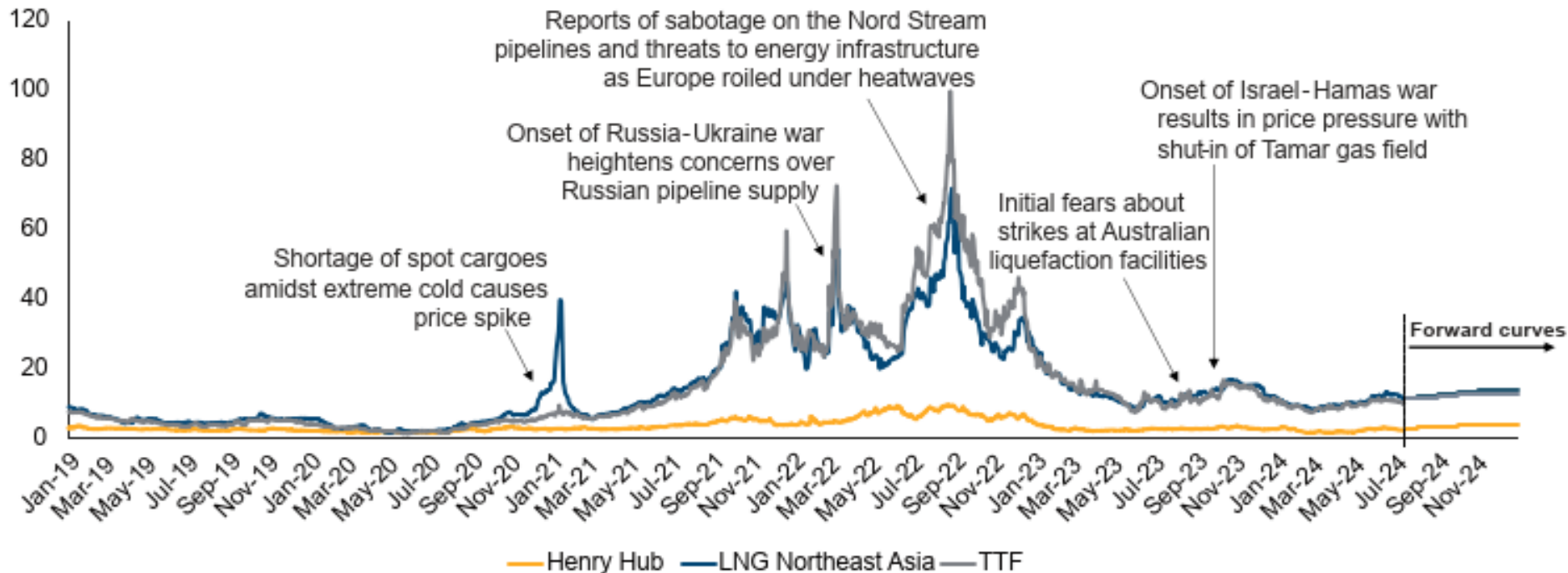
Source: Rystad Energy; IGU LNG Report

Million tonnes



Source: Rystad Energy; IGU LNG Report

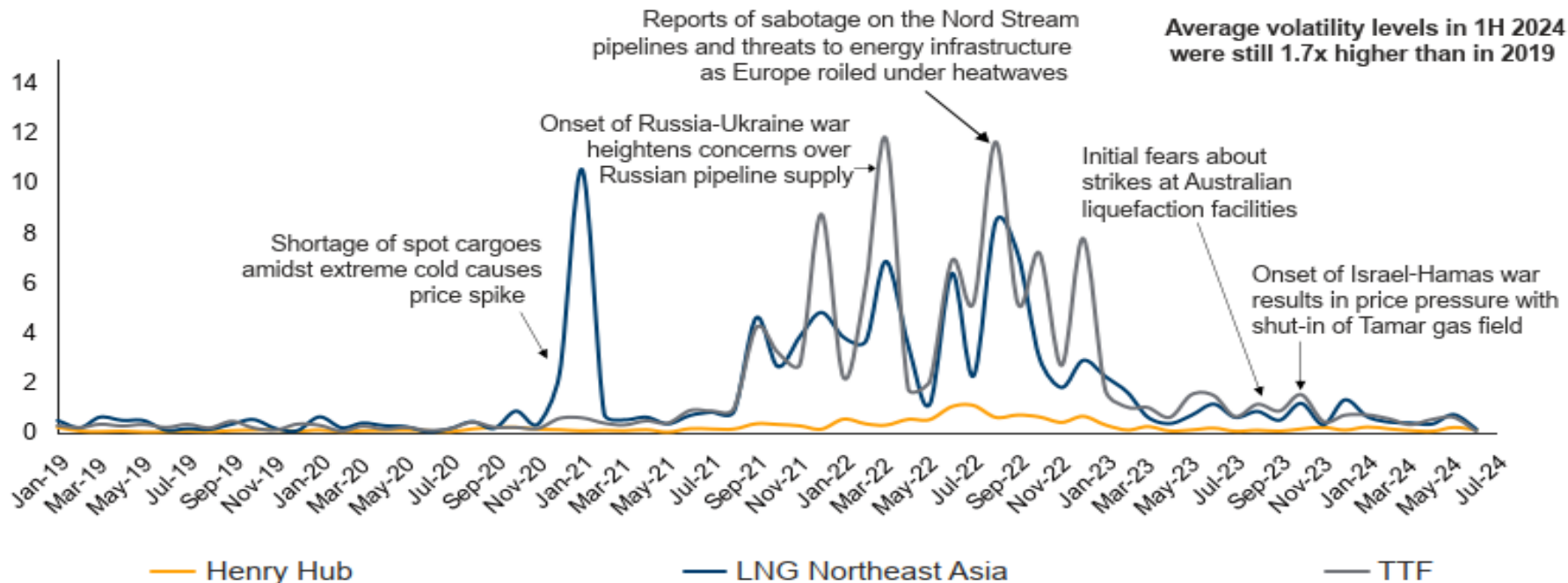
USD (real) per MMBtu



Source: Rystad Energy; Argus (LNG Northeast Asia)

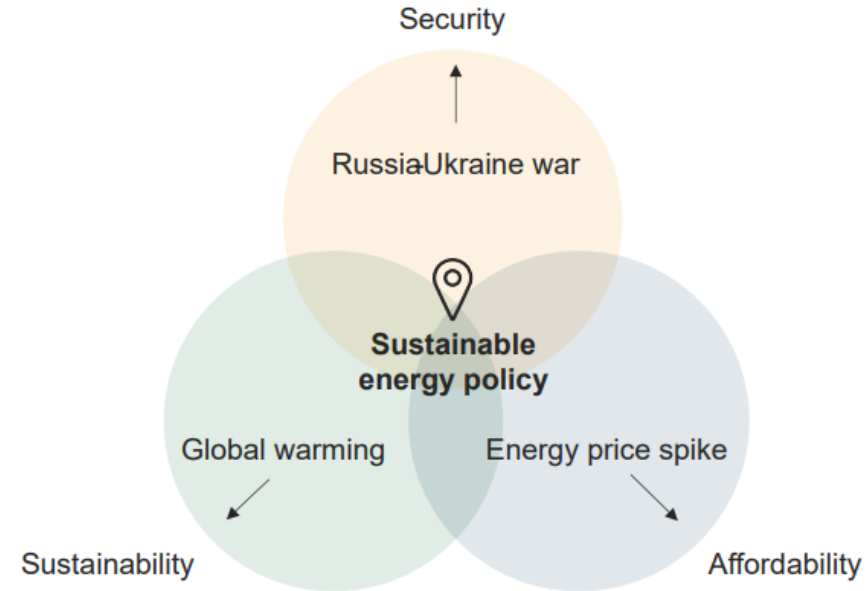
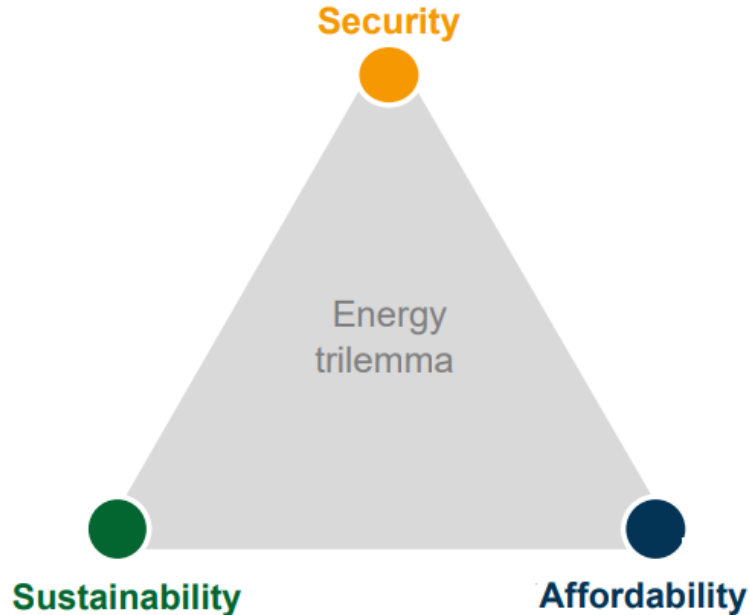
International natural gas price volatility

Standard deviation of daily prices,
calculated on a monthly basis
(USD (real) per MMBtu)



Source: Rystad Energy, Argus (LNG Northeast Asia)

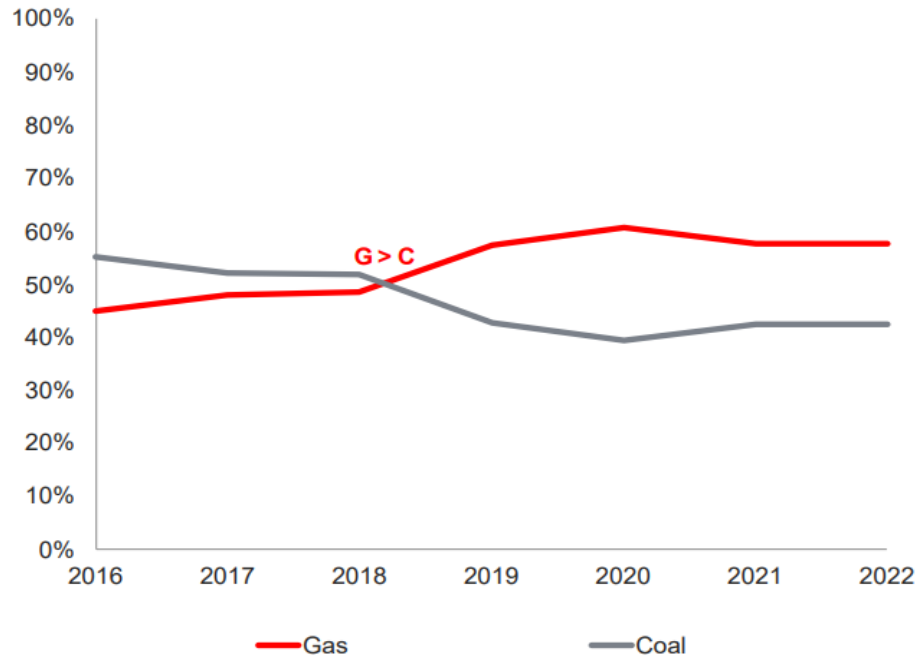
Die Turbulenzen des Jahre 2022 haben die Bedeutung einer ausgewogenen Energiepolitik (innerhalb der Energie-Trias) deutlich gemacht



Emissions: Coal and gas in the European power mix

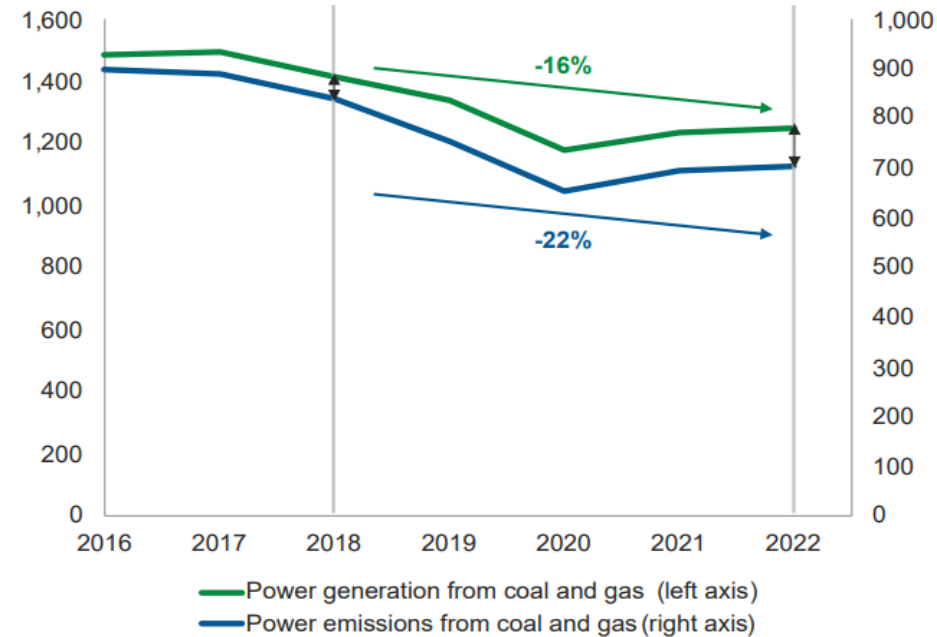
Emission: Power generation and emissions from coal and gas in EU

Percent of coal -gas-mix



Source: Rystad Energy

MWh (left axis), Megatonnes CO2 eq. (right axis)

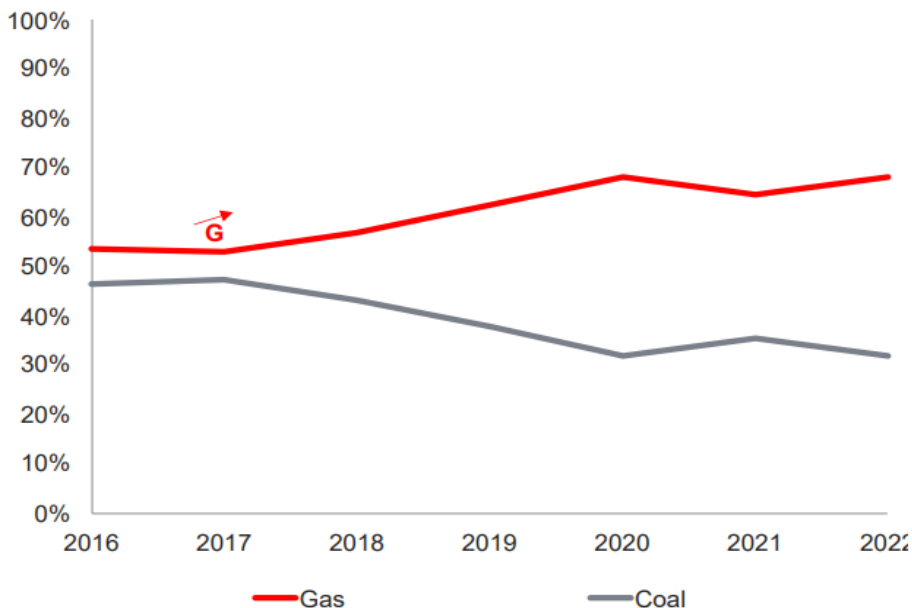


Source: Rystad Energy

Emissions: Coal and gas in the North American power mix

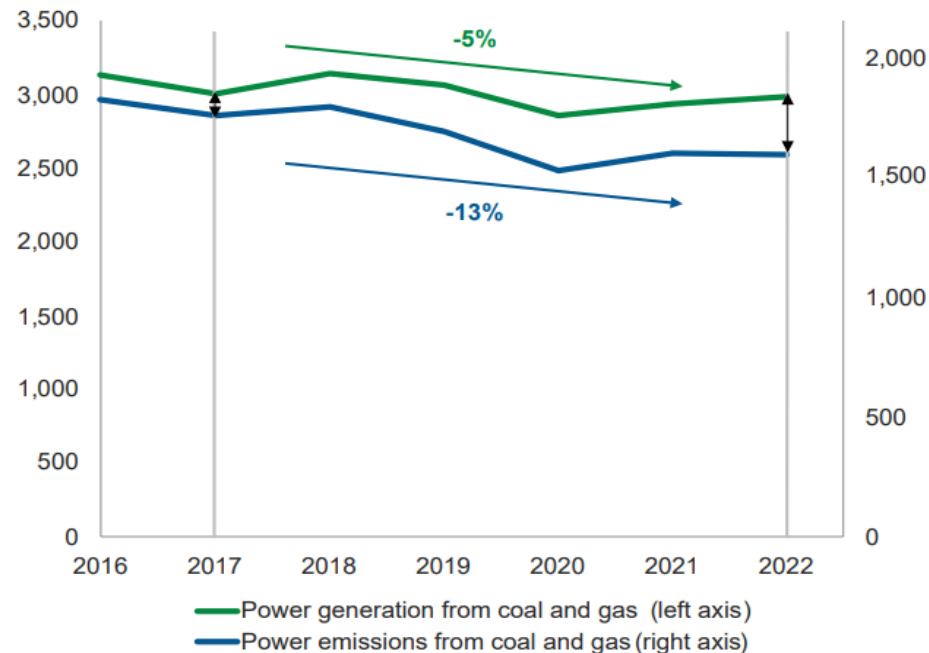
Emission: Power generation and emissions from coal and gas in NA

Percent of coal -gas-mix



Source: Rystad Energy

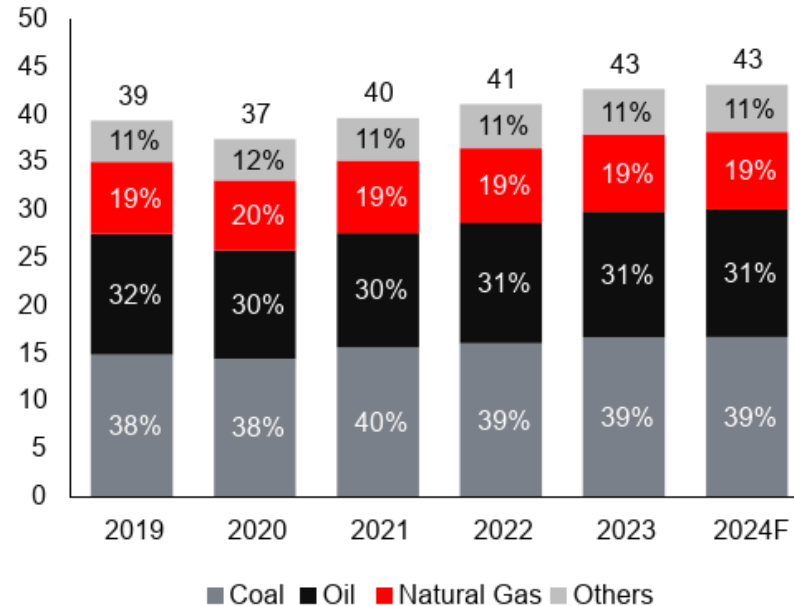
MWh (left axis), Megatonnes CO2 eq. (right axis)



Source: Rystad Energy

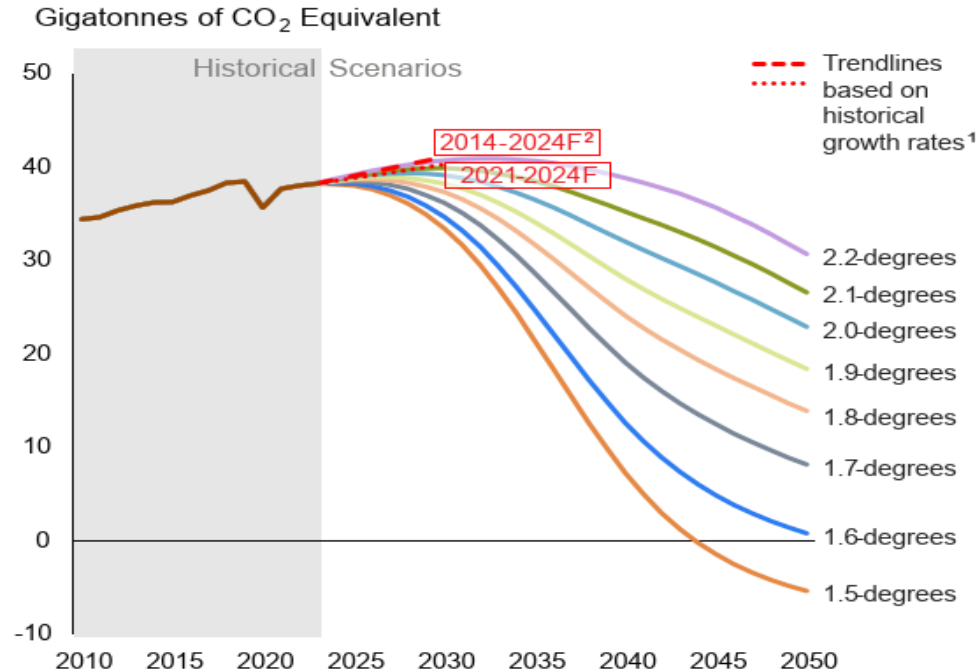
Global energy-related GHG emissions, split by energy source

Gigatonnes of CO₂ Equivalent



Note: Non-energy sectors such as Land Use, Land-Use Change and Forestry (LULUCF) and emissions from sectors where fossil fuel products are used as a feedstock are not included. Oil refers to crude oil, natural gas liquids, refinery gains and other liquids.

Global GHG emissions, split by scenario



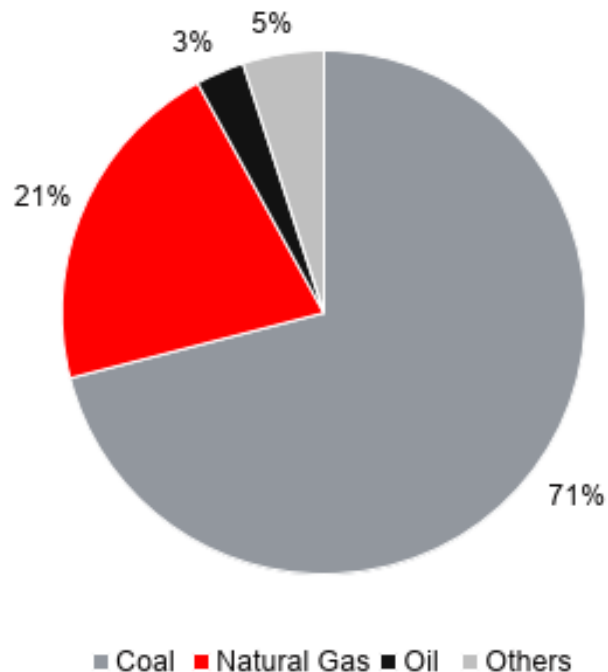
Note: ¹ This analysis considers two trendlines: the 2021-2024F and the 2014-2024F trendline. Each uses a consistent annual growth rate towards 2030, which is calculated as the average of the annual growth rates of the historical years considered.

² The 2014-2024F trendline excludes Covid-19 impacted years 2020 and 2021 from the average growth rate calculation to adjust for the unusually low and high growth rates observed in the respective years. Negative emissions are due to removal of carbon such as carbon sinks and carbon capture, utilisation and storage (CCUS) technology.

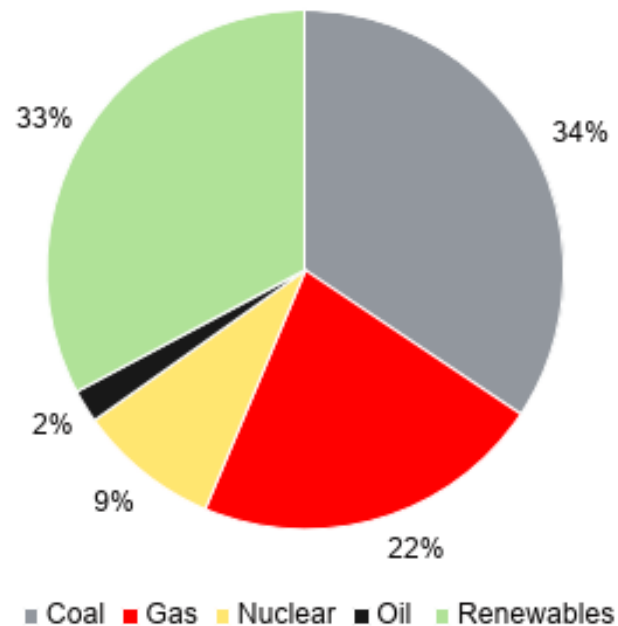
Emissions: Global power emissions in 2023, split by energy source

Emission: Global power generation in 2023, split by energy source

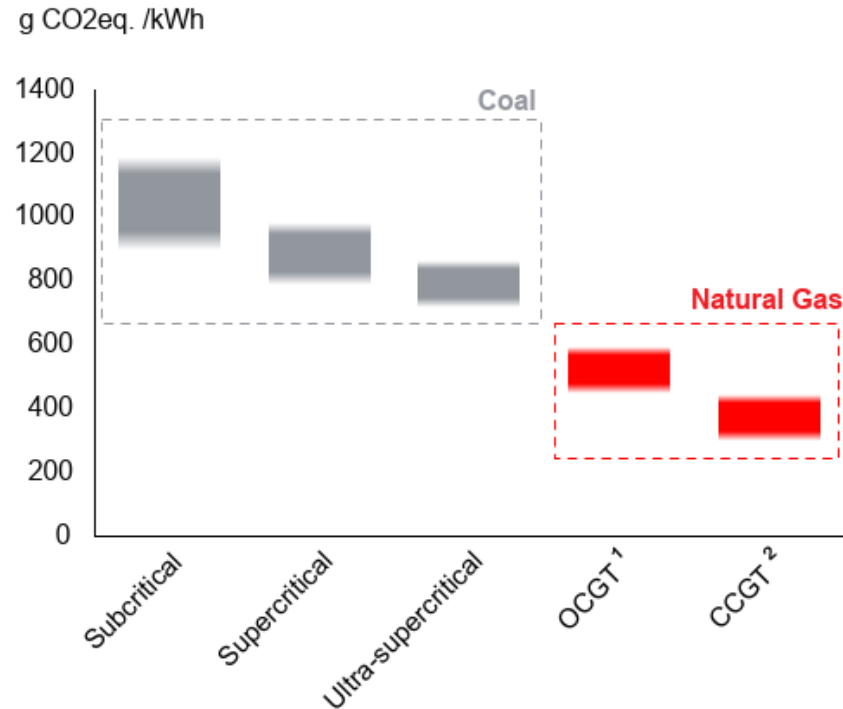
% proportion of power emissions



% proportion of power generation



Emissions factor of coal vs gas combustion in power generation, split by technology



Notes: ¹ OCTG: Open Cycle Gas Turbine
² CCGT: Closed Cycle Gas Turbine

Source: Rystad Energy

Electrification and new energy demand trends: Electricity demand from US data centres

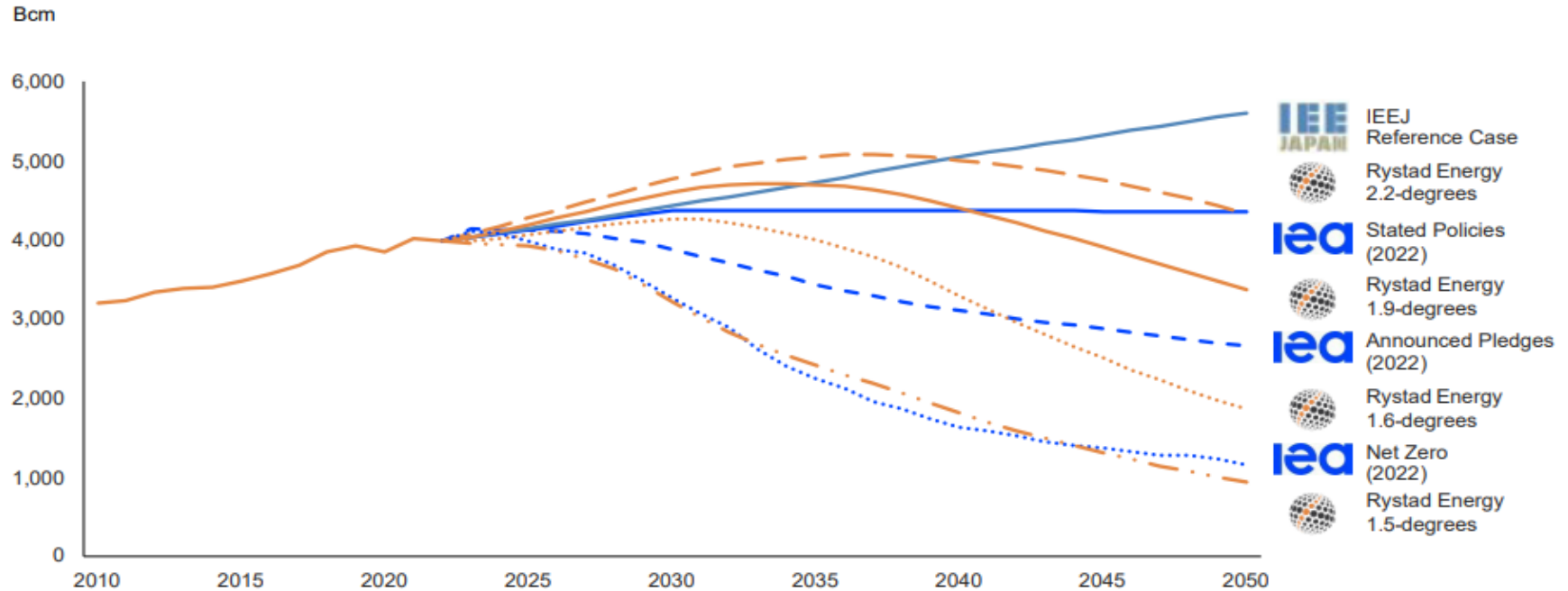


Source: Rystad Energy

INHALTSVERZEICHNIS

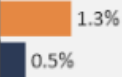
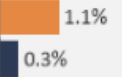
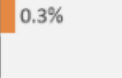
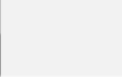
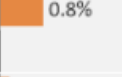
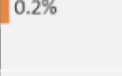
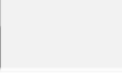
- ➔ Globale/Europäische Gasentwicklungen bis 2024
- ➔ **2030ff: Wahrscheinliche Gasentwicklungen**
- ➔ Globale Transformation von Erdgas zu Wasserstoff
- ➔ Erdgasversorgung Deutschlands
- ➔ Gasproduktion (konventionell & unkonventionell) und Reichweiten
- ➔ Einige größere Infrastrukturprojekte

Global gas demand scenarios from various institutions

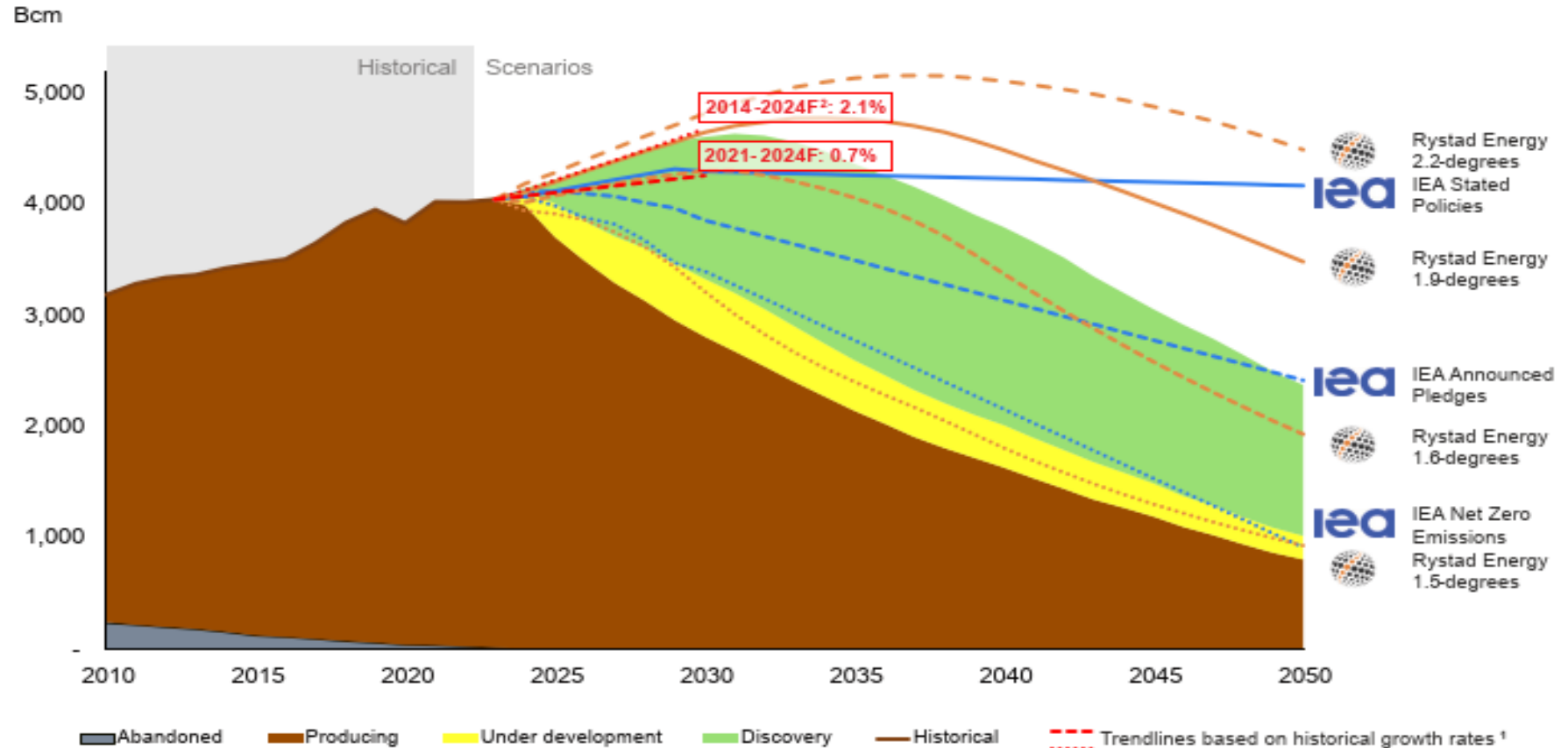


Sources: IEA; IEE Japan; Rystad Energy

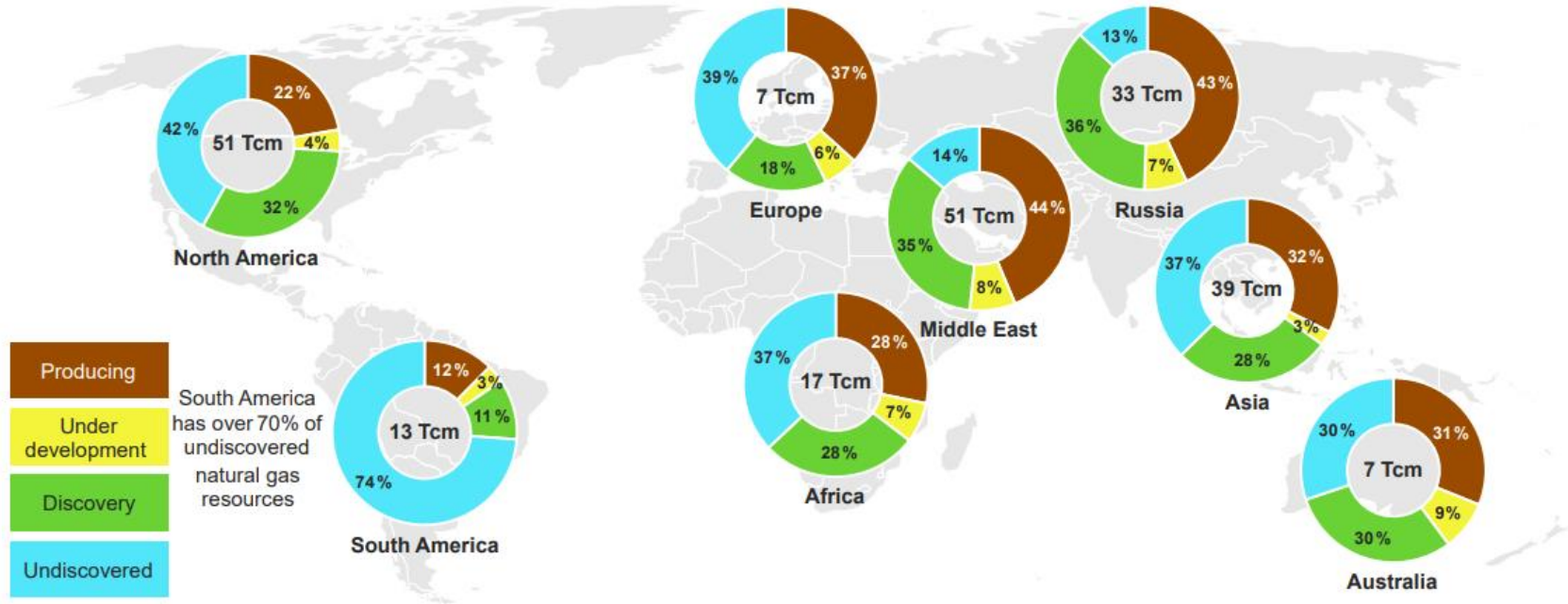
Global gas demand scenarios from various institutions

Scenarios	Power Generation in 2050	Final energy consumption CAGR	Share of electricity in final energy consumption (2050)	Goals & policies assumptions
IEEJ Reference	30% Gas, 36% Renewables Renewables vs 2021: x2.2	 1.3% 0.5%	 29%	Incorporates past trends and expected effects of policies and technologies to date, while reconciling energy security and climate action
IEA STEPS (2022)	13% Gas, 65% Renewables Renewables vs 2021: x4.0	 1.1% 0.3%	 28%	Reflects current policy settings incl. European Green Deal, US Methane Emissions Reduction Action Plan, China 14th Five-Year Plan.
IEA APS (2022)	6% Gas, 80% Renewables Renewables vs 2021: x6.0	 0.3% -0.1%	 39%	Assumes commitments incl. Nationally Determined Contributions under the Paris Agreement, EU Fit for 55 package, and G7 Commitment will be met on time
IEA NZE (2022)	0.1% Gas, 88% Renewables Renewables vs 2021: x8.0	 -1.1% -0.6%	 52%	Assumes universal access to electricity and clean cooking are achieved by 2030 and relies solely on emissions reductions within the energy sector to achieve 2050 net zero emissions
RE 2.2-DG	12% Gas, 69% Renewables Renewables vs 2021: x3.8	 1.2% -0.0%	 22%	Corresponds to global warming limited to 2.2°C with gas plays a crucial part facilitating the decarbonization process
RE 1.9-DG	7% Gas, 82% Renewables Renewables vs 2021: x6.1	 0.8% -0.3%	 28%	Corresponds to global warming limited to 1.9°C with a more gradual transition towards renewable energy
RE 1.6-DG	3% Gas, 92% Renewables Renewables vs 2021: x9.7	 0.2% -0.5%	 37%	Corresponds to global warming limited to 1.6°C and requires a considerably aggressive transition, which the world has almost sufficient manufacturing capacity to meet
RE 1.5-DG	1.4% Gas, 94% Renewables Renewables vs 2021: x10.9	 -0.7% -0.3%	 41%	Corresponds to global warming limited to 1.5°C and envisions net zero emissions by 2050, but requires extensive carbon removal and investment in hydrogen and biofuels

Global gas demand scenarios from various institutions versus operational, approved and discovered assets (2010 – 2050)

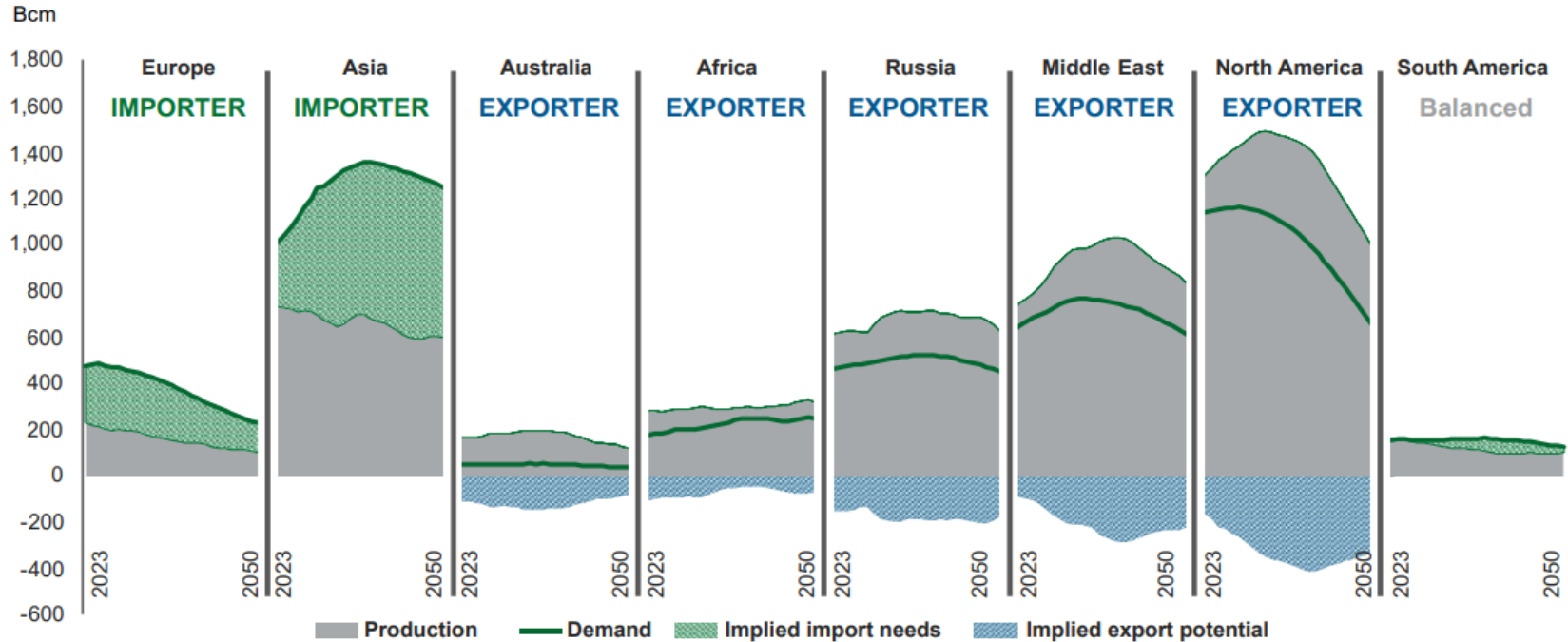


Existing gas production by regions



Source: Rystad Energy

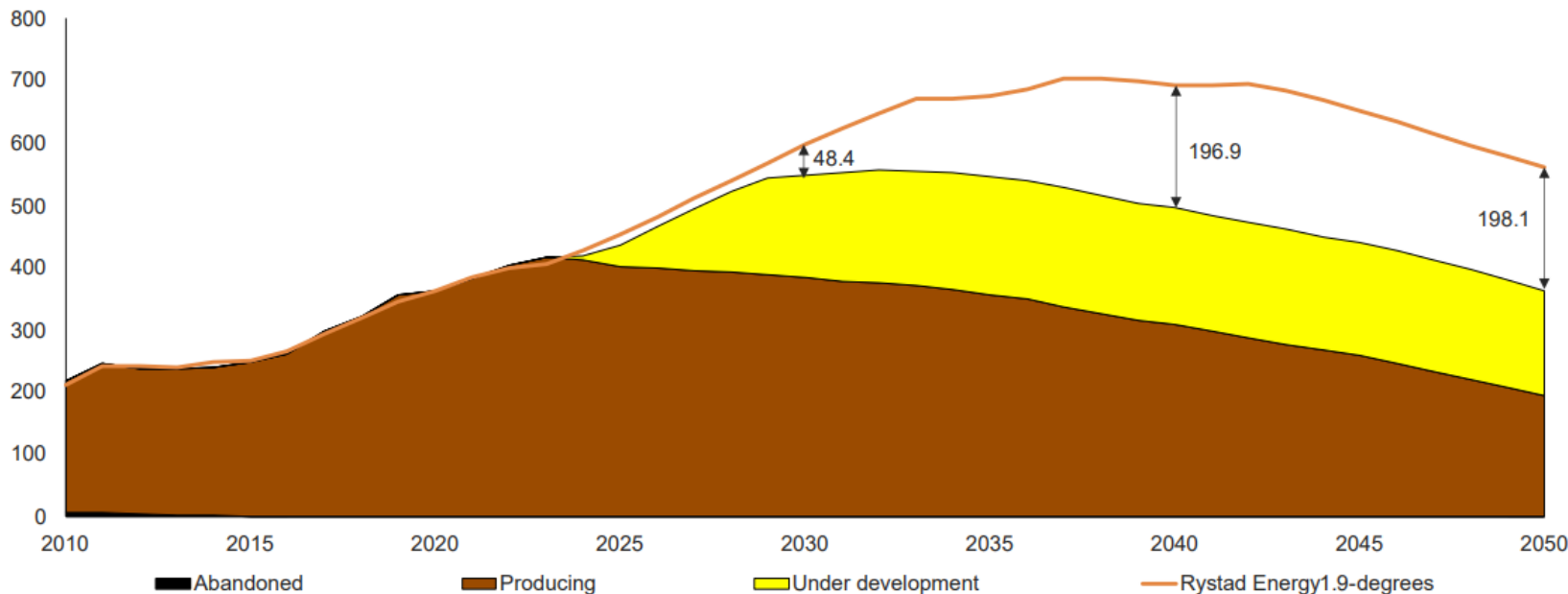
Gas production and import/export volumes



Source: Rystad Energy

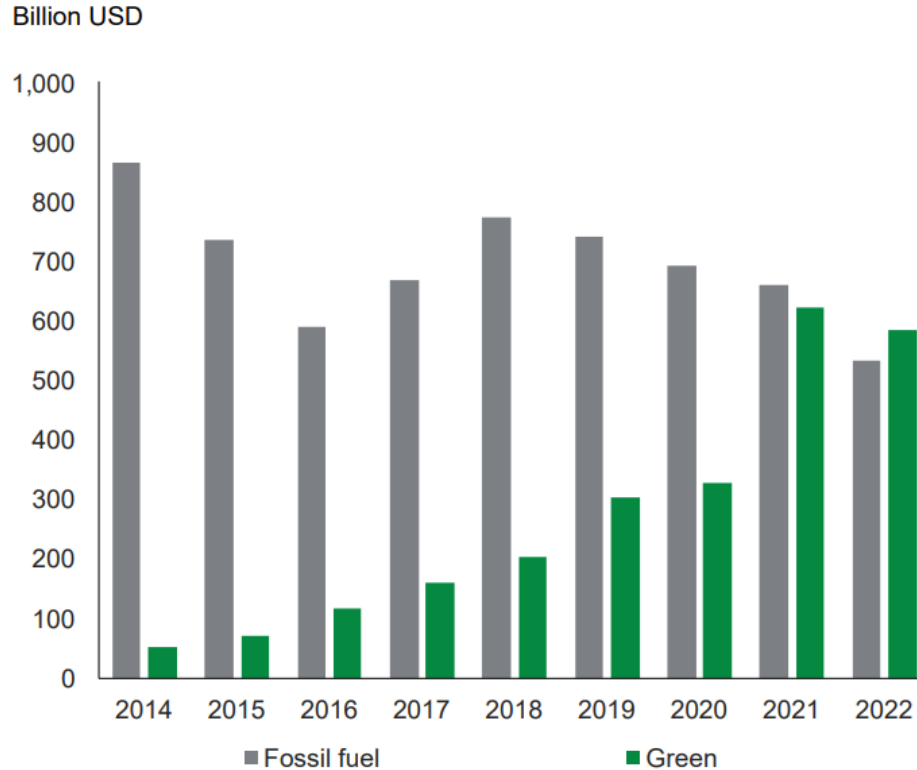
Potential LNG import scenario against operational and approved production (2010 – 2050)

Million tonnes LNG



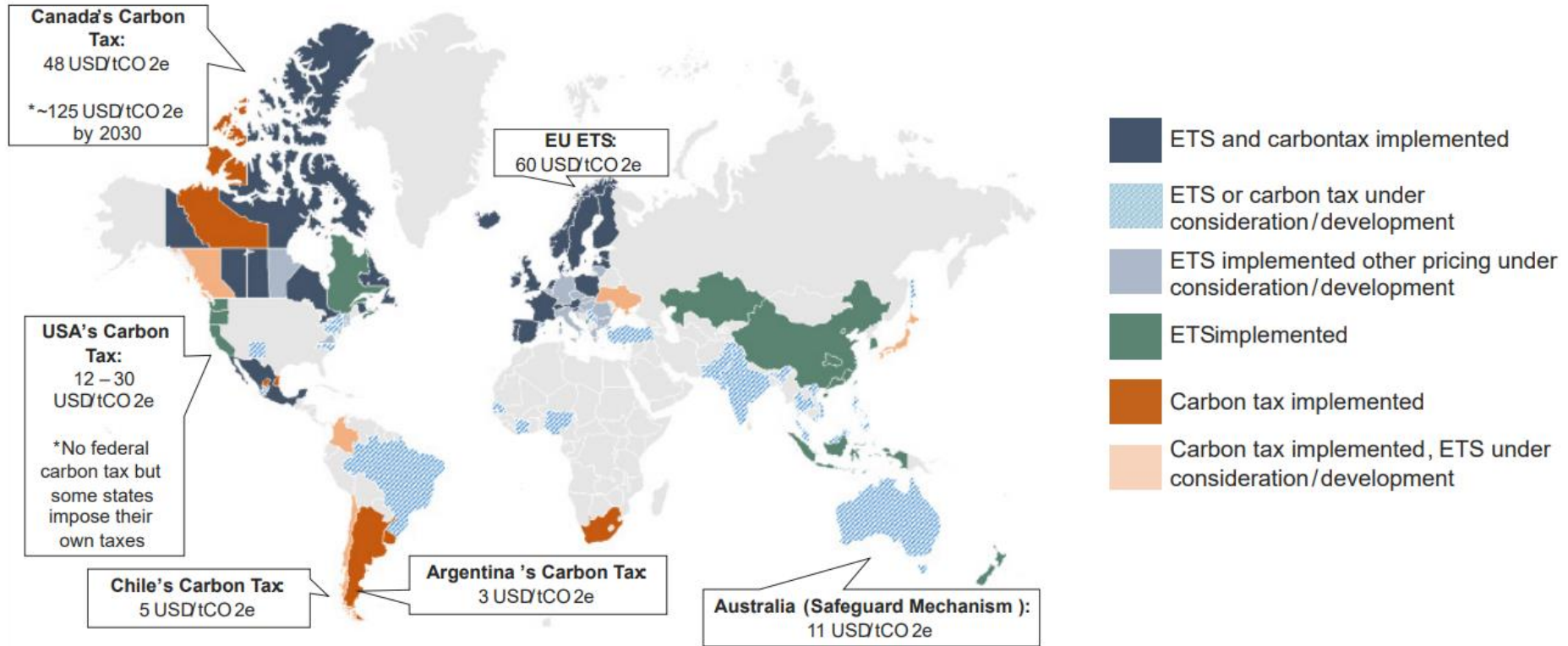
Source: Rystad Energy

Green debt issuance against fossil fuel debt issuance



Source: Bloomberg League Tables

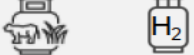
Global carbon pricing map



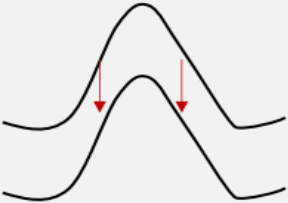
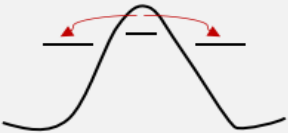
Source: Rystad Energy; World Bank

INHALTSVERZEICHNIS

- ➔ Globale/Europäische Gasentwicklungen bis 2024
- ➔ 2030ff: Wahrscheinliche Gasentwicklungen
- ➔ **Globale Transformation von Erdgas zu Wasserstoff**
- ➔ Erdgasversorgung Deutschlands
- ➔ Gasproduktion (konventionell & unkonventionell) und Reichweiten
- ➔ Einige größere Infrastrukturprojekte

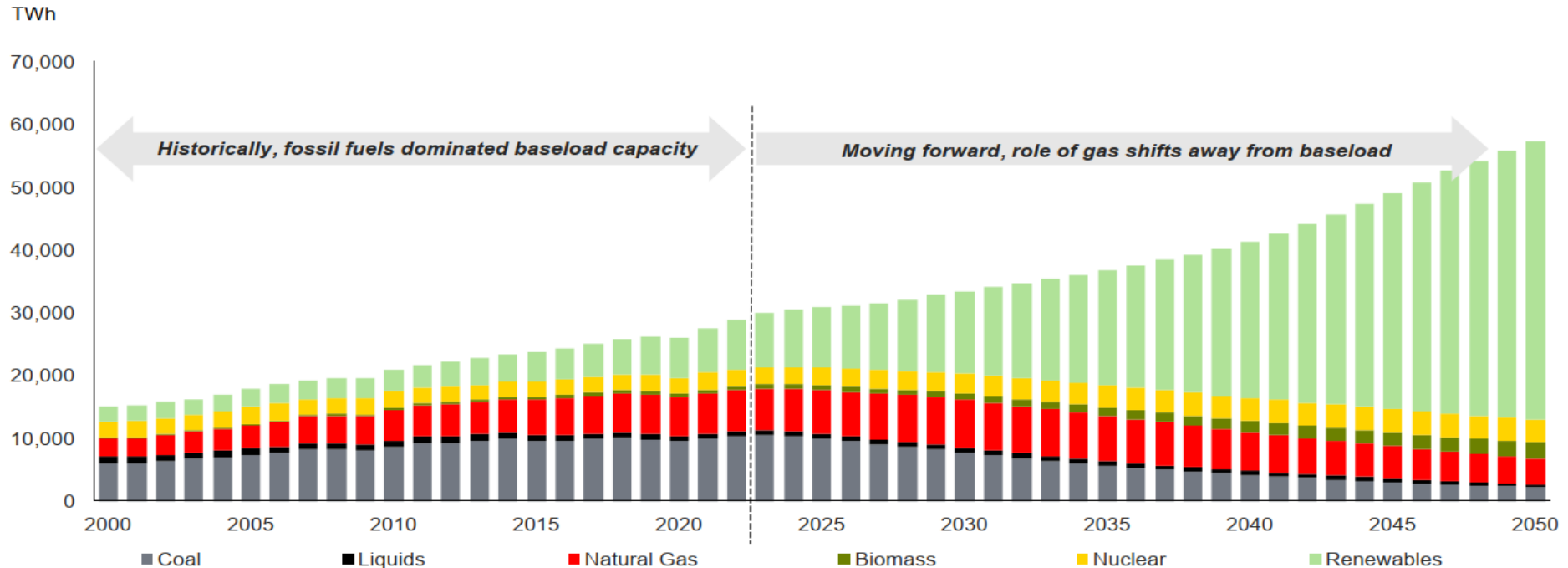
	Power generation 	Industry 	Buildings 
Conservation & efficiency  <i>Use less</i>	 Demand response	 Optimisation of processes and CHP	 Insulation
Low carbon gases  <i>Swap and Blend</i>	 Swap some or all natural gas with low carbon gases such as hydrogen or biomethane		
Low carbon electrons  <i>Swap</i>	 Renewable power generation	 Electrification of processes	 Electrification
Carbon capture  <i>Clean</i>	 CCS in power	 CCS of industrial emissions	 Limited technological feasibility

Source: Rystad Energy

Demand measure	Aim	Impact on peak demand	Impact on energy demand
 • Energy efficient appliances • Cogeneration/ CHP • Demand response	Reduce the overall energy demand	 <i>Decrease</i>	 <i>Decrease</i>
 • Demand response • Ecosystem integration	Shift peak demand to off -peak hours (load levelling)	 <i>Decrease</i>	 <i>Unchanged</i>

Source: Rystad Energy

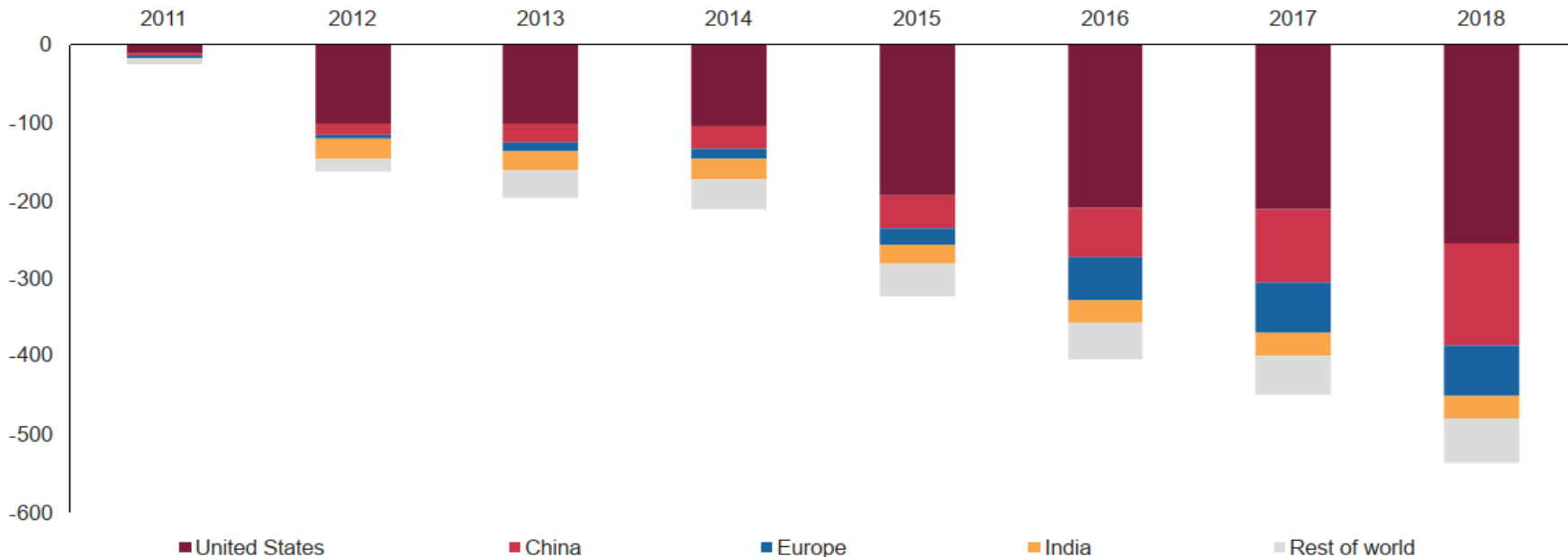
Power generation by primary energy sources (1,5° scenario)



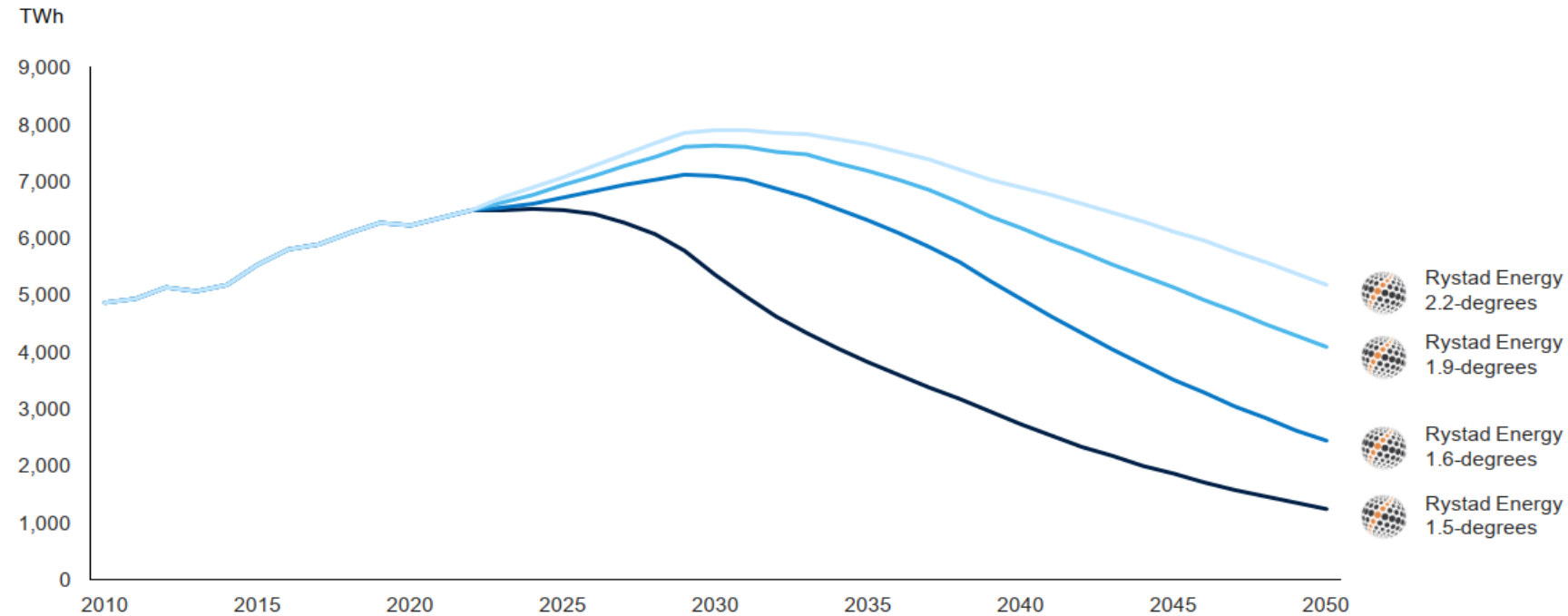
Source: Rystad Energy

CO2 savings from coal-to-gas switching in selected regions compared with 2010

Million tonnes CO2



Source: IEA – The Role of Gas in Today's Energy Transitions, 2019

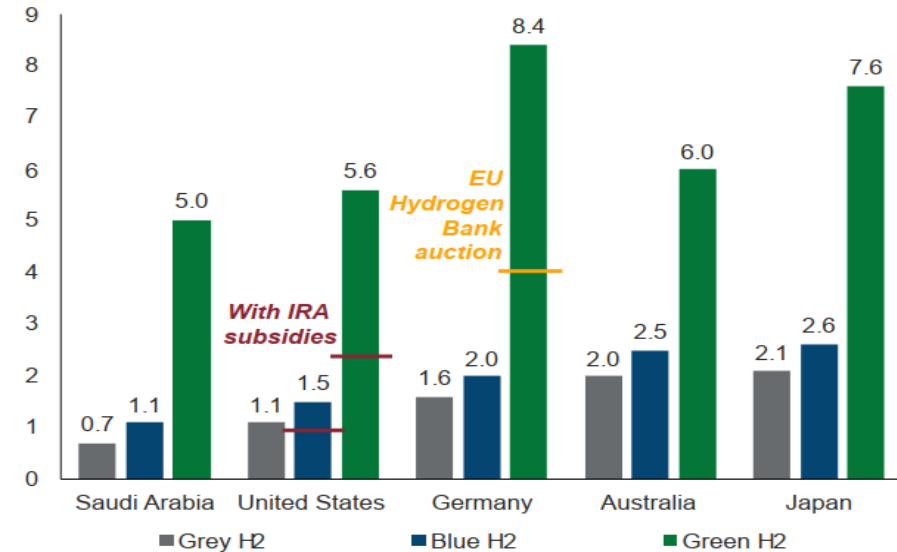


Source: Rystad Energy

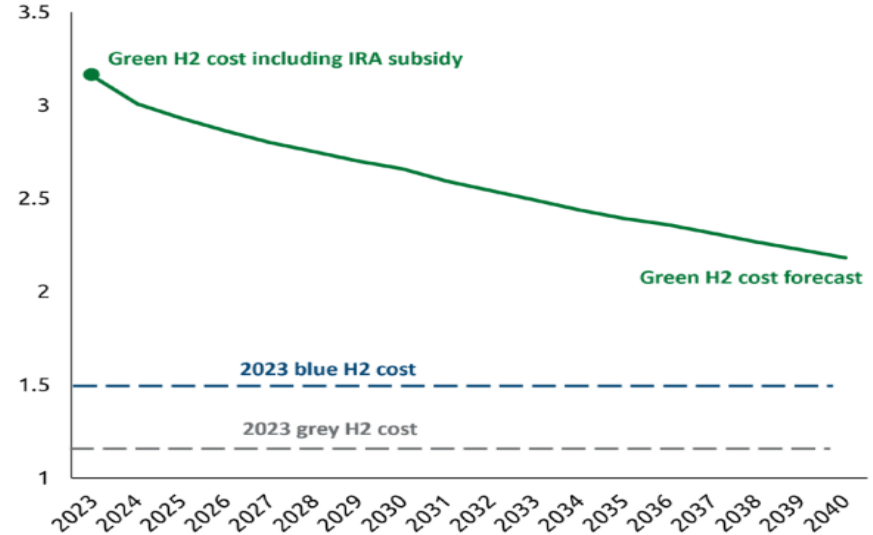
Levelised cost of hydrogen²⁴ for selected countries (2023)²⁵

Production cost forecast of green hydrogen in the United States²⁶

USD/kg of H₂



USD/kg of H₂



²⁴ Grey H₂ uses natural gas as feedstock, while blue H₂ is the same except that all CO₂ emitted is captured. In contrast, green H₂ is generated via electrolysis of water.

²⁵ Results and calculations are based on Rystad Energy assumptions extracted from the Rystad Energy Dynamix cost dashboards, with the capacity factors used ranging from 12% to 30%, CCS costs (transport and storage) being 12 USD/tonne of CO₂, and feedstock costs used ranging from 30 USD/MWh to 120 USD/MWh.

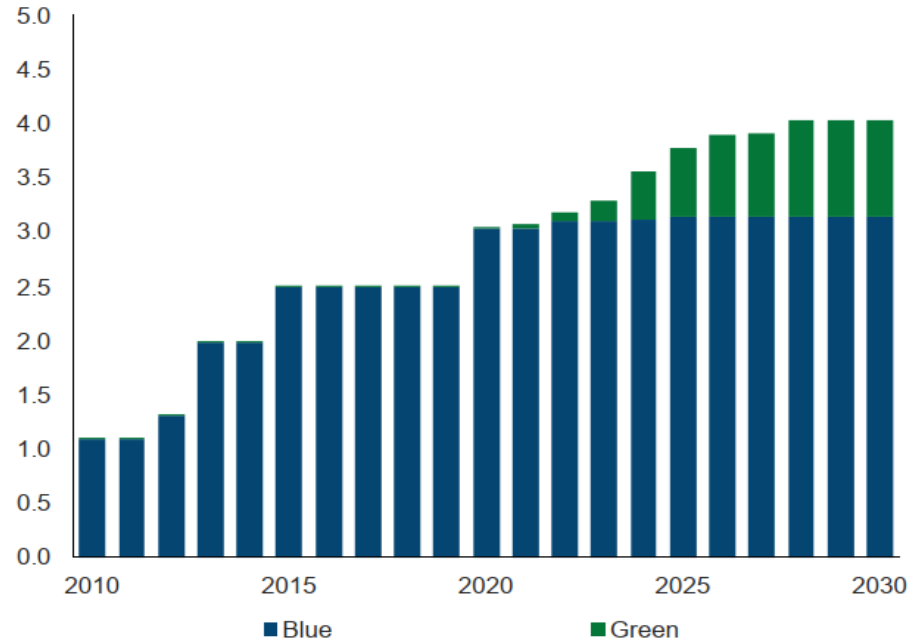
²⁶ Cost reduction of green H₂ is dependent on location of production (i.e., renewable conditions and relevant renewable power source), size of plant and technology and cost development of electrolyser. Lower prices can be achieved in favourable markets. The Henry Hub 2022 average natural gas price was approximately 22 USD per MWh, compared to the green hydrogen price at 95 USD per MWh in 2023.

Source: Rystad Energy

Clean hydrogen cumulative capacity post-FID projects only (2010 – 2030)

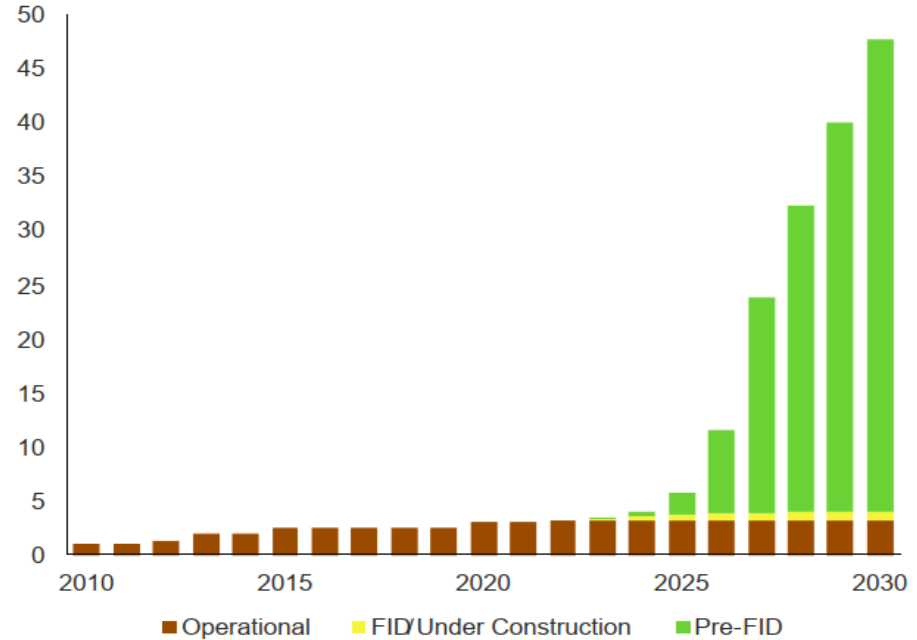
Clean hydrogen cumulative capacity by status, including pre-FID projects (2010-2030)

Million tonnes of Blue/Green H₂



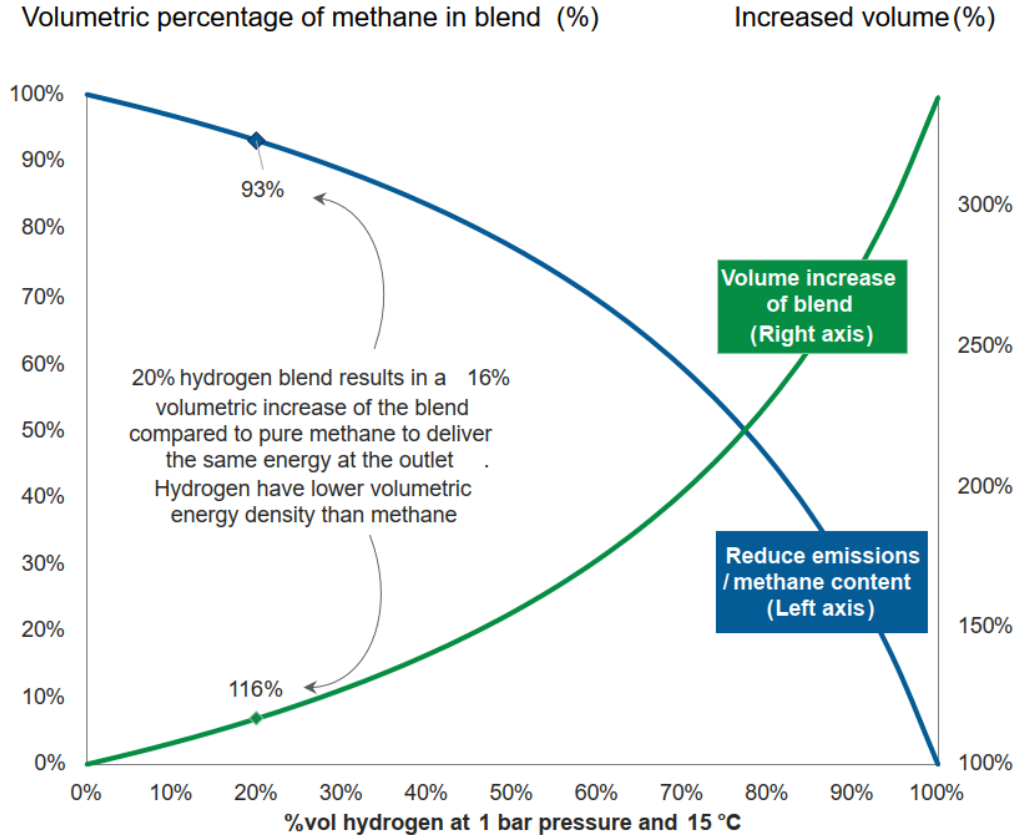
Source: Rystad Energy

Million tonnes of Blue/Green H₂

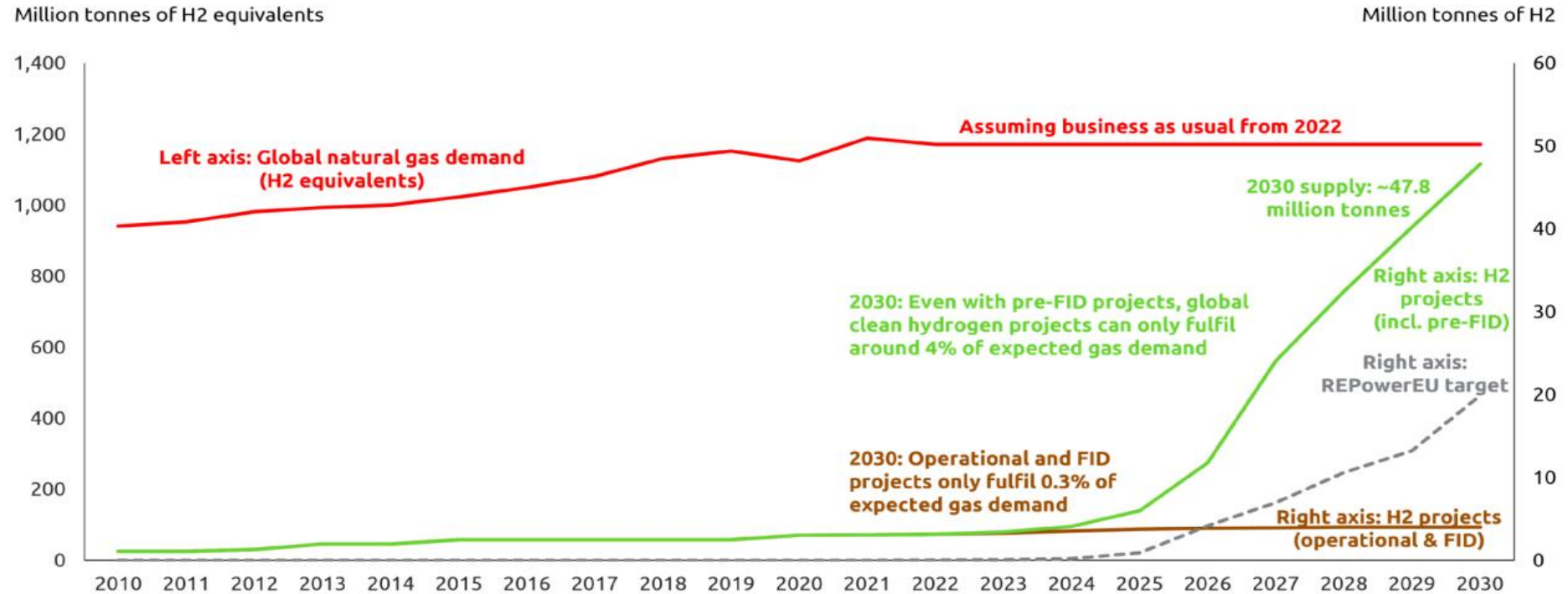


Source: Rystad Energy

Volumetric methane content and corresponding volume of blended substance



Cumulative blue and green hydrogen capacity (right axis) against gas demand expressed in hydrogen equivalent (left axis)

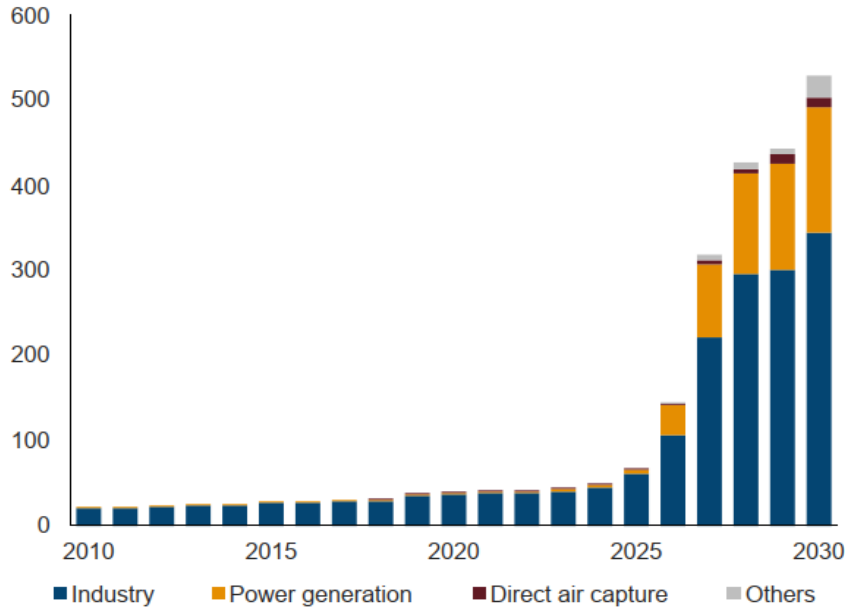


Source: Rystad Energy

CCUS capture projects pipeline (operational, FID, pre-FID)

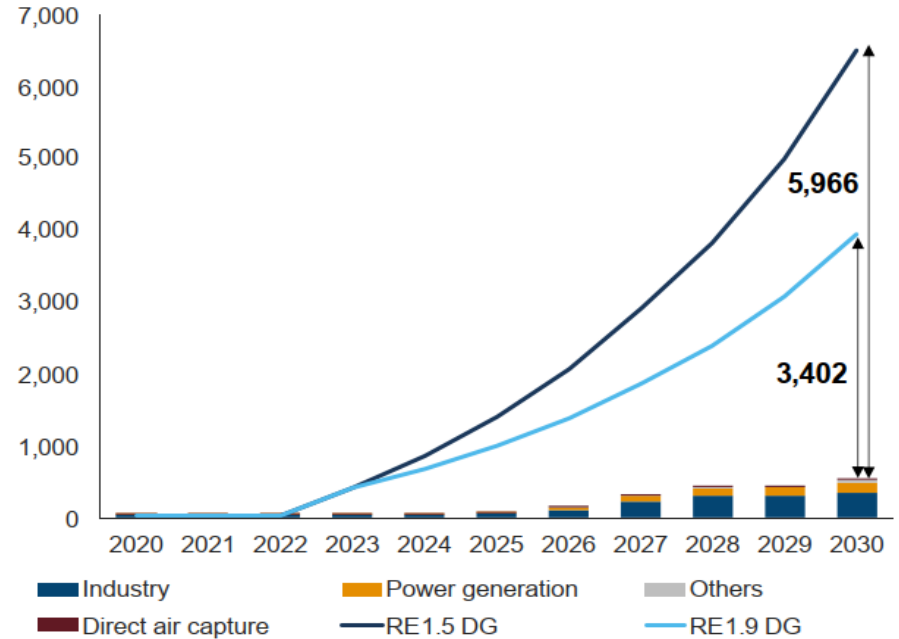
CCUS capture projects pipeline against expected CCUS capacity across various scenarios

Million tonnes per annum of CO₂ capacity (MTPA)



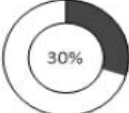
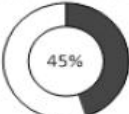
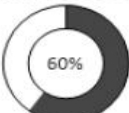
Source: Rystad Energy

Mtpa



Source: Rystad Energy

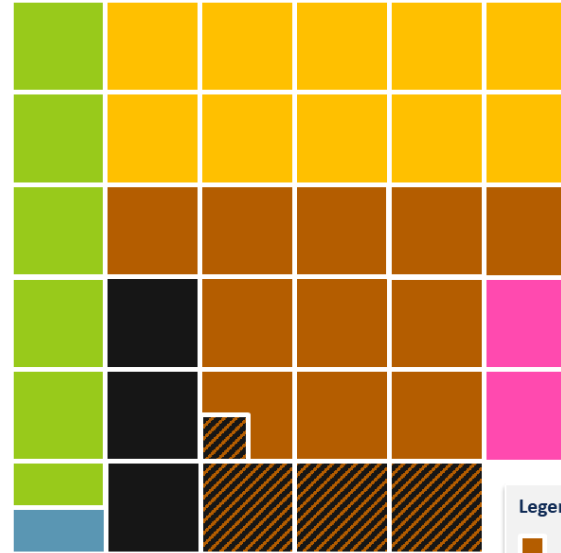
Prominent industry initiatives in reducing methane emissions

Initiatives	Description	Targets	Members
	A global effort to reduce methane emissions, launched at COP 26.	 To cut global methane emissions by at least 30% by 2030, using a 2020 baseline.	 Australia, France, Saudi Arabia, USA, and 146 other countries.
	A CEO-led initiative from 12 energy companies focused on CCUS, methane emissions reductions, and tackling transport emissions.	 Leading the oil and gas industry's response to climate change and speeding up action towards net zero emissions, in accordance to the Paris Agreement, which calls for a reduction in emissions by 45% by 2030.	 Aramco, BP, Chevron, CNPC, and 8 other companies.
	A flagship oil and gas reporting and mitigation programme for methane emissions.	 Helping oil and gas companies understand their methane emission profiles through five different levels of reporting and subsequently mitigate these emissions in a cost-effective way, focusing on the most material sources. To achieve 60% - 75% reductions in methane emissions by 2030.	 ZI Rete Gas, Abu Dhabi National Oil Company, Adrigas SpA, Aker BP, and 101 other companies.
	A partnership between industry and government to develop guidance in methane emissions reporting and reduction.	No specific targets announced.	 Apa, Baker Hughes, Beijing Gas, BP, and 23 other signatories.
CLEAN	The only initiative specifically seeking to decrease methane emissions in the LNG value chain, created by the world's largest LNG buyers.	No specific targets announced.	 Kogas and Jera, with the support of the governments of Japan, USA, Korea, Australia, and EU.

Source: Global Methane Pledge; Oil and Gas Climate Initiative; Oil and Gas Methane Partnership 2.0; Methane Guiding Principles; Jera; Kogas

INHALTSVERZEICHNIS

- ➔ Globale/Europäische Gasentwicklungen bis 2024
- ➔ 2030ff: Wahrscheinliche Gasentwicklungen
- ➔ Globale Transformation von Erdgas zu Wasserstoff
- ➔ **Erdgasversorgung Deutschlands**
- ➔ Gasproduktion (konventionell & unkonventionell) und Reichweiten
- ➔ Einige größere Infrastrukturprojekte



Unsere deutsche
Primärenergie:
3.500 TWh

Daten der AGEb für 2021
1 Kachel = 100 TWh
Rundung auf ± 25 TWh

Legende

Mineralöl	1077
Erdgas	1003 *
Erneuerbare	545
Braunkohle	315
Steinkohle	291
Kernenergie	210
Andere	44

* Korrektur der Zwischenberichtsdaten

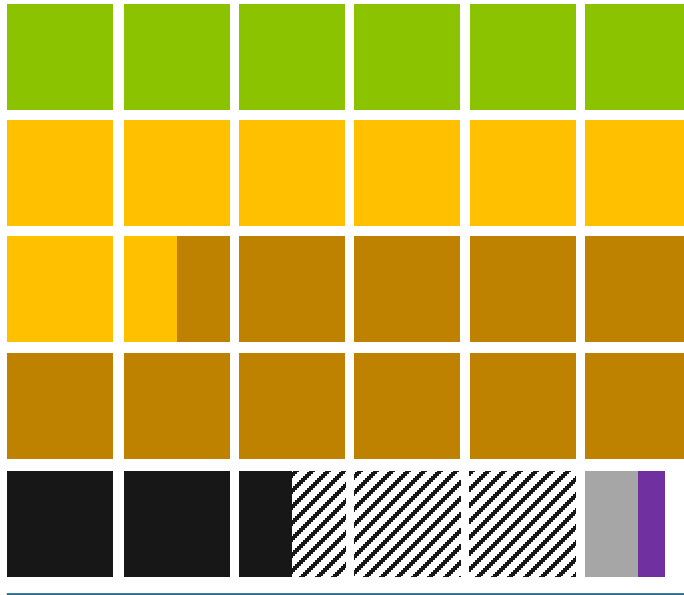
- Das Netz versorgt 1,8 Millionen Industrieabnehmer, Gewerbe und Dienstleistungsunternehmen, lokale Kraftwerke und etwa 20 Millionen Wärmekunden
 - es ist 500.000 km lang
 - hat einen Wiederbeschaffungswert von 270 Mrd. Euro
 - ist die unsichtbare Infrastruktur, die ohne Baustellen in den Ballungszentren den neuen Energieträger liefert



Terrawattstunden Energie aus dem Gasnetz



Primärenergieverbrauch 2023: Der EE-Anteil ist nach wie vor (zu) gering

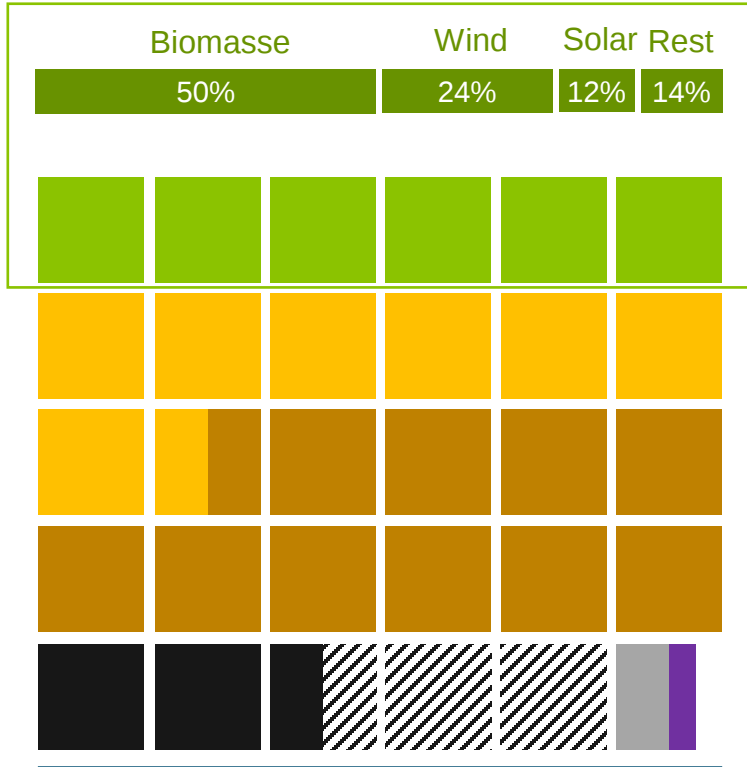


Summe: knapp 3.000 TWh (~ 30 Kacheln)

1 Kachel = 100 TWh

- Erneuerbare Energie
- Erdgas
- Mineralöl
- Steinkohle
- Braunkohle
- Sonstige
- Kernenergie + Stromaustauschsaldo

Quelle: AG Energiebilanzen e.V. und eigene Daten.
Alle Zahlen auf 25 TWh gerundet



Summe: knapp 3.000 TWh (~ 30 Kacheln)

**Biomasse ist der größte EE-Kontributor.
Dekarbonisierung der Moleküle ist die
nächste Herausforderung**

1 Kachel = 100 TWh

-  Erneuerbare Energie
-  Erdgas
-  Mineralöl
-  Steinkohle
-  Braunkohle
-  Sonstige
-  Kernenergie + Stromaustauschsaldo

Quelle: AG Energiebilanzen e.V. und eigene Daten.
Alle Zahlen auf 25 TWh gerundet

Direkte physikalische Gasflüsse nach Deutschland nach Staaten 2022 (bdew/FNB)

aus dem Ausland nach Deutschland über GÜP in Mrd. kWh (einschl. sämtlicher Transitmengen)	Jan 2022	Feb 2022	Mrz 2022	Apr 2022	Mai 2022	Jun 2022	Jul 2022	Aug 2022	Sep 2022	Okt 2022	Nov 2022	Dez 2022	Jahr 2022
Russland	50,8	48,3	52,1	52,6	54,2	32,9	13,0	10,3	0,0	0,0	0,0	0,0	314
Polen	0,0	0,2	2,6	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3
Tschechien	20,0	18,1	20,1	19,9	16,2	12,1	4,4	4,2	1,8	0,0	0,0	0,1	117
Österreich	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	1,4	2,1	4
Schweiz	0,1	0,0	0,8	0,5	0,7	0,9	0,0	0,9	3,2	2,7	3,5	3,5	17
Belgien	10,8	14,4	16,4	23,9	23,3	23,9	25,5	25,5	24,2	26,0	21,8	21,9	258
Niederlande	21,0	17,2	18,3	19,4	14,8	15,0	20,8	19,2	21,4	29,3	28,8	27,2	253
Norwegen	40,8	36,9	38,5	41,2	35,0	34,2	40,9	42,7	37,3	46,6	42,9	40,9	478
Frankreich	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4	1,8	0,6	4
Direkte LNG-Importe**	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	1

*** Erläuterungen hierzu auf Folie 3**

**** via deutsche Terminals und FSRU**

Quelle: FNB

Summenbildung für Deutschland insgesamt aufgrund von möglichen Ringflüssen nicht sinnvoll.

Direkte physikalische Gasflüsse nach Deutschland nach Staaten 2023 (bdew/FNB)

aus dem Ausland nach Deutschland über GÜP in Mrd. kWh (einschl. sämtlicher Transitmengen)	Jan 2023	Feb 2023	Mrz 2023	Apr 2023	Mai 2023	Jun 2023	Jul 2023	Aug 2023	Sep 2023	Okt 2023	Nov 2023	Dez 2023	Jahr 2023
Russland	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Polen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tschechien	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Österreich	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,6	1,5	0,7	3,3
Schweiz	0,0	0,1	0,3	0,2	0,1	0,0	0,0	0,7	0,3	0,5	1,3	2,1	5,5
Belgien	21,4	20,0	20,7	23,6	24,4	13,8	14,8	10,9	8,9	16,7	17,2	19,0	211,4
Niederlande	29,4	23,8	24,2	24,4	22,9	16,2	16,2	18,3	14,1	16,7	20,7	24,0	250,9
Dänemark	0,1	0,0	0,0	0,2	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,8
Norwegen	38,8	36,4	38,7	37,7	37,3	33,6	35,8	33,6	21,8	32,9	35,4	39,4	421,4
Frankreich	1,7	2,2	0,3	0,1	0,8	0,2	0,1	0,0	0,4	0,7	2,2	0,4	9,1
Direkte LNG-Importe**	3,6	4,5	4,9	6,9	7,1	6,9	5,4	6,2	5,5	6,5	5,8	6,6	70,0

* Erläuterungen hierzu auf Folie 3

** via deutsche Terminals und FSRU

Quelle: FNB

Summenbildung für Deutschland insgesamt aufgrund von möglichen Ringflüssen nicht sinnvoll.

Direkte physikalische Gasflüsse nach Deutschland nach Staaten 2024 (bdew/FNB)

aus dem Ausland nach Deutschland über GÜP in Mrd. kWh (einschl. sämtlicher Transitmengen)	Jan 2024	Feb 2024	Mrz 2024	Apr 2024	Mai 2024	Jun 2024	Jul 2024	Aug 2024	Sep 2024	Okt 2024***	Nov 2024	Dez 2024	Jahr 2024
Russland	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			0,0
Polen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			0,0
Tschechien	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1	0,1	0,0	0,0			1,1
Österreich	0,8	0,2	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			1,2
Schweiz	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0			0,2
Belgien	14,7	13,4	13,2	14,0	12,7	13,6	15,4	13,6	12,2	3,3			125,9
Niederlande	19,5	17,9	18,4	18,8	13,8	16,5	15,1	14,1	16,1	5,2			155,3
Dänemark	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0			0,5
Norwegen	40,0	37,5	38,3	35,5	33,5	30,7	33,3	33,5	20,3	10,0			312,7
Frankreich	1,1	2,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			3,2
Direkte LNG-Importe**	6,4	4,9	6,3	6,3	7,2	7,7	4,4	3,6	4,8	1,4			53,0

*** Erläuterungen hierzu auf Folie 3**

**** via deutsche Terminals und FSRU *** Monat nicht vollständig**

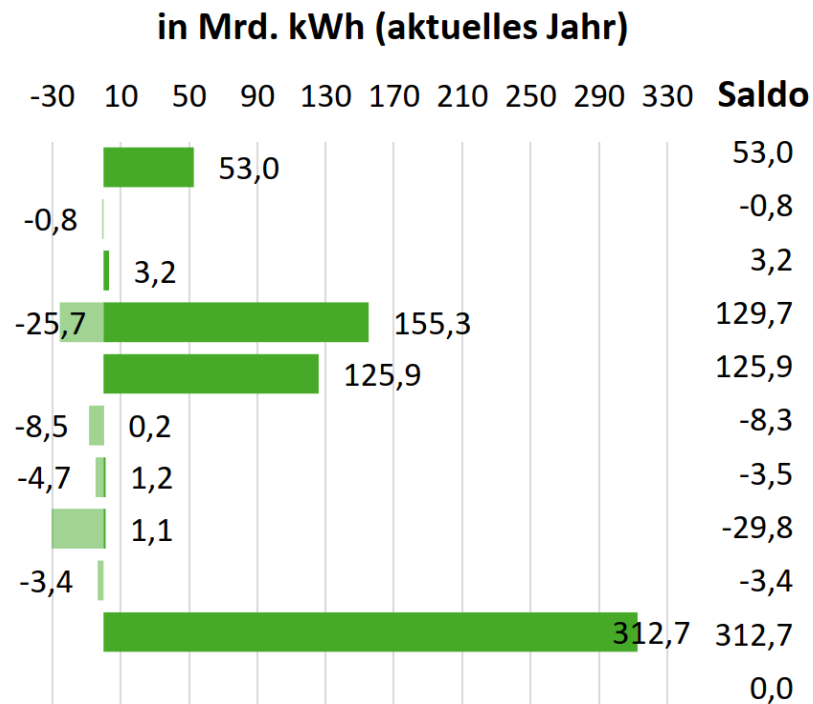
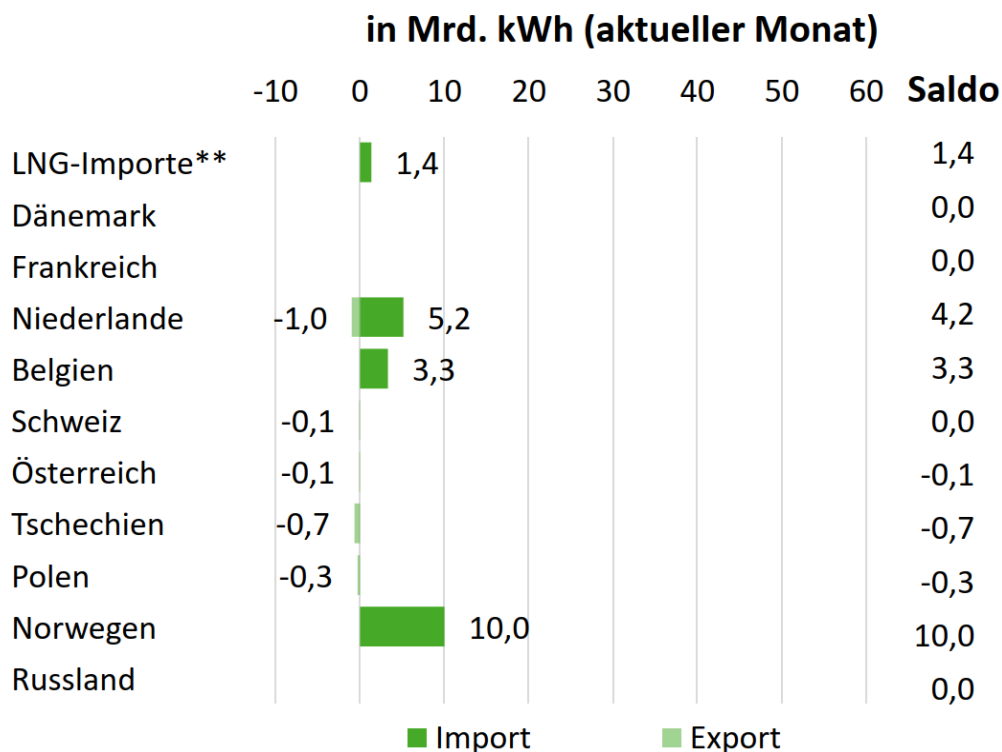
Quelle: FNB

Summenbildung für Deutschland insgesamt aufgrund von möglichen Ringflüssen nicht sinnvoll.

Gasflüsse an Grenzübergabepunkten (bdew/FNB)

Nettoimport aktuelles Jahr: 578,7 Mrd. kWh

Nettoimport 01. – 09. Oktober 2024: 18,0 Mrd. kWh, aktuelles Jahr: 578,7 Mrd. kWh



* Erläuterungen hierzu auf Folie 3

** direkt via deutsche Terminals und FSRU

Quelle: FNB

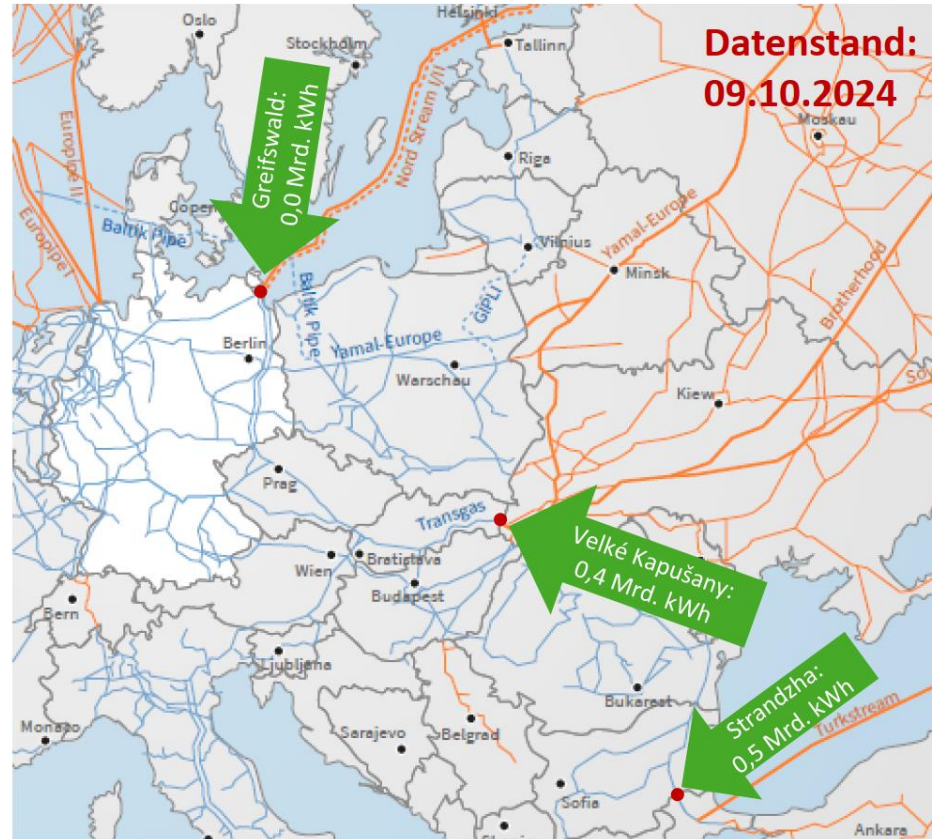
Gasflüsse aus Russland an ausgewählten europäischen Grenzübergangspunkten (Quelle: ENTSG)

Gasflüsse aus Russland an ausgewählten europäischen Grenzübergangspunkten

- Gasleitungen, innerhalb EU
- Gasleitungen, außerhalb EU
- Gasleitungen, im Bau oder geplant

Mengen am Tag des Datenstandes

Quelle: ENTSG



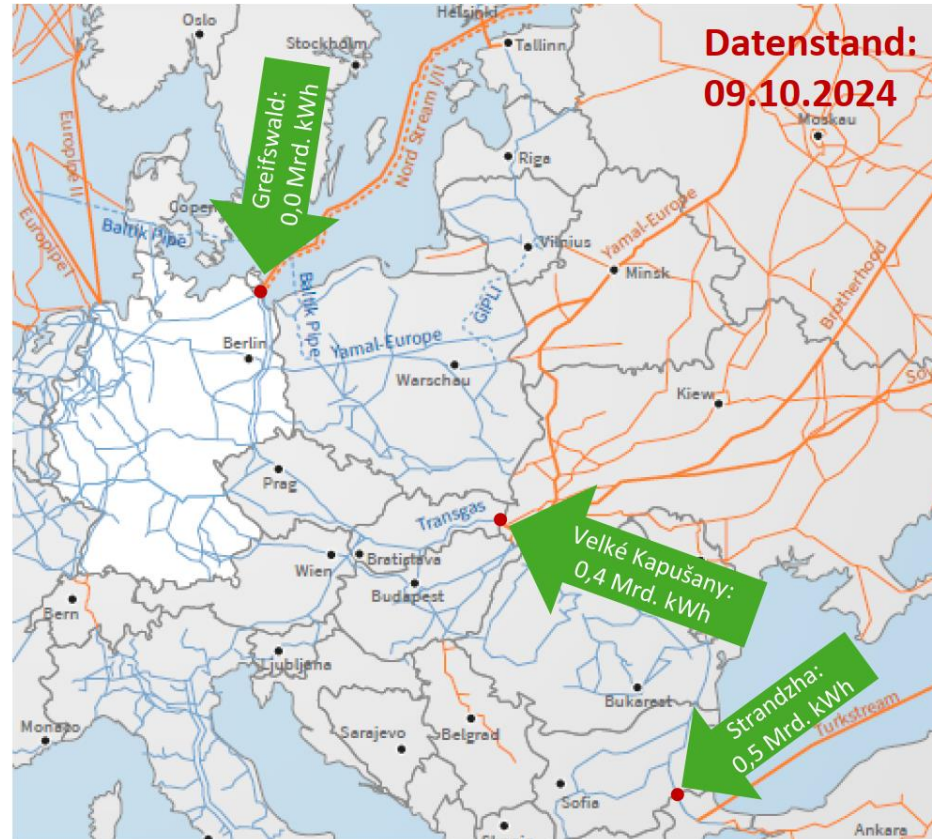
Gasflüsse aus Russland an ausgewählten europäischen Grenzübergangspunkten (Quelle: ENTSG)

Gasflüsse aus Russland an ausgewählten europäischen Grenzübergangspunkten

- Gasleitungen, innerhalb EU
- Gasleitungen, außerhalb EU
- Gasleitungen, im Bau oder geplant

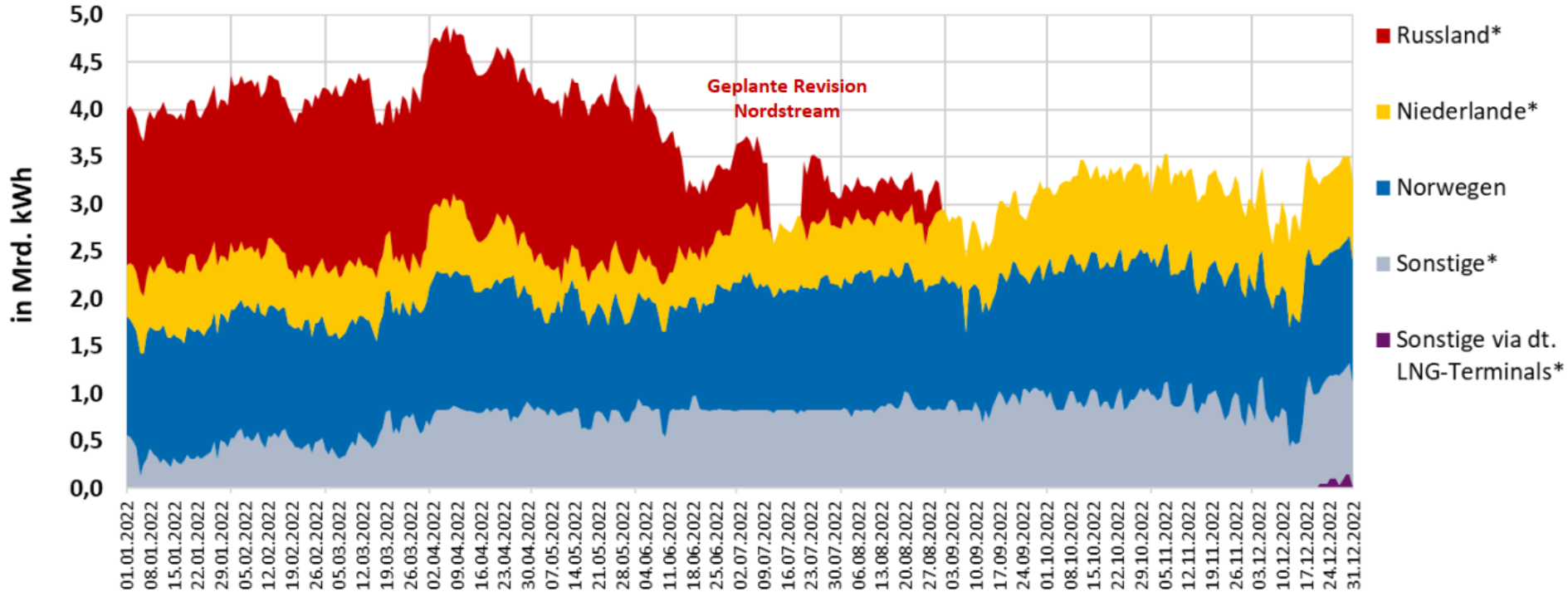
Mengen am Tag des Datenstandes

Quelle: ENTSG

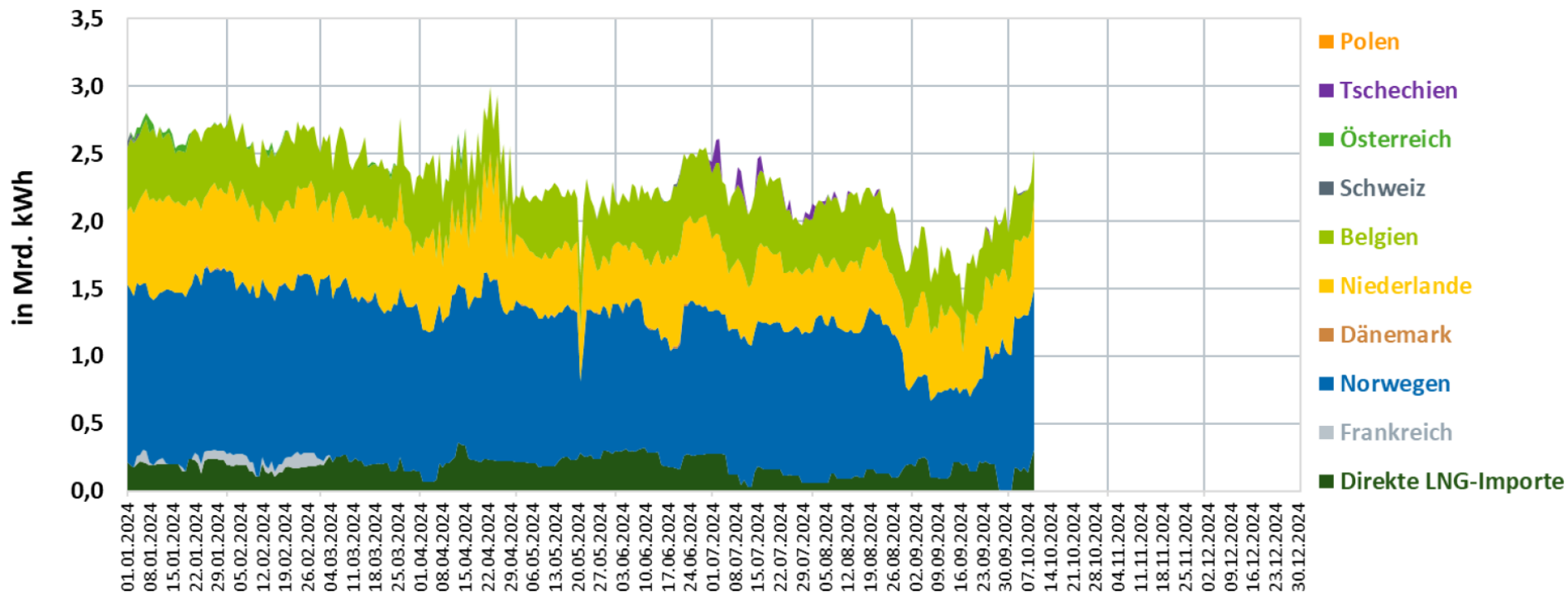


Gasflüsse nach Deutschland nach Herkunft bis 31.12.2022

(Quelle: ENTSOG, FNB)

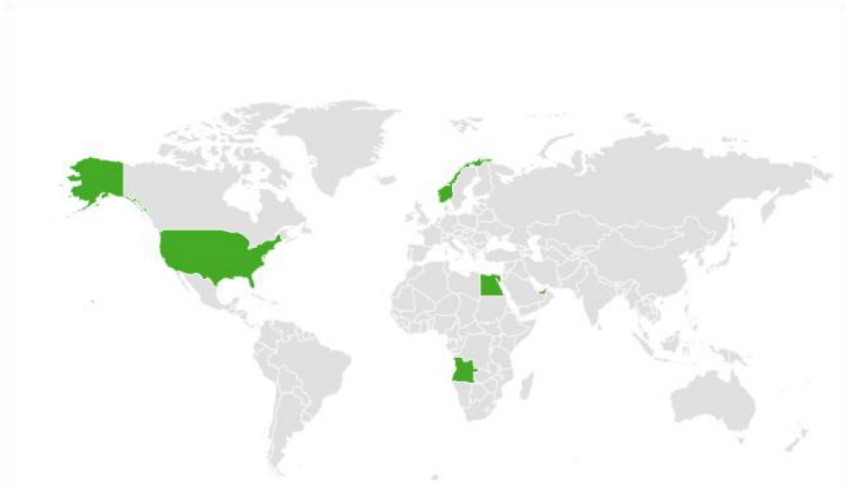
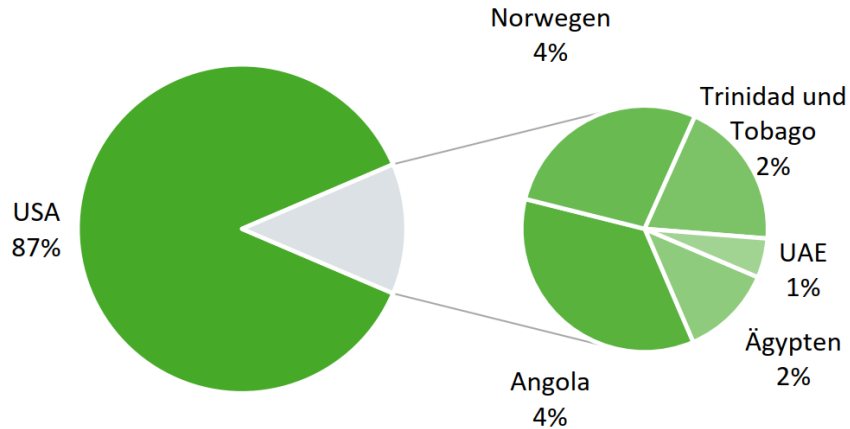


Gasflüsse nach Deutschland nach angrenzenden Nachbarstaaten 2024 (Quelle: ENTSOG, FNB)



Herkunft der LNG-Liefermengen

01.01.2023 – 09.10.2024

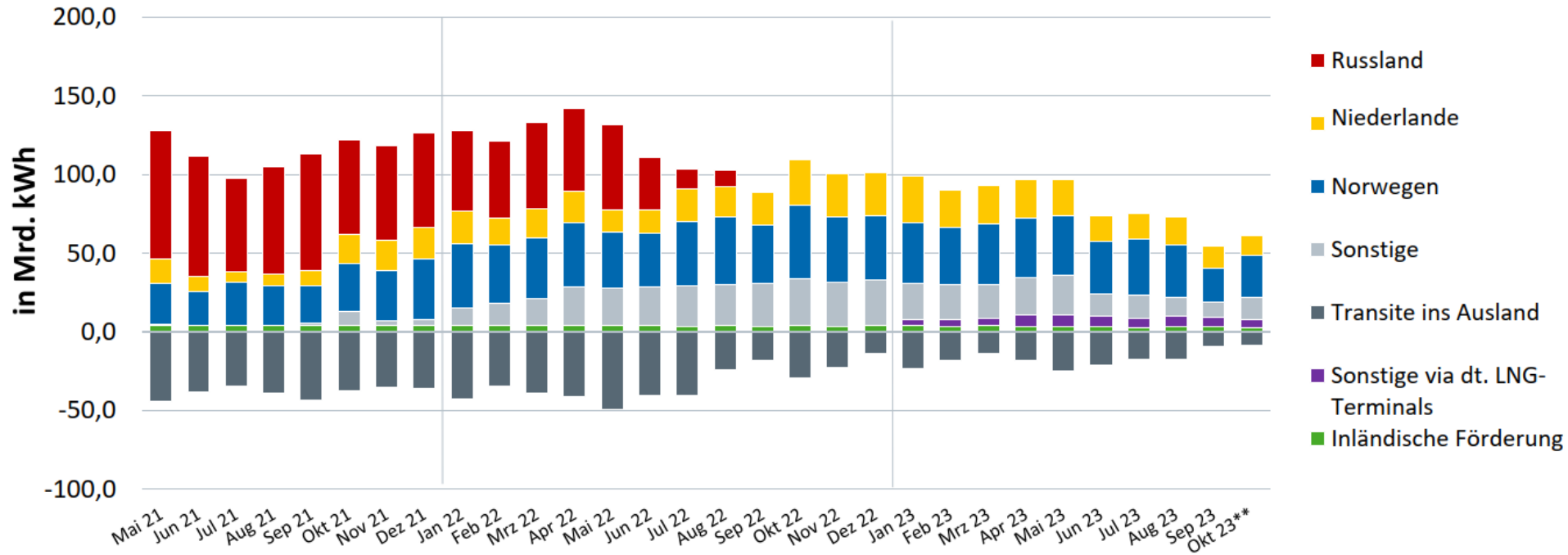


Quellen: [Vesselfinder](#), [BDEW](#), [BGR](#), [FNB](#)

Die Gesamtliefermenge basiert auf Daten der Fernnetzbetreiber und wird dann anhand der Ladekapazitäten der beobachteten LNG-Tanker und ihren Entsendehäfen den Herkunftsländern zugeordnet.

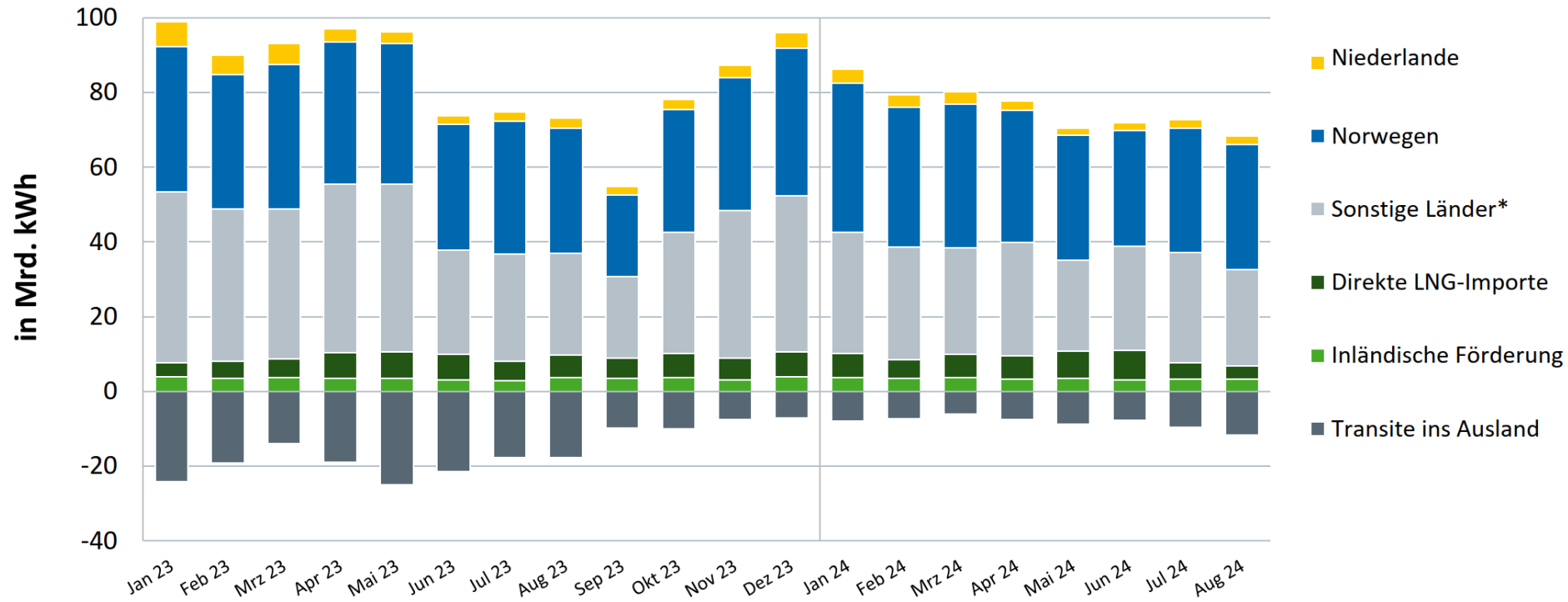
Struktur des Erdgasaufkommens in Deutschland 2021 - 2023

(Quelle: ENTSOG, FNB, bdew)



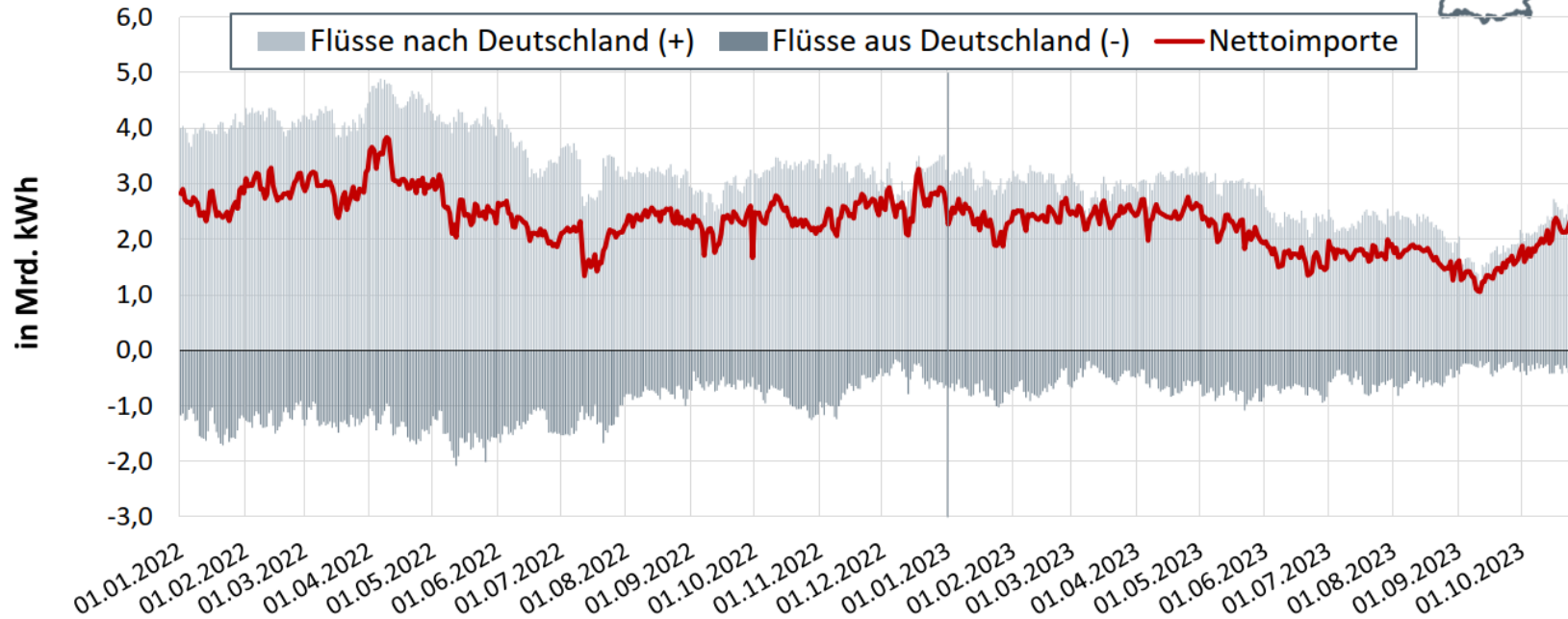
Struktur des Erdgasaufkommens in Deutschland 2023 - 2024

(Quelle: ENTSOG, FNB, bdew)



Nettoimporte

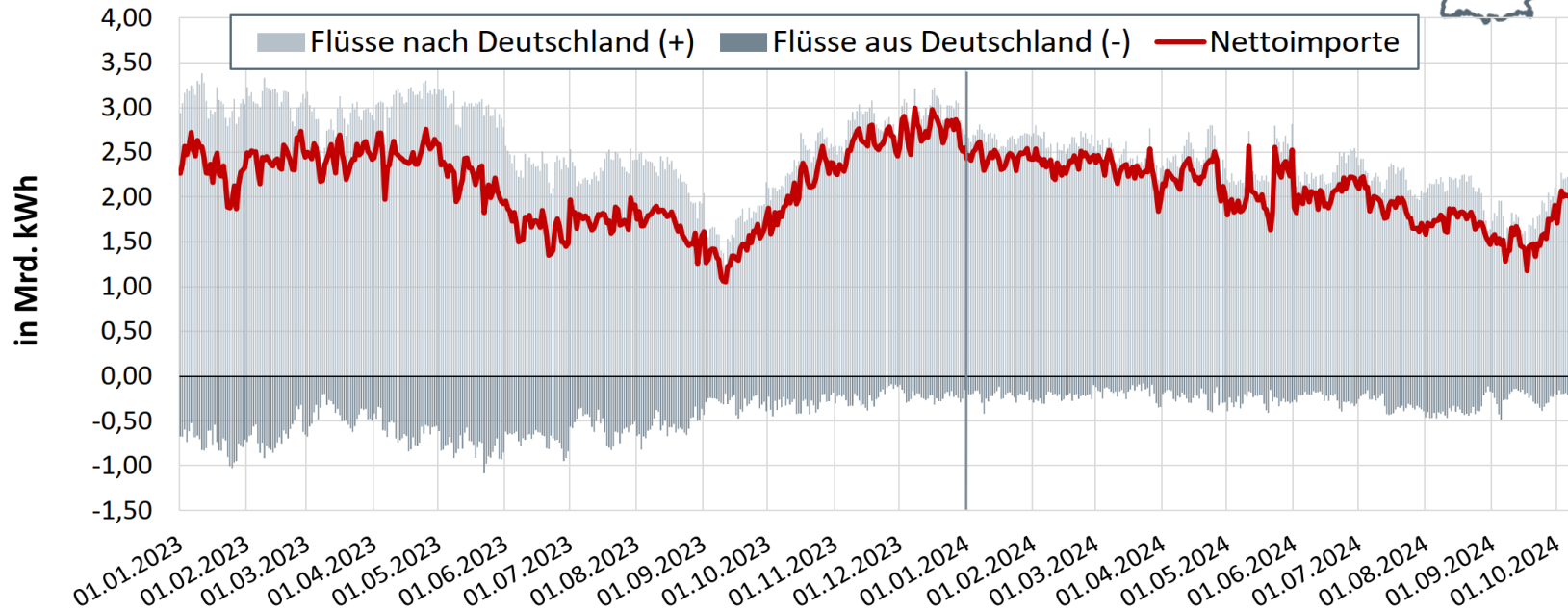
Tageswerte 01.01.2022 – 24.10.2023



Quelle: FNB

Nettoimporte

Tageswerte 01.01.2023 – 08.10.2024

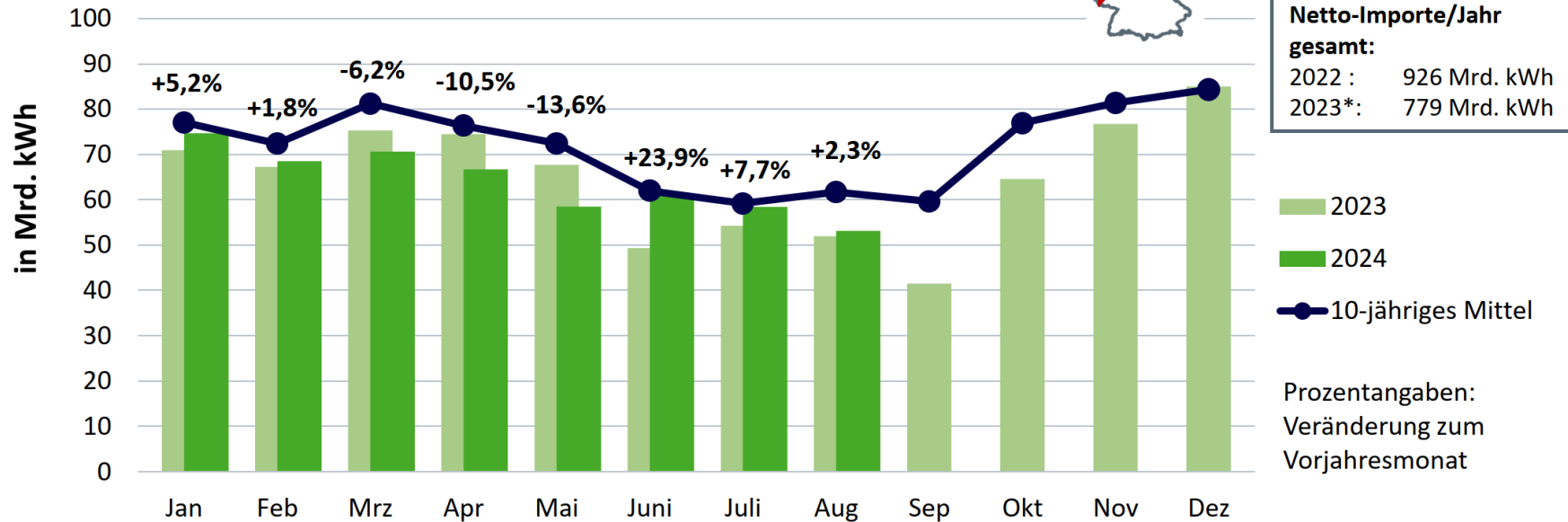
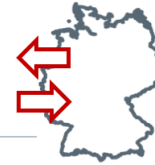


Quelle: FNB

Monatliche Erdgas-Nettoimporte Deutschlands

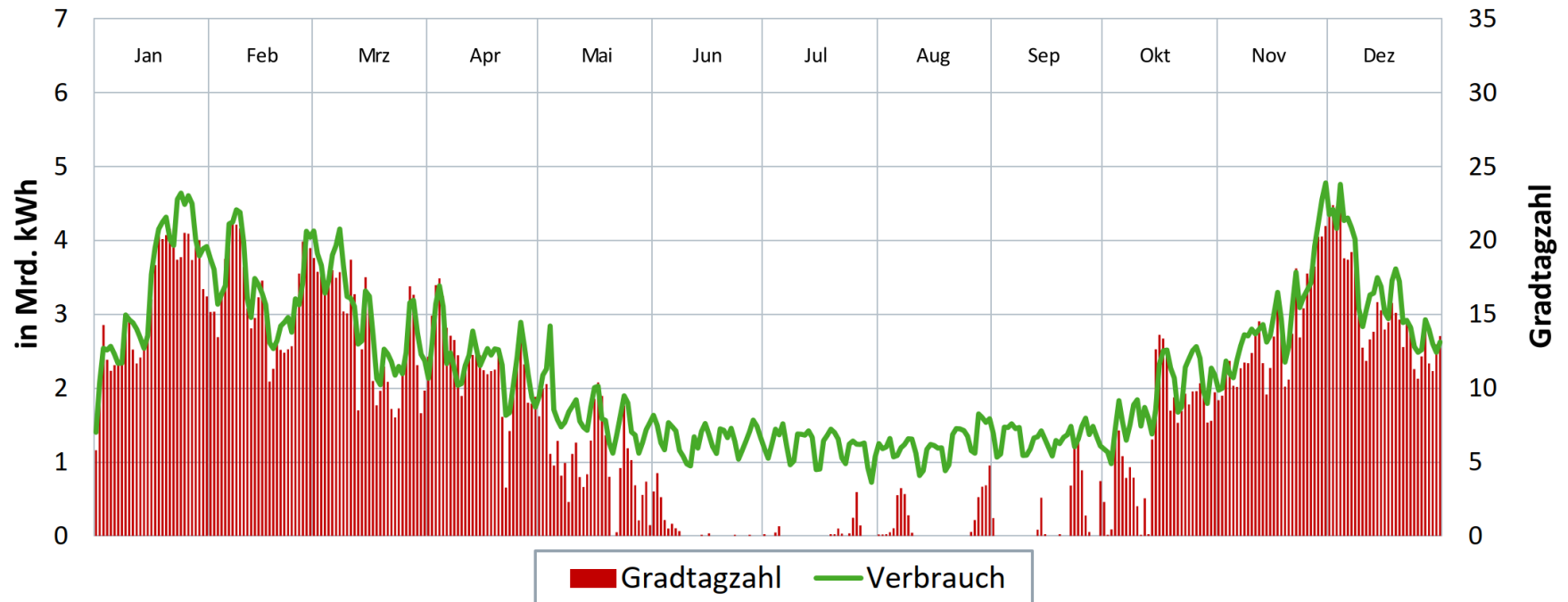
2024 bisher: 512 Mrd. kWh*

(Veränderung zum Vorjahreszeitraum gesamt: +0,1%)



Täglicher Erdgasverbrauch 2023

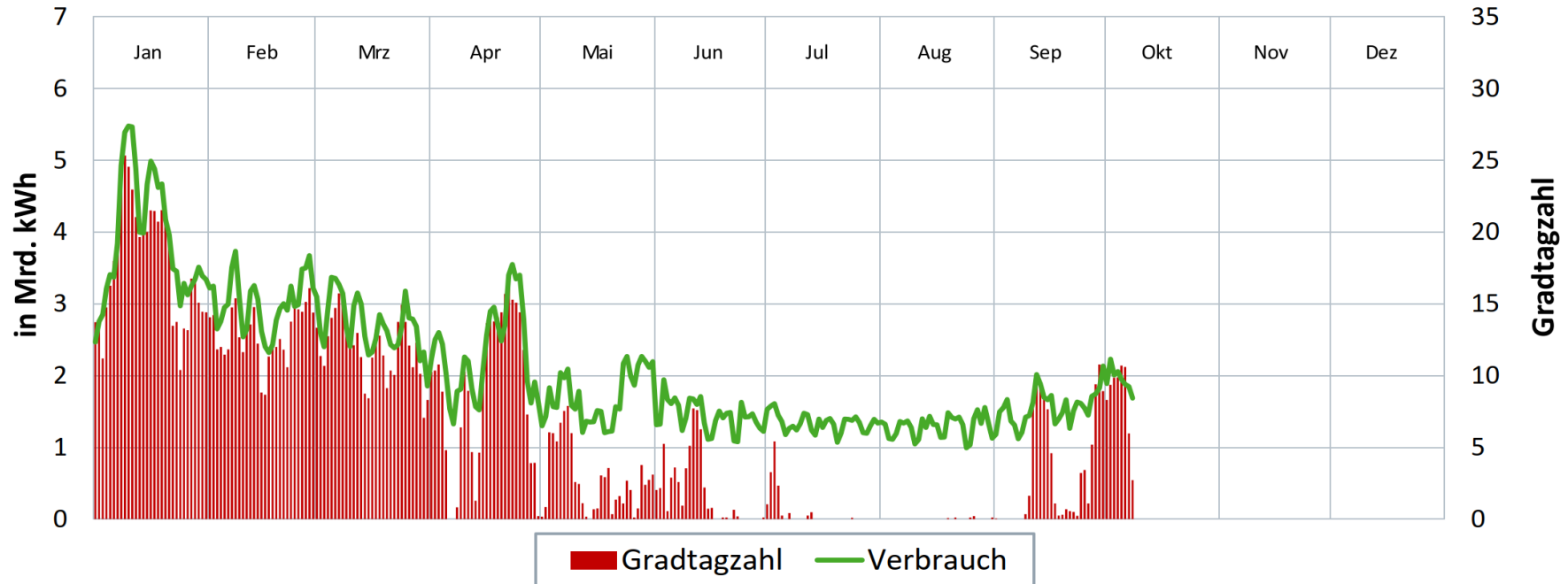
Tageswerte 01.01. – 31.12.2023, berechnet



Quellen: ENTSOG, DWD, eigene Berechnungen

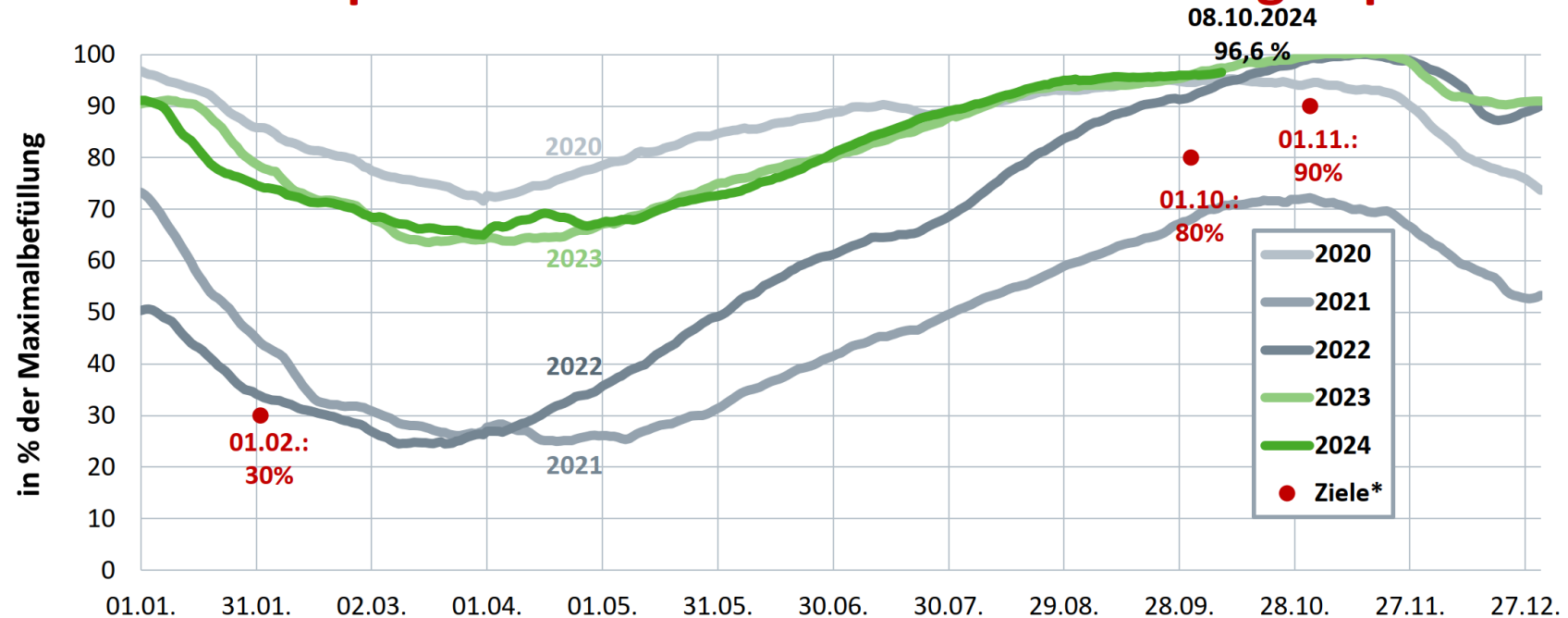
Täglicher Erdgasverbrauch 2024

Tageswerte 01.01. – 08.10.2024, berechnet



Quellen: ENTSOG, DWD, eigene Berechnungen

Prozentuale Speicherfüllstände der deutschen Erdgasspeicher

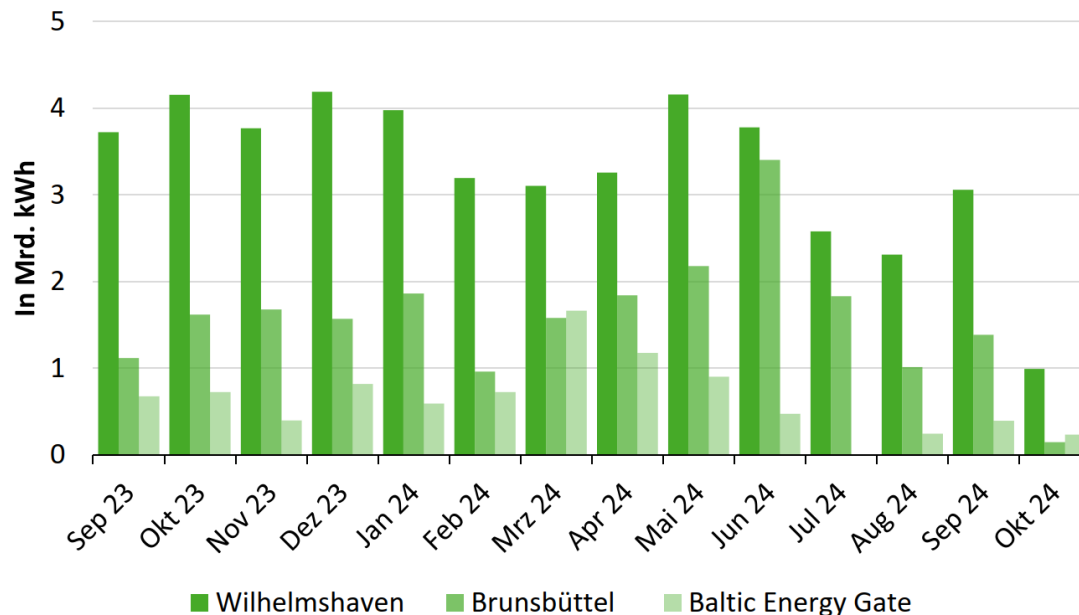


* Füllstandsvorgabe gemäß EnWG/ GasSpFüllstV; gesetzliche Vorgabe gilt für jeden einzelnen Speicher.

Die Darstellung beinhaltet die Daten aller auf gie.eu zum angegebenen Datum (Gas Day Start) erfassten Speicher.

Gaseinspeisung über deutsche LNG – Terminals

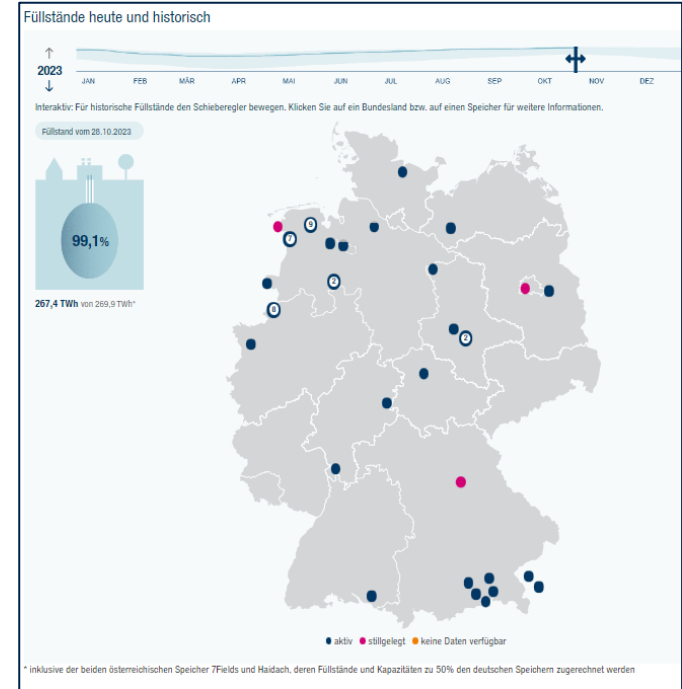
01.08.2023 – 09.10.2024



Quellen: [Vesselfinder](#), [BDEW](#), [BGR](#), [FNB](#)

Der DVGW hat eine interaktive, webbasierte Karte zur Visualisierung der Speicherfüllstände inklusive der beiden österreichischen Speicher 7Fields und Haidach entwickelt

Karte zu den Füllständen der Erdgasspeicher:
<https://www.dvgw.de/themen/sicherheit/versorgungssicherheit-gas/fuellstaende-der-gasspeicher-fuer-deutschland-mit-reichweitenprognose#/2023-10-29>



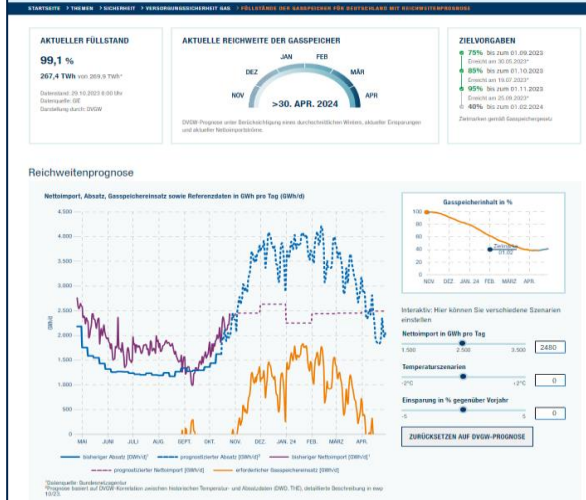
Informationen zur Versorgungssicherheit und Speicherreichweite im Winter 2023/24 und 2024/25

Ergänzt wird diese Darstellung durch eine Speicherreichweitenberechnung und eine ausführliche Erläuterung in der ewp

Tool zur Speicherreichweitenberechnung

Füllstände der Gasspeicher für Deutschland

Die interaktiven Grafiken unter www.dvgw.de/gasspeicher zeigen die tagesaktuellen Füllstände der unterirdischen Gasspeicher für Deutschland und den gesamten Gasspeicher-Füllstand. Sie gibt eine Reichweitenprognose bis Ende April 2024.

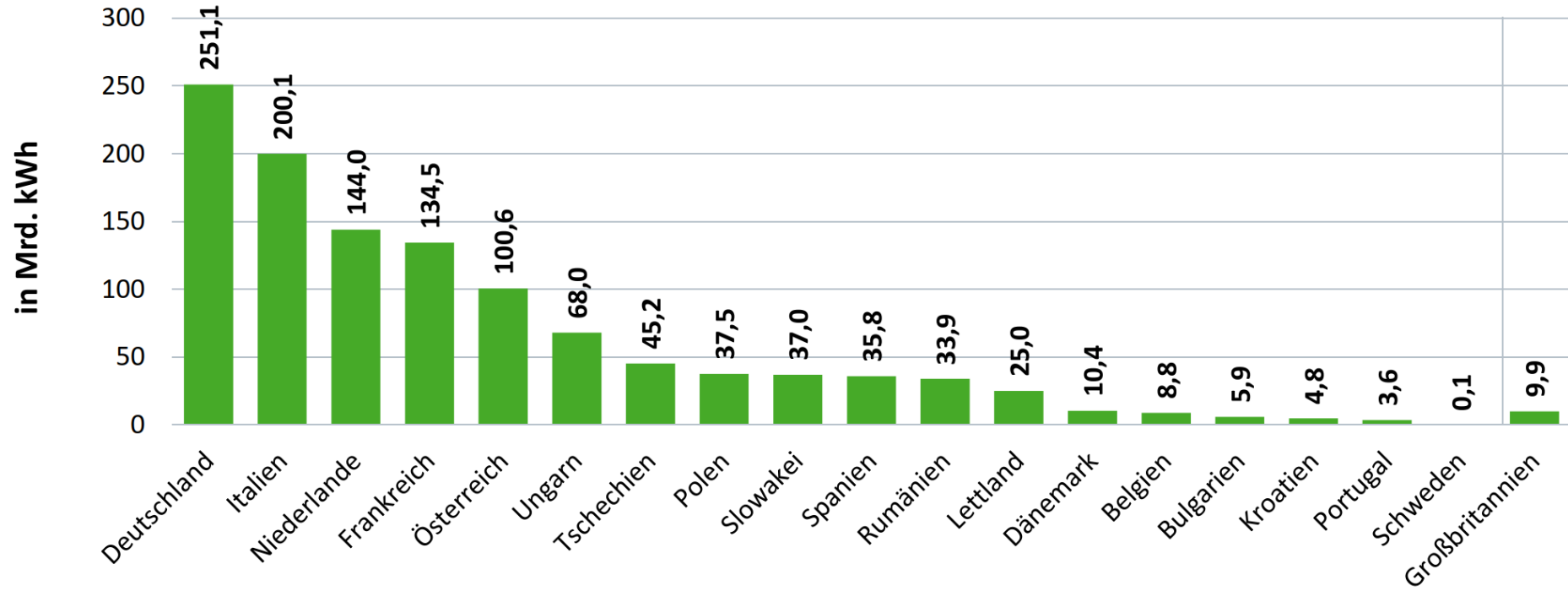


Berechnungsverfahren zur Speicherreichweite: siehe ewp-Sonderdruck



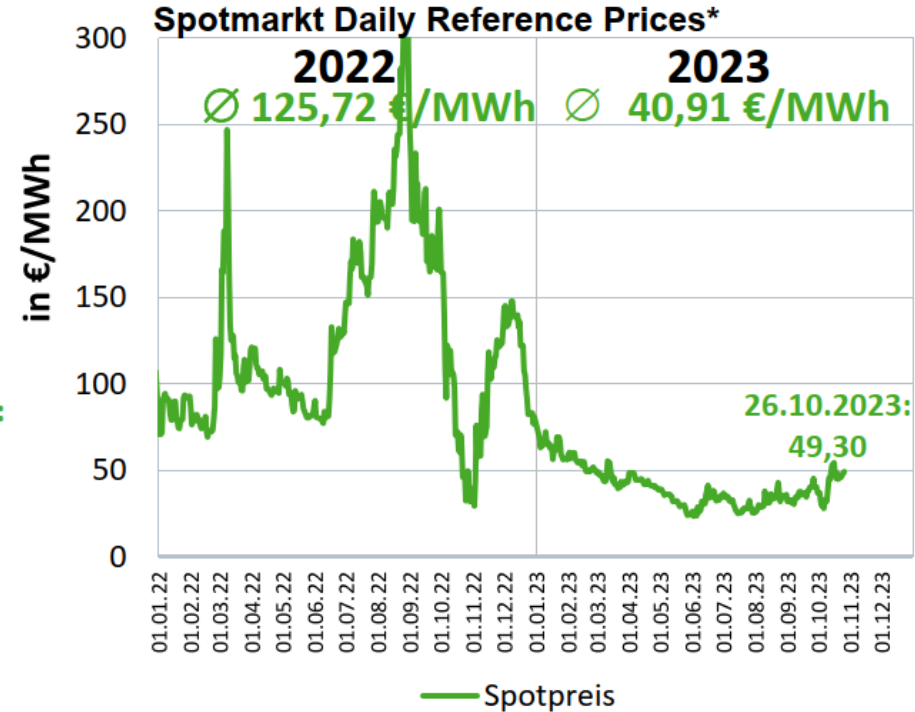
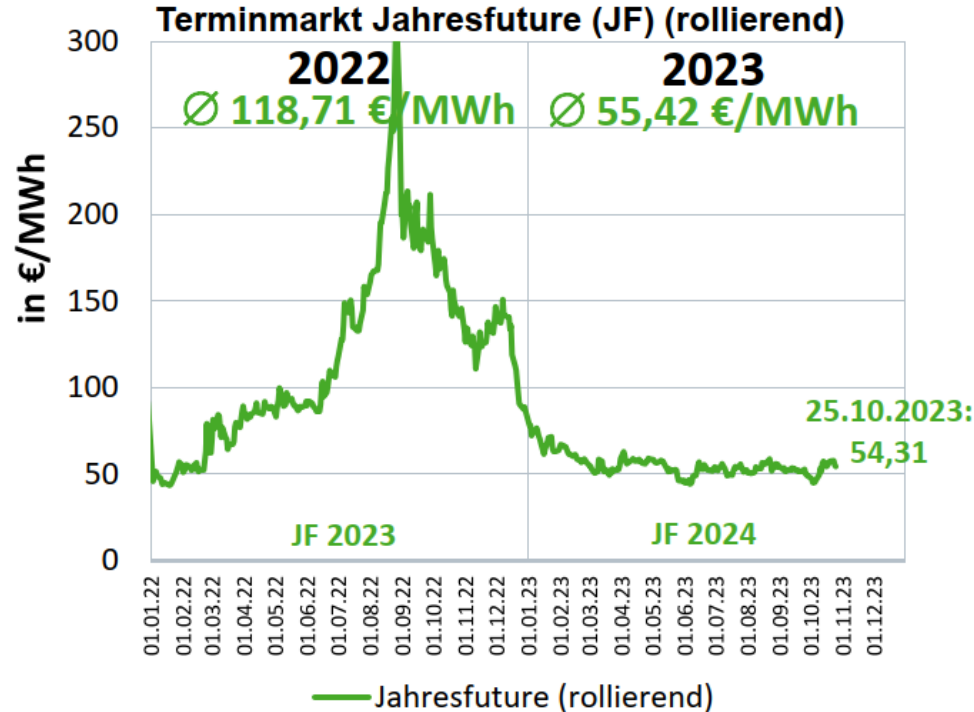
Arbeitsgasvolumina in Europa – Ländervergleich

(Quelle: GIE, 2024)



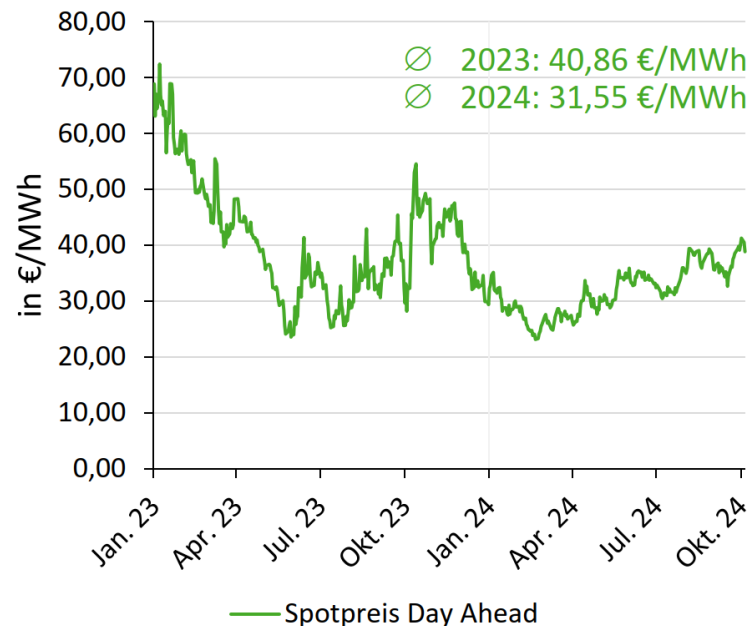
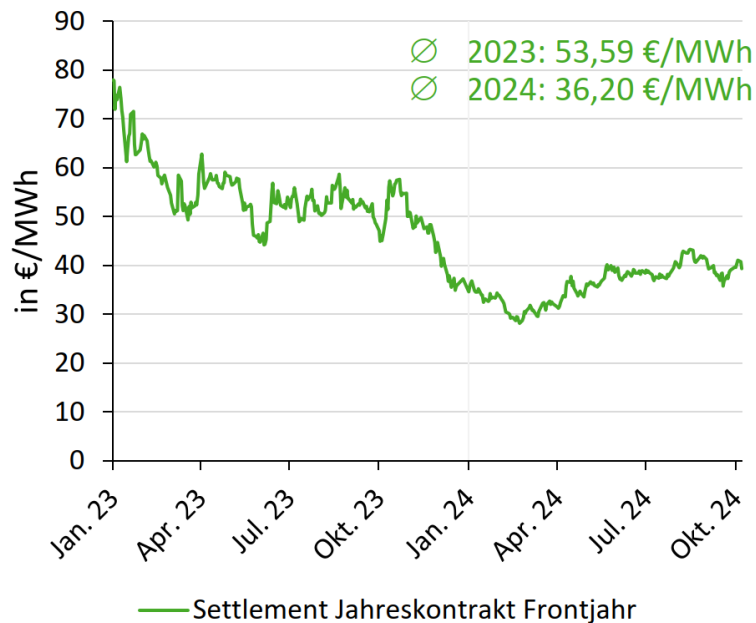
Preisentwicklung Erdgas Großhandel 1/2022 – 10/2023

(Quelle: EEX)



Preisentwicklung Erdgas (THE)

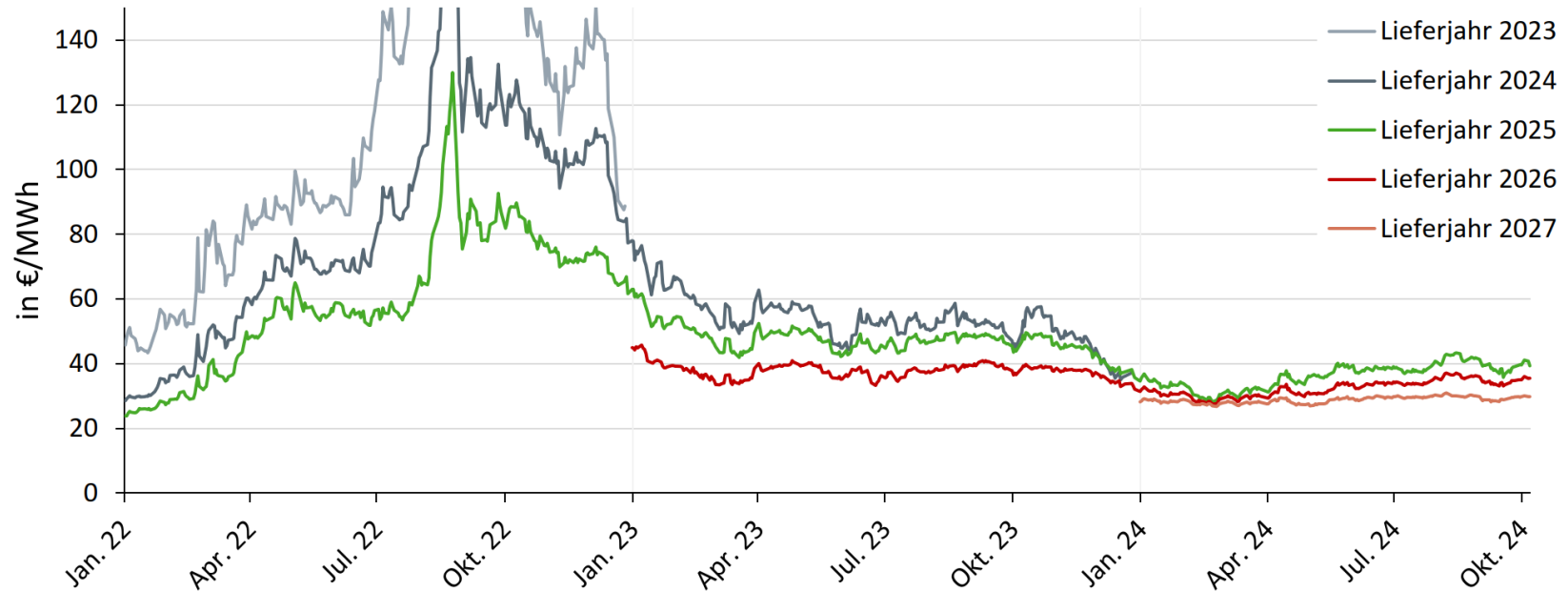
01.01.2023 – 08.10.2024



Quelle: EEX

Terminmarkt Erdgas: Jahresfutures (GOBY)

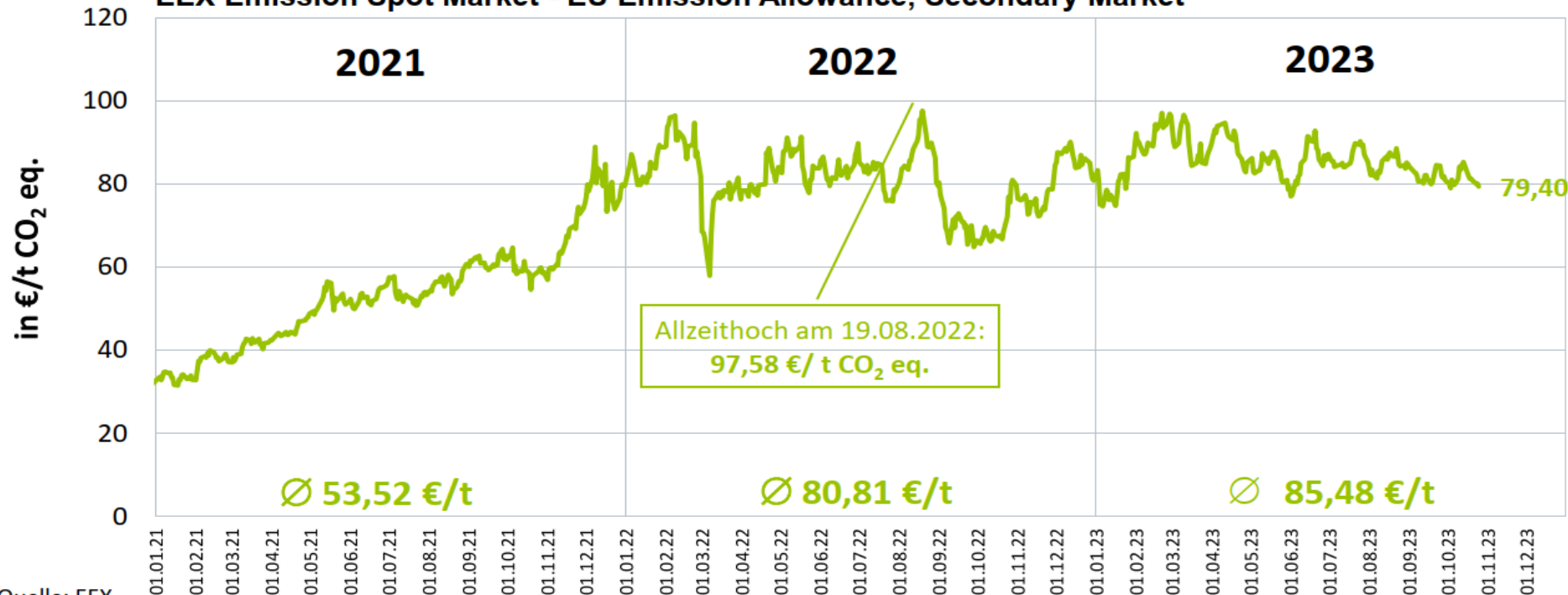
01.01.2022 – 08.10.2024



Quelle: EEX

Preisentwicklung CO₂-Emissionszertifikate im Zeitraum 1/2021 – 10/2023 (Quelle: EEX)

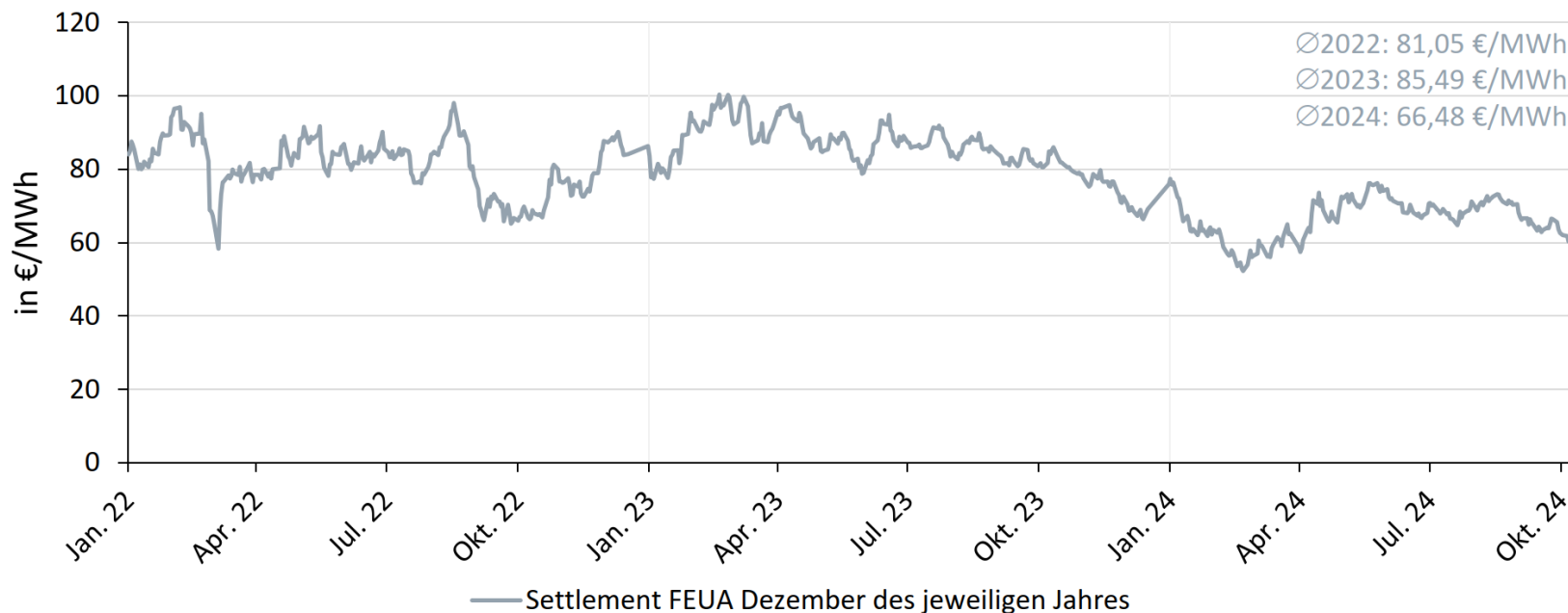
EEX Emission Spot Market - EU Emission Allowance, Secondary Market



Quelle: EEX

Preisentwicklung CO₂-Emissionszertifikate

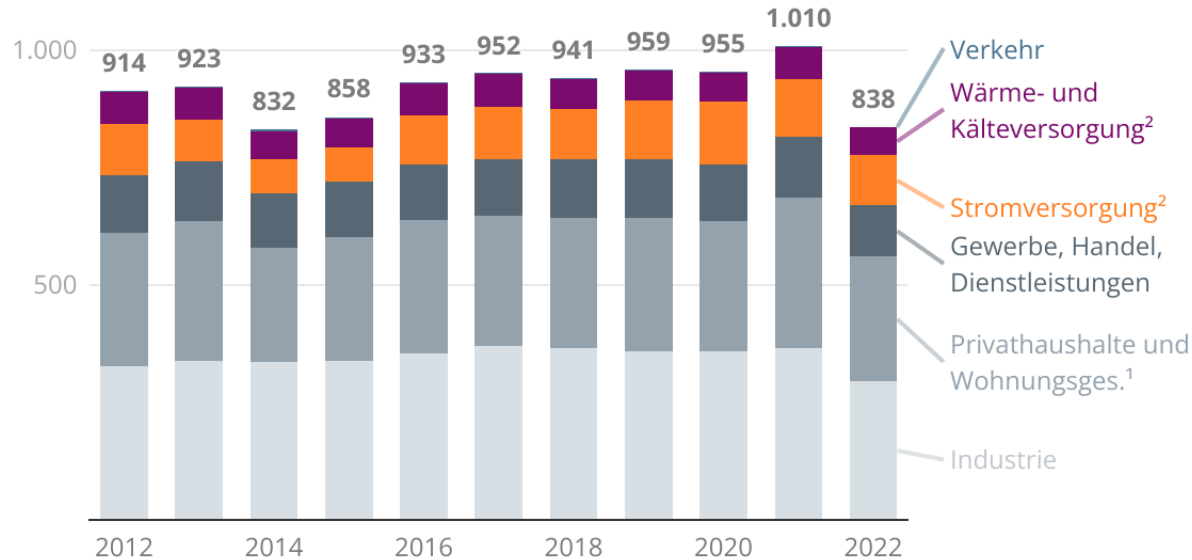
01.01.2022 – 08.10.2024



Quelle: EEX

Erdgasabsatz nach Abnehmern in Deutschland (in Mrd. kWh)

(Quelle: AGEb, bdew)



2022 vorläufig

Der Erdgasabsatz enthält nicht den Eigenverbrauch der Gaswirtschaft.

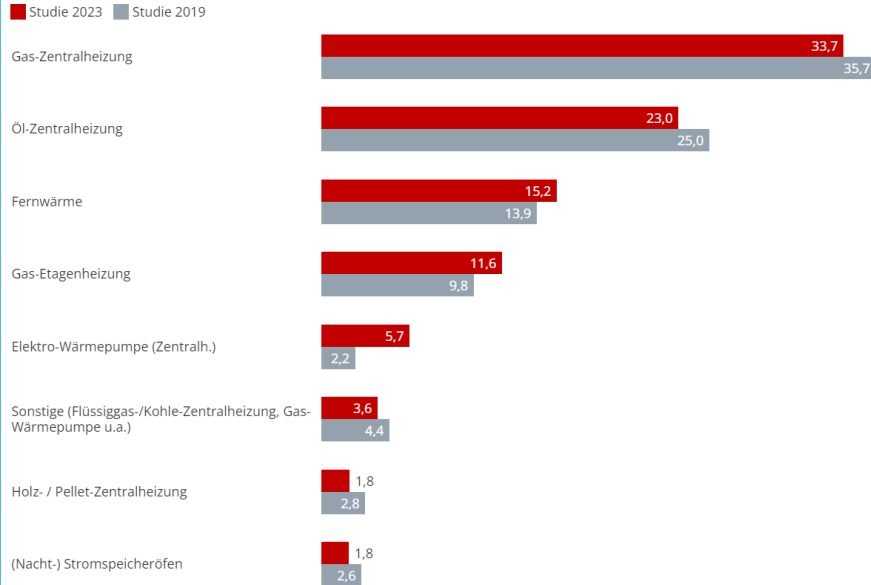
¹ ab 2018 einschl. Absatz an Wohnungsgesellschaften

² einschl. BHKW <1 MW

Stand: 10/2023

Genutzte Heizungssysteme in Deutschland

Heizung und Energie – Basis: 41,9 Mio. Wohnungen*, Angaben** in %



* Wohneinheiten, d.h. ein Mehrfamilienhaus mit sechs Parteien zählt als sechs Wohnungen, ein Einfamilienhaus zählt als eine Wohnung. Daten zu Wohngebäuden finden Sie in der Studie „Wie heizt Deutschland?“ 2023.

** Dargestellt sind nur die relevantesten Heizungssysteme, daher keine Summenbildung auf 100%

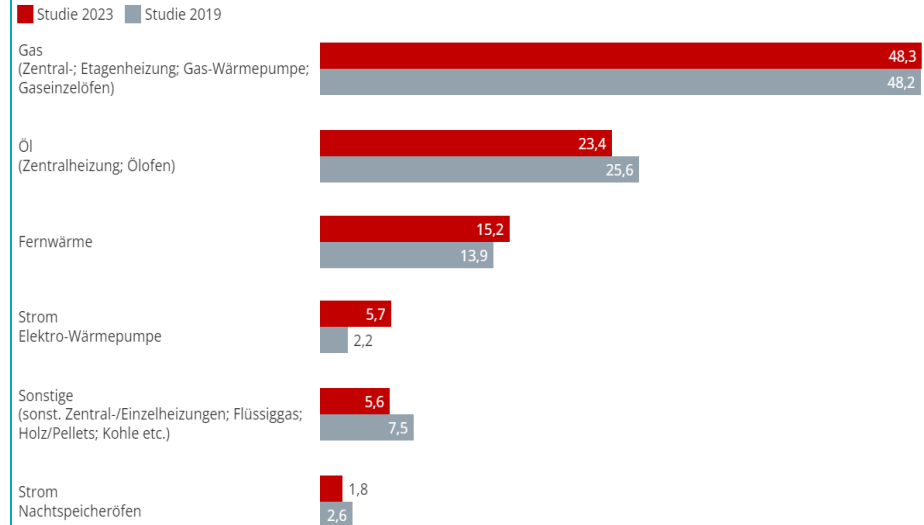
Stand: 11/2023

Quelle: BDEW-Studie: „Wie heizt Deutschland?“ 2023 • Daten • Einbetten • Grafik

bdew
Energie. Wissen. Leben.

Beim Heizen genutzte Energieträger

Heizung und Energie – Basis: 41,9 Mio. Wohnungen*, Angaben in %



Differenz in Summe durch Rundung; n = 6.426

* Wohneinheiten, d.h. ein Mehrfamilienhaus mit sechs Parteien zählt als sechs Wohnungen, ein Einfamilienhaus zählt als eine Wohnung. Daten zu Wohngebäuden finden Sie in der Studie „Wie heizt Deutschland?“ 2023.

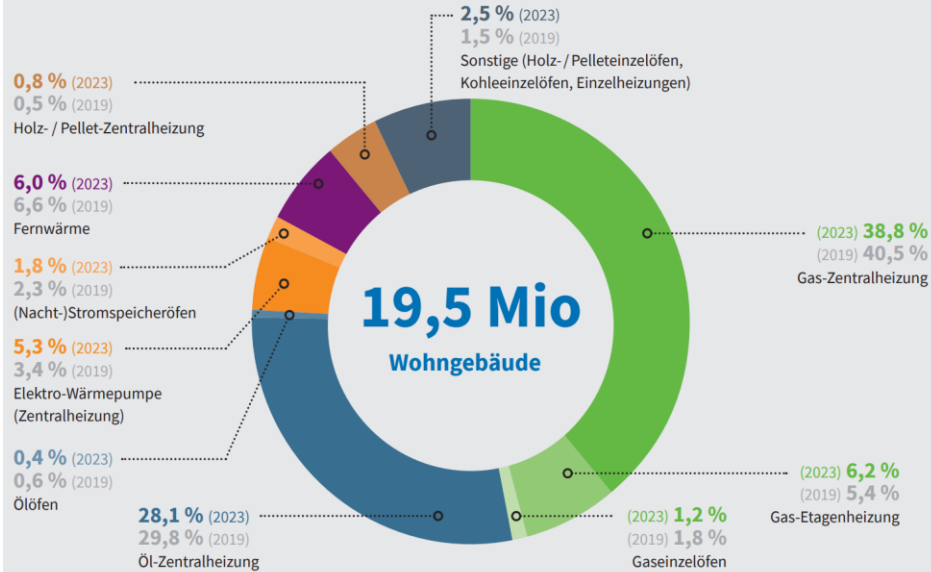
Stand: 11/2023

Quelle: BDEW-Studie: „Wie heizt Deutschland?“ 2023 • Daten • Einbetten • Grafik

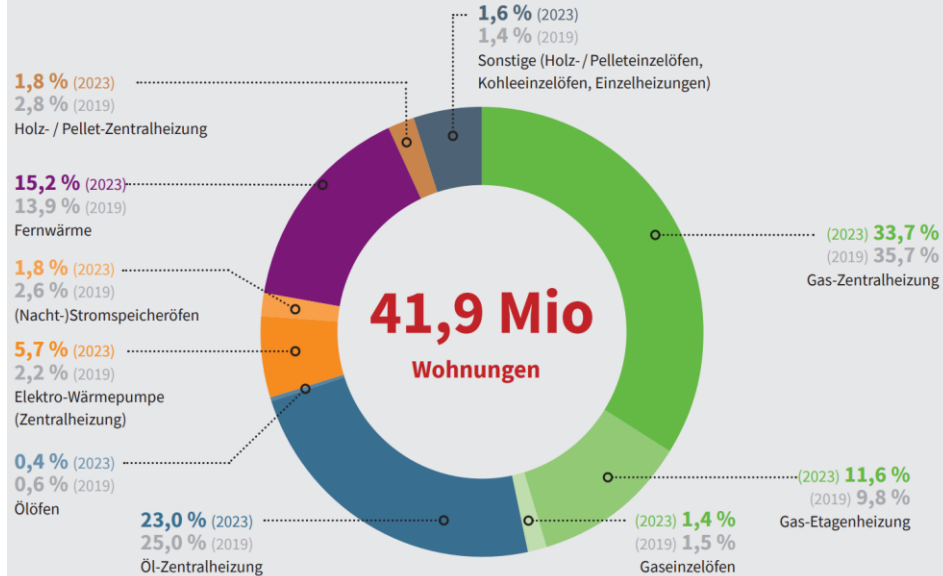
bdew
Energie. Wissen. Leben.

Wie heizt Deutschland?

Genutzte Heizungssysteme in Deutschland, Basis: **Wohngebäude**



Genutzte Heizungssysteme in Deutschland, Basis: **Wohnungen**



Genutzte Energieträger in Deutschland

Basis: **Wohnungen**

1,8 % (2023)

2,6 % (2019)

Strom (Nachtspeicheröfen)

5,7 % (2023)

2,2 % (2019)

Strom (Elektro-Wärmepumpe)

15,2 % (2023)

13,9 % (2019)

Fernwärme

23,4 % (2023)

25,6 % (2019)

Öl (Zentralheizung, Ölofen)

5,6 % (2023)

7,5 % (2019)

Sonstige (sonst. Zentral-/Einzelheizungen,
Flüssiggas, Holz/Pellets, Kohle etc.)

(2023) 48,3 %

(2019) 48,2 %

Gas (Zentral-, Etagenheizung,
Gas-Wärmepumpe,
Gaseinzelöfen)

41,9 Mio
Wohnungen

INHALTSVERZEICHNIS

- ➔ Globale/Europäische Gasentwicklungen bis 2024
- ➔ 2030ff: Wahrscheinliche Gasentwicklungen
- ➔ Globale Transformation von Erdgas zu Wasserstoff
- ➔ Erdgasversorgung Deutschlands
- ➔ **Gasproduktion (konventionell & unkonventionell) und Reichweiten**
- ➔ Einige größere Infrastrukturprojekte

Global gas flows and quantities

Type	Billion m ³
Annual production	3 670
Global reserves	197 100
Global resources	850 000
Globally remaining potential	1 047 100

Three quarters of the global reserves can be found inside the strategic ellipse



The **Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)** in Hannover uses the following definition:

Reserves (confirmed reserves):

Part of the total potential, which has been detected with great accuracy and which can be produced with the currently available technical means in an economic way.

Resources:

Part of the total potential, which either has been detected, but is currently not economically producible - or has not been detected geologically.

Total potential:

The sum of reserves und resources, which means the remaining potential that is available for future consumption.

$$\text{Static range} = \frac{\text{reserves}}{\text{current yearly production}}$$

Country	Reserves-to-Production Ratio in years	
	Reserves	Remaining Potential
Russia	75	312
Iran	167	216
Qatar	146	158
USA	128	323
Turkmenistan	12	82
Saudi Arabia	77	302
United Arab Emirates	95	217
Σ	69	200
World	55	289

1) Reserves + Resources = Remaining Potential

Source: BGR 2016

Further energy gases

- Apart from conventional natural gas, so-called unconventional natural gas is also produced (for example shale gas in the U.S.A. and coal bed methane in Australia)
- Europe, however, relies on an increasing production of biogas, biomethane and hydrogen as well as their derivatives, such as synthesis gases

There are 3 big „shale gas reservoirs“: Southern North Sea, Northern Germany, Poland. However: so far no production of unconventional gas in Europe



Tight Gas



- Gas stored in **porous sandstone**
- low vertical permeability
- no gas flow without „fracs“ (naturally or artificially created)

Source: Schlumberger 2010

Shale Gas



- Gas stored in **„bedrock“**
- very low permeability
- Necessity of „Fracs“

Coal Bed Methane



- Gas stored in **coal bed**
- Natural fracs often filled with water or gas
- Decisive measure: Removal of water

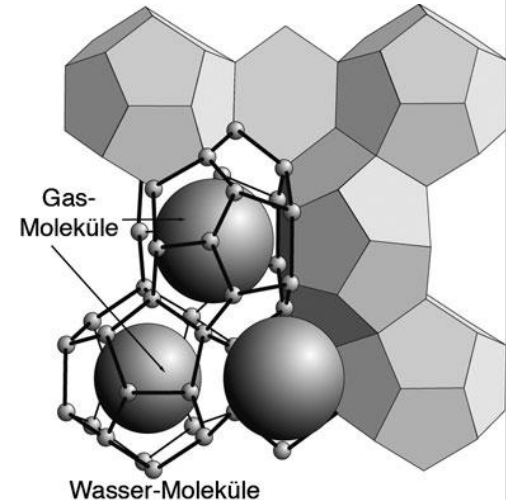
Relevance for our future energy supply

Methane hydrates - energy source of the future in the long term?

Potential: twice the energy content of the natural gas, mineral oil and coal deposits of the world

However: At present there is no known technical and economical method of extraction. Climate policy reinforces these challenges enormously

Pictures of methane hydrates and the principle embedding of methane in ice crystals



INHALTSVERZEICHNIS

- ➔ Globale/Europäische Gasentwicklungen bis 2024
- ➔ 2030ff: Wahrscheinliche Gasentwicklungen
- ➔ Globale Transformation von Erdgas zu Wasserstoff
- ➔ Erdgasversorgung Deutschlands
- ➔ Gasproduktion (konventionell & unkonventionell) und Reichweiten
- ➔ **Einige größere Infrastrukturprojekte**

The European gas network is well developed and secures gas liquidity (1/3)

The gas network continued to be expanded in recent years.

Project example:

OPAL

approx. 480 km DN 1400/PN 100 from Greifswald to Olbernhau (Erzgebirge), investment: approx. 1 billion €

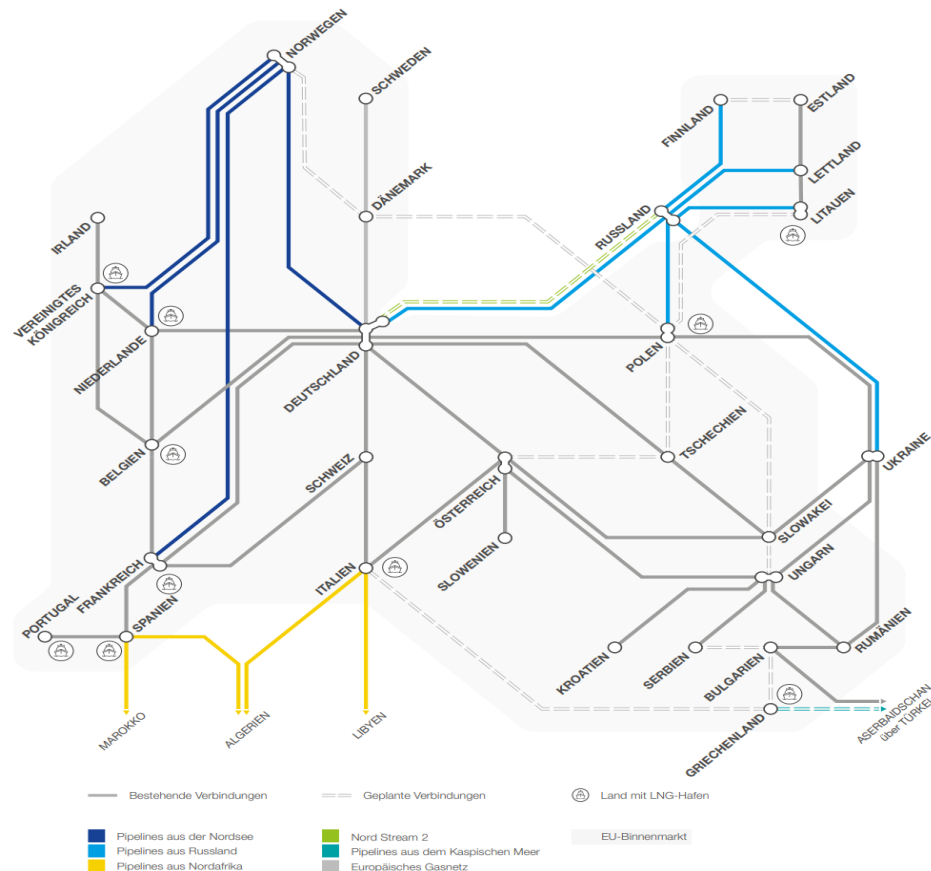
Gazelle

approx. 160 km DN 1400/PN 84, from Brandov/Olbernhau (Erzgebirge) to Waidhaus (Bavarian Forest), investment: approx. 400 million €

NEL (Northern European Natural Gas Line)

approx. 440 km DN 1400/PN100, investment: approx. 1 billion €, continuation from Greifswald to the region around Bremen (Rehden), from there connections in direction of **Benelux, France, UK**
Commissioning: 2012 – 2013

Dimensioning: approx. 440 km DN 1400 PN 100



The European gas network is well developed and secures gas liquidity (2/3)

The gas network continued to be expanded in recent years.
Project example:

Turk Stream

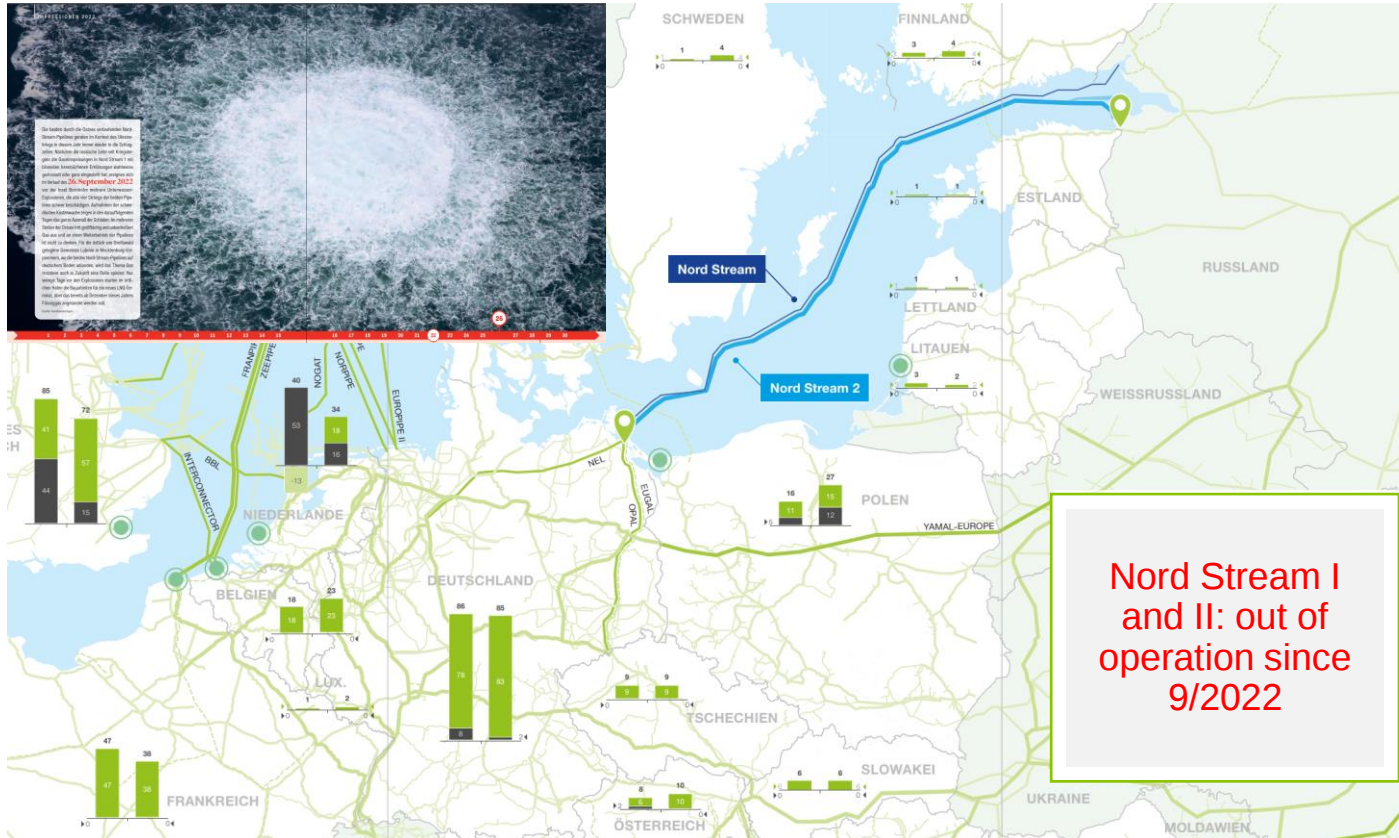
4 offshore lines through the Black Sea (910 km DN 800/PN 335). Capacity: 63 billion m³/a (20°C)
Landfall at Kiyiköy (European part of Turkey), onshore continuation to Ipsala (Turkish-Greek border). Length: 1100 km, 910 km offshore
In operation: since 2020

TAP

Directed from the Turkish-Greek border via Greece, Albania and the Adriatic Sea (offshore) to Southern Italy; upstream: TANAP (Trans Anatolian Pipeline) and SCP (South Caucasus Pipeline)
Length: 878 km , 113 km offshore
In operation: since 2020



The European gas network is well developed and secures gas liquidity (3/3)



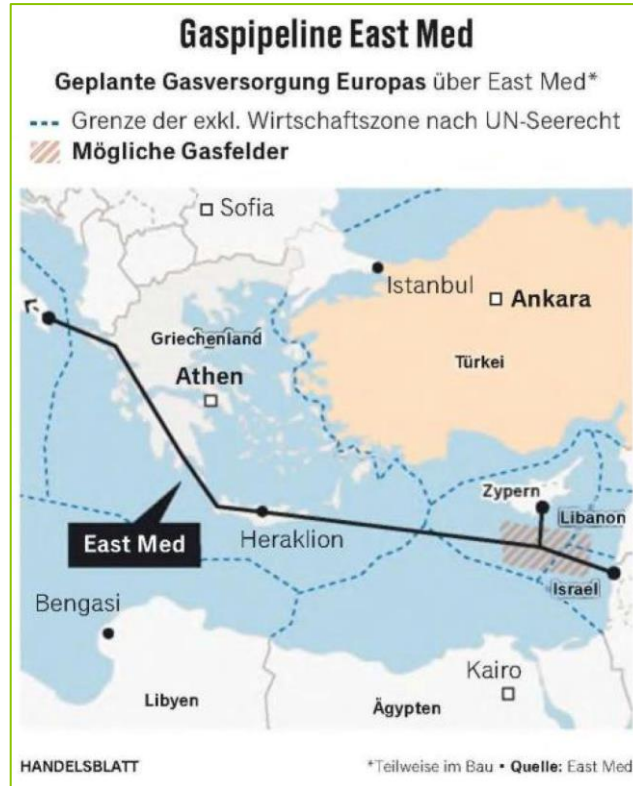
Deutsche LNG-Projekte



Tab. 4: Inventar der in Betrieb oder Bau befindlichen Anlagen bzw. weitere geplante Regasifizierungsanlagen

Eigner Betreiber	Ort	Art	Inbetriebnahme	Kapazität [bcm]	Anmerkung
2022/2023					
Uniper	Wilhelmshaven I	FSRU	21.12.22	6	
Deutsche Regas	Lubmin I	FSRU	14.01.23	4,5	Verlegung nach Mukran geplant
German LNG Terminal (KfW, Gasunie, RWE), DET	Brunsbüttel I	FSRU	20.01.23	3,5	Erste Anbindung
2023/2024					
German LNG Terminal (KfW, Gasunie, RWE), DET	Brunsbüttel I	FSRU	12/23	5	Zweite Anbindung
Hanseatic Energy Hub (Buss-Gruppe, Partners Group, Dow), DET	Stade I	FSRU	Q1/24	6	
Deutsche Regas	Mukran II	FSRU	10/23	5	
TES, EON, ENGIE, DET	Wilhelmshaven II	FSRU	Q1/24	4	
2024/...					
German LNG Terminal (KfW, Gasunie, RWE)	Brunsbüttel	Land-terminal	2025	8	NH3 Ready
Hanseatic Energy Hub (Buss-Gruppe, Partners Group, Dow)	Stade	Land-terminal	2025	13	Bio LNG, SNG
TES, Uniper	Wilhelmshaven	Land-terminal	2025	16	SNG (eNG)

Quelle: DNGW



Mittelmeer-Pipeline

Neues Rückgrat für Europas Gasversorgung?

Eine Pipeline soll zunächst Erdgas und später Wasserstoff aus dem Nahen Osten nach Europa bringen. Aber: Das Projekt ist politisch umstritten.

Diskutiert wird das Pipelineprojekt schon seit Anfang der 2000er-Jahre, als Israel vor seiner Küste mit der Gasförderung begann. Lange gab es Zweifel an der Wirtschaftlichkeit des Vorhabens. Der Bau soll sieben Milliarden Euro kosten. Auch der Streit über die Abgrenzung der Wirtschaftszonen im östlichen Mittelmeer bremste die Pläne. Aber die gestiegenen Gaspreise, die Versorgungsengpässe in Europa und die Bemühungen der EU, sich vom Lieferanten Russland abzunabeln, lassen das Projekt in einem neuen Licht erscheinen.



1. **IGU: Global Gas Report, 2024**
[Global Gas Report 2024 Edition – IGU](#)
2. **IEA: Gas market Report, Qx-2024**
3. [GIIGNL 2024-Annual-Report.pdf](#)
4. **bdew: Monatlicher Erdgasverbrauch in Deutschland – Vorjahresvergleich**
[Monatlicher Erdgasverbrauch in Deutschland - Vorjahresvergleich | BDEW](#)
5. **AGEB (Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen):**
[Berichte » AG Energiebilanzen e. V. \(ag-energiebilanzen.de\)](#)
6. **DVGW: Die Transformation zu Neuen Gasen hat begonnen, 2024:**
[transformatonspfad-neue-gase-rueckenwind.pdf \(dvgw.de\)](#)
7. **IEEJ Outlook: Complexity of achieving the energy transition under multiple pathways, has been released.:** [IEEJ Outlook 2024](#)



Ende Teil 2 – Erdgasproduktion und Handel

Nächster Teil 3 – Biogas