

# **Zwischenbericht L-H-Gas-Umstellung 2024**

---

## Impressum/ Legal Disclaimer

Ansprechpartner:  
Nils von Ohlen

Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V.,  
Georgenstraße 23, 10117 Berlin  
[info@fnb-gas.de](mailto:info@fnb-gas.de)

Berlin, 23.04.2024

Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber übernehmen keinerlei Gewähr für die Aktualität, Vollständigkeit oder Qualität der von Dritten bereitgestellten Inhalte und Informationen sowie eigener Aussagen zu zukünftigen Entwicklungen und Prognosen, welche naturgegeben mit Unsicherheiten behaftet sind. Haftungsansprüche gegen die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber für Schäden, welche mittelbar oder unmittelbar durch die Nutzung der dargebotenen Informationen verursacht wurden, sind ausgeschlossen.

**bayernets GmbH**

Poccistraße 7, 80336 München

[www.bayernets.de](http://www.bayernets.de)

**Ferngas Netzgesellschaft mbH**

Reichswaldstraße 52, 90571 Schwaig

[www.ferngas.de](http://www.ferngas.de)

**Fluxys Deutschland GmbH**

Elisabethstraße 5, 40217 Düsseldorf

[www.fluxys.com](http://www.fluxys.com)

**Fluxys TENP GmbH**

Elisabethstraße 5, 40217 Düsseldorf

[www.fluxys.com](http://www.fluxys.com)

**GASCADE Gastransport GmbH**

Kölnische Straße 108–112, 34119 Kassel

[www.gascade.de](http://www.gascade.de)

**Gastransport Nord GmbH**

Cloppenburger Straße 363, 26133 Oldenburg (Oldb)

[www.gtg-nord.de](http://www.gtg-nord.de)

**Gasunie Deutschland Transport Services GmbH**

Pasteurallee 1, 30655 Hannover

[www.gasunie.de](http://www.gasunie.de)

**GRTgaz Deutschland GmbH**

Rosenthaler Straße 40/41, 10178 Berlin

[www.grtgaz-deutschland.de](http://www.grtgaz-deutschland.de)

**Lubmin-Brandov Gastransport GmbH**

Huttropstraße 60, 45138 Essen

[www.lbtg.de](http://www.lbtg.de)

**NEL Gastransport GmbH**

Kölnische Straße 108–112, 34119 Kassel

[www.nel-gastransport.de](http://www.nel-gastransport.de)

**Nowega GmbH**

Anton-Bruchhausen-Straße 4, 48147 Münster

[www.nowega.de](http://www.nowega.de)

**ONTRAS Gastransport GmbH**

Maximilianallee 4, 04129 Leipzig

[www.ontras.com](http://www.ontras.com)

**Open Grid Europe GmbH**

Kallenbergstraße 5, 45141 Essen

[www.oge.net](http://www.oge.net)

**terranets bw GmbH**

Am Wallgraben 135, 70565 Stuttgart

[www.terranets-bw.de](http://www.terranets-bw.de)

**Thyssengas GmbH**

Emil-Moog-Platz 13, 44137 Dortmund

[www.thyssengas.com](http://www.thyssengas.com)

## Inhalt

<b>1</b>	<b>Aktuelle L-H-Gas-Umstellungsplanung</b>	<b>8</b>
1.1	Einleitung	8
1.2	L-Gas-Leistungsbilanz 2030	9
1.2.1	Bedarf an Einspeiseleistung	10
1.2.2	Bedarf an Ausspeiseleistung	13
1.2.3	Deutschlandweite kapazitative L-Gas-Bilanz	14
1.3	L-Gas-Mengenbilanz	14
1.3.1	Grundsätzliche Vorgehensweise	15
1.3.2	Analyse des Gaswirtschaftsjahres 2022/2023 und Auswirkungen auf die L-Gas-Mengenbilanz	15
1.3.3	L-Gas-Mengenbilanz für Deutschland	16
1.4	Anzahl der jährlichen Geräteanpassungen	20
1.5	Umstellungsbereiche	22
1.5.1	Festlegung der Umstellungsbereiche	22
	Übersicht der Umstellungsbereiche	22
1.5.2	Veränderte Umstellungsbereiche im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032	25
1.5.3	Mögliche Veränderung bei der L-H-Gas-Umstellungsplanung	25
1.6	Ableitung der deutschen Produktion	26
	<b>Anlagen</b>	<b>27</b>
	<b>Glossar</b>	<b>30</b>
	<b>Literatur</b>	<b>31</b>

## Abbildungen und Tabellen

Abbildung 1:	Kumulierte Anzahl der anzupassenden Verbrauchsgeräte von 2015 bis 2030	9
Abbildung 2:	Importpunkte aus den Niederlanden	11
Abbildung 3:	Deutschlandweite kapazitive L-Gas-Bilanz	14
Abbildung 4:	Importmengen aus den Niederlanden im Gaswirtschaftsjahr 2022/2023	16
Abbildung 5:	Förderung in den Aufkommensgebieten Elbe-Weser und Weser-Ems	18
Abbildung 6:	Deutschlandweite L-Gas-Mengenbilanz	19
Abbildung 7:	Anzahl der anzupassenden Verbrauchsgeräte pro Jahr in den bis 2030 benannten Umstellungsbereichen	21
Abbildung 8:	Kumulierte Anzahl der anzupassenden Verbrauchsgeräte von 2015 bis nach 2030	21
Abbildung 9:	L-H-Gas-Umstellungsbereiche bis 2029	23
Abbildung 10:	Umgestellte L-H-Gas-Umstellungsbereiche bis 2023	29
Tabelle 1:	Entwicklung der Produktionskapazitäten für inländische Produktion	10
Tabelle 2:	Aufteilung der L-Gas-Importleistung auf die Grenzübergangspunkte	12
Tabelle 3:	Entwicklung der angesetzten Ausspeicherleistungen der L-Gas-Speicher	13
Tabelle 4:	Deutschlandweite kapazitive L-Gas-Bilanz	14
Tabelle 5:	Aktuelle L-Gas Bedarfsentwicklung im Vergleich zum Umsetzungsbericht 2023	17
Tabelle 6:	Importbedarf aus den Niederlanden für ein kaltes und durchschnittliches Jahr	19
Tabelle 7:	Deutschlandweite L-Gas-Mengenbilanz für ein kaltes und durchschnittliches Jahr	20
Tabelle 8:	Übersicht der L-H-Gas-Umstellungsbereiche	24

Tabelle 9:	Veränderte Umstellungsbereiche im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032	25
Tabelle 10:	Übersicht bereits umgestellter Bereiche 2015-2023	27

# 1 Aktuelle L-H-Gas-Umstellungsplanung

Mit diesem Zwischenbericht legen die Fernleitungsnetzbetreiber den aktuellen Stand der L-H-Gas-Umstellungsplanung (Stichtag 01. Oktober 2023) vor.

Nach einer kurzen Einleitung (vgl. Kapitel 1.1) werden die L-Gas-Leistungs- und -Mengenbilanz (vgl. Kapitel 1.2 und 1.3) für Deutschland dargestellt. Anschließend wird auf die jährlichen Geräteanpassungen (vgl. Kapitel 1.4) eingegangen, bevor die Umstellungsbereiche in Kapitel 1.5 ausgewiesen werden. In den Kapiteln 1.5.2 und 1.5.3 werden die Veränderungen in der L-H-Gas-Umstellungsplanung gegenüber dem Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032 [FNB Gas 2024] sowie darüber hinausgehende mögliche Veränderungen skizziert. Abschließend wird in Kapitel 1.6 auf die Ableitung der deutschen Produktion eingegangen.

## 1.1 Einleitung

Bei dem in Deutschland verbrauchten Erdgas unterscheidet man zwischen L-Gas und H-Gas. L-Gas ("Low calorific gas") weist einen niedrigeren Brennwert auf. Bei H-Gas ("High calorific gas") ist der Methangehalt und damit auch der Brennwert im Vergleich höher.

Ein Teil des deutschen Gasmarktes wird mit L-Gas versorgt. L-Gas stammt ausschließlich aus Aufkommen der deutschen Produktion und niederländischen Importen. Das H-Gas stammt im Wesentlichen aus Norwegen oder gelangt über LNG-Anlagen nach Deutschland. Die beiden unterschiedlichen Gruppen der Methanbeschaffenheit müssen aus technischen und eichrechtlichen Gründen in definierten Grenzen in getrennten Systemen transportiert werden. Für Netzbereiche, die mit Gas einer geänderten Beschaffenheit versorgt werden sollen, muss unter anderem eine Anpassung der Verbrauchsgeräte erfolgen.

In den letzten Jahren sind in den Niederlanden im Umfeld des Groningen-Feldes vermehrt Erdbeben aufgetreten, die in Zusammenhang mit der Erdgasförderung gesehen werden. Diese haben zu einem erheblichen politischen Druck geführt, die Groningen-Produktion schnellstmöglich zu beenden. Daraufhin wurde die Förderung in den vergangenen Jahren bereits deutlich reduziert und ab dem Winter 2023/24 nur noch als Reserve genutzt [MEACP 2023]. Es ist geplant, das Groningen-Feld im Oktober 2024 endgültig zu schließen [MEK 2023].

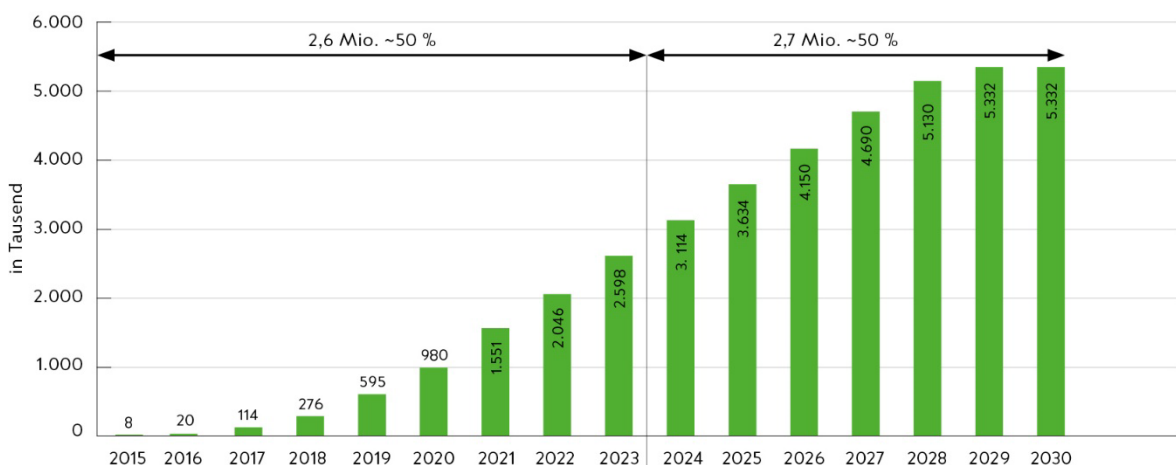
Die rückläufige L-Gas-Produktion in den Niederlanden hat sowohl in Bezug auf die in Deutschland verfügbaren Jahresmengen als auch auf die zur Verfügung stehenden Leistungen erhebliche Auswirkungen. Deshalb befinden sich die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber in einem regelmäßigen Austausch mit dem niederländischen Fernleitungsnetzbetreiber Gasunie Transport Services B.V. (GTS), um die Planungsannahmen für zukünftige L-Gas-Importe zu harmonisieren und zu aktualisieren. Dieser Austausch erfolgt zum einen direkt zwischen den Netzbetreibern und zum anderen über die „Task Force Monitoring L-Gas Market Conversion“, die auf Initiative des niederländischen Wirtschaftsministeriums etabliert wurde. Im Rahmen dieser Task Force wird unter Federführung der jeweiligen Wirtschaftsministerien aus den Niederlanden, Belgien, Frankreich und Deutschland halbjährlich ein Bericht erstellt, um gegenüber dem niederländischen Parlament unter anderem zu den Maßnahmen zur Reduktion des L-



Gas-Absatzes bzw. der L-Gas-Förderung zu berichten. Der jüngste Bericht der Task Force wurde im März 2024 veröffentlicht.

Wie in Kapitel 1.2 ersichtlich, ist die L-Gas-Produktion auch in Deutschland rückläufig. Um den Rückgängen der in- und ausländischen Aufkommen zu begegnen, stellen die Fernleitungsnetzbetreiber sukzessive die mit L-Gas versorgten Gebiete auf H-Gas um. Seit Beginn der L-H-Gas-Umstellung im Jahr 2015 wurden 75 Bereiche mit insgesamt rund 2,6 Mio. Geräten umgestellt. Eine Übersicht der bereits umgestellten Bereiche findet sich in Anlage 1. Dies entspricht rund 50 % der insgesamt bis zum Jahr 2029 umzustellenden Geräte. Insgesamt entspricht das in Deutschland seit dem Jahr 2015 realisierte Umstellungsvolumen einer jährlichen Verbrauchsmenge von rund 139 TWh und einer Leistung von 40 GWh/h.

**Abbildung 1: Kumulierte Anzahl der anzupassenden Verbrauchsgeräte von 2015 bis 2030**



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Im Jahr 2023 haben GTG Nord, OGE, Thyssengas und Nowega größere Netzbereiche mit in Summe ca. 550.000 Geräten erfolgreich umgestellt. Alle hierfür erforderlichen Ausbaumaßnahmen am Netz der Fernleitungsnetzbetreiber wurden zeitgerecht für die L-H-Gas-Umstellung in Betrieb genommen.

## 1.2 L-Gas-Leistungsbilanz 2030

Die L-Gas-Leistungsbilanz stellt die erwartete L-Gas-Kapazitätsbedarfsentwicklung der zur Verfügung stehenden Einspeiseleistung gegenüber. Die Einspeiseleistung setzt sich aus Produktion, Importen, Speichern und Konvertierung zusammen. Der L-Gas-Kapazitätsbedarf berücksichtigt die aktuelle Umstellungsplanung zum Stichtag 01. Oktober 2023. Die einzelnen Positionen der L-Gas-Bilanz 2030 werden im Folgenden näher erläutert.

## 1.2.1 Bedarf an Einspeiseleistung

### Inländische Produktion

Die in Tabelle 1 dargestellte Entwicklung der Produktionskapazitäten basiert auf den Angaben des Bundesverbands Erdgas, Erdöl und Geoenergie e. V. (BVEG) vom Mai 2023. Die Produktionskapazitäten sind wie in der Vergangenheit durch den BVEG mit einem Sicherheitsabschlag versehen worden.

*Tabelle 1: Entwicklung der Produktionskapazitäten für inländische Produktion*

Jahr	Deutschland	Gebiet Elbe-Weser	Gebiet Elbe-Weser mit Sicherheitsabschlag gemäß BVEG	Gebiet Weser-Ems	Gebiet Weser-Ems mit Sicherheitsabschlag gemäß BVEG
L-Gas					
Mio. m³/h					
2024	0,56	0,22	0,20	0,33	0,30
2025	0,52	0,21	0,19	0,30	0,27
2026	0,49	0,21	0,18	0,27	0,24
2027	0,45	0,19	0,17	0,24	0,22
2028	0,41	0,18	0,15	0,22	0,19
2029	0,37	0,16	0,14	0,19	0,17
2030	0,33	0,14	0,12	0,18	0,15

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

### Importe aus den Niederlanden

Den größten Beitrag auf der Einspeiseseite erbringen die Importe aus den Niederlanden, die im Gaswirtschaftsjahr 2023/2024 mehr als 60 % der L-Gas-Versorgungsleistung darstellen. Dabei ist zwischen den Import-Clustern Oude Statenzijl und Winterswijk/Zevenaar zu unterscheiden (vgl. Abbildung 2).

Abbildung 2: Importpunkte aus den Niederlanden



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Ein Teil der Importleistung aus den Niederlanden wird auf deutscher Seite über unterbrechbare Kapazitäten zur Verfügung gestellt, da die im Winter benötigte Importleistung zur Abdeckung des Spitzenbedarfs in Schwachlastfällen im Sommer nicht gesichert transportiert werden kann.

Der Produktionsrückgang in den Niederlanden führt zu einer sukzessiven Reduktion der L-Gas-Exportleistung nach Deutschland. Daher wird in der L-Gas-Leistungsbilanz die Leistung linear abfallend angesetzt.

Die in Tabelle 2 aufgezeigten Importleistungen sind mit der GTS abgestimmt und gegenüber dem Umsetzungsbericht 2023 [FNB Gas 2023] unverändert. Die L-Gas-Importe aus den Niederlanden stammen nicht mehr aus dem Groningen-Feld, sondern werden mittels Beimischung von Stickstoff ins H-Gas erzeugt. Dadurch besteht auf deutscher Seite kein Potential mehr, H-Gas in das konvertierte L-Gas aus den Niederlanden beizumischen.

**Tabelle 2: Aufteilung der L-Gas-Importleistung auf die Grenzübergangspunkte**

Gaswirtschaftsjahr	Oude Statenzijl	Zevenaar, Winterswijk	Summe
	GWh/h		
2023/2024	7,0	21,6	28,6
2024/2025	7,0	16,9	23,9
2025/2026	7,0	12,1	19,1
2026/2027	3,0	11,3	14,3
2027/2028	2,2	7,3	9,5
2028/2029	2,2	2,6	4,8
2029/2030	0,0	0,1	0,1

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

## L-Gas-Speicher

Die in der L-Gas-Bilanz berücksichtigte Ausspeicherleistung der in Tabelle 3 aufgeführten L-Gas-Speicher liegt im Gaswirtschaftsjahr 2023/2024 bei 12,3 GWh/h.

Hierbei werden die Ausspeicherleistungen in der L-Gas-Bilanz berücksichtigt, die mit dem heutigen L-Gas-Netz transporttechnisch realisierbar sind.

**Tabelle 3: Speicherleistungen der L-Gas-Speicher am Fernleitungsnetz**

Gaswirtschaftsjahr 2023/2024	Empelde	Epe	Nüttermoor	Summe
	GWh/h			
In der L-Gas-Bilanz berücksichtigte Leistung	1,6	7,0	3,7	12,3

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 4 zeigt die zeitliche Entwicklung der von den Fernleitungsnetzbetreibern angesetzten Ausspeicherleistungen für die Speicher Empelde, Epe und Nüttermoor.

**Tabelle 4: Entwicklung der angesetzten Ausspeicherleistungen der L-Gas-Speicher**

Gaswirtschaftsjahr	Empelde	Epe	Nüttermoor	Summe
	GWh/h			
2023/2024	1,6	7,0	3,7	12,3
2024/2025	1,6	5,5	1,9	9,0
2025/2026	1,6	5,0	0,2	6,8
2026/2027	1,6	3,5	0,0	5,1
2027/2028	1,6	2,5	0,0	4,1
2028/2029	1,6	2,0	0,0	3,6
2029/2030	0,0	0,0	0,0	0,0

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

## Konvertierung

Eine weitere Möglichkeit der Kompensation rückläufiger L-Gas-Aufkommen und -Importe ist der Einsatz von technischen Konvertierungsanlagen. Hierbei wird mittels Beimischung von Stickstoff oder Luft in einen H-Gas-Strom L-Gas gemäß dem DVGW Arbeitsblatt G 260 konditioniert.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben für spezielle Netzsituationen eine L-H-Gas-Umstellung und eine Konvertierung gegenübergestellt und in den beiden folgenden Fällen technische Konvertierung zur Darstellung von Ausspeiseleistungen eingeplant:

### Konvertierungsanlage Nowega in Rehden

Die Konvertierungsanlage im Netzbereich der Nowega verfügt über eine Gesamtleistung von 2,4 GWh/h.

### Konvertierungsanlage Thyssengas in Broichweiden

Die Konvertierungsanlage im Netzbereich der Thyssengas verfügt über eine Gesamtleistung von 0,25 GWh/h.

## 1.2.2 Bedarf an Ausspeiseleistung

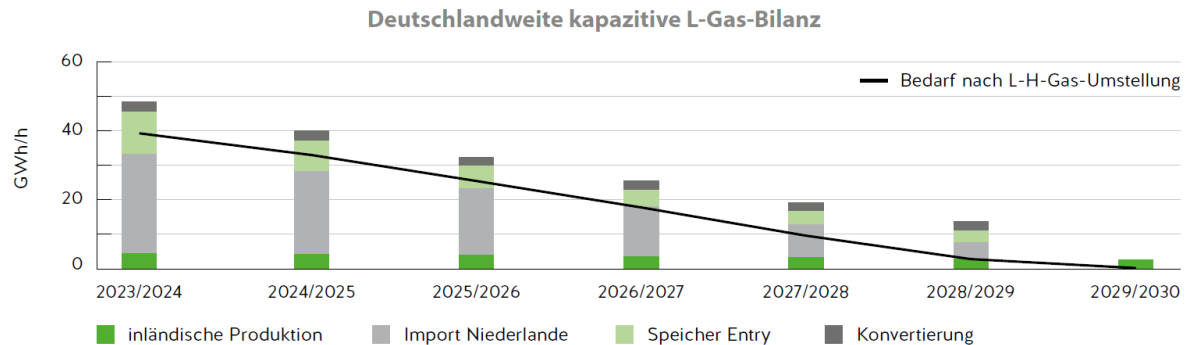
Der Kapazitätsbedarf von Verteilernetzbetreibern (VNB), Industrie und Kraftwerken ist gegenüber Kapitel 5 des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 [FNB Gas 2024] leicht reduziert. Bei den VNB wurden die plausibilisierten Langfristprognosen aus 2023 bzw. internen Bestellungen zugrunde gelegt.

Im Vergleich zum Umsetzungsbericht 2023 ergeben sich durch fortgeschrittene Umstellungsplanungen und zeitlich vorgezogene Umstellungsbereiche weitere geringfügige Veränderungen des verbleibenden L-Gas-Bedarfs.

### 1.2.3 Deutschlandweite kapazitative L-Gas-Bilanz

Abbildung 3 und Tabelle 5 zeigen die deutschlandweite L-Gas-Leistungsbilanz.

*Abbildung 3: Deutschlandweite kapazitive L-Gas-Bilanz*



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

*Tabelle 5: Deutschlandweite kapazitive L-Gas-Bilanz*

Gaswirtschaftsjahr	Inländische Produktion	Import Niederlande	Speicher Entry	Konvertierung Nowega/ Thyssengas	Summe Darbietung	L-Gas-Bedarf	L-Gas-Bedarf ohne L-H-Gas-Umstellung
GW/h/h							
2023/2024	4,5	28,6	12,3	2,7	48,1	39,6	39,6
2024/2025	4,2	23,9	9,0	2,7	39,8	32,8	39,1
2025/2026	3,9	19,1	6,8	2,4	32,2	25,3	39,0
2026/2027	3,5	14,3	5,1	2,4	25,3	17,6	38,8
2027/2028	3,1	9,5	4,1	2,4	19,2	9,4	39,4
2028/2029	2,8	4,8	3,6	2,4	13,6	2,7	39,2
2029/2030	2,5	0,1	0,0	0,0	2,5	0,1	39,2

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die Aktualisierungen der Planungsprämissen im vorliegenden Zwischenbericht 2024 gegenüber den Ergebnissen des Umsetzungsberichts 2023 haben eine L-Gas-Bedarfsreduzierung von 2,5 GW/h/h für das Gaswirtschaftsjahr 2023/2024 ergeben. Auch die folgenden Gaswirtschaftsjahre weisen leichte L-Gas-Bedarfsreduktionen auf.

## 1.3 L-Gas-Mengenbilanz

Die Mengenbilanz beinhaltet die Auswirkungen der Aktualisierung der L-H-Gas-Umstellungsplanung, die Ergebnisse der Analyse des Gaswirtschaftsjahres 2022/2023 sowie aktualisierte Annahmen zur L-Gas-Verbrauchsentwicklung und den Importmengen aus den Niederlanden.

Die Fernleitungsnetzbetreiber möchten hierdurch sicherstellen, dass neben der Absicherung der zu erwartenden Leistungsspitzen (Leistungsbilanz) auch die

Verfügbarkeit ausreichender L-Gas-Mengen (Mengenbilanz) während des gesamten Zeitraumes der Marktraumumstellung transparent gemacht wird.

### **1.3.1 Grundsätzliche Vorgehensweise**

Der L-Gas-Mengenbedarf der Umstellungsgebiete basiert auf historischen Verbrauchswerten, die mittels einer Temperaturbereinigung auf ein kaltes Jahr und ein Jahr mit durchschnittlichen Temperaturen umgerechnet werden. Durch die fortschreitende Marktraumumstellung werden jährlich Teile der L-Gas-Mengen durch H-Gas ersetzt und damit der L-Gas-Bedarf in Summe sukzessive reduziert. Zur Prognose der zukünftigen Mengenentwicklung wird der jeweils zugrunde liegende Netzentwicklungsplan Gas herangezogen. Ergeben sich aus der Analyse des jeweils abgelaufenen Gaswirtschaftsjahres (hier: 2022/2023) zusätzliche Erkenntnisse, so werden die Auswirkungen auf die Verbrauchsentwicklung analysiert und bewertet.

Zur Erstellung der L-Gas-Mengenbilanz werden die Bedarfsannahmen den Annahmen zur Entwicklung der inländischen Produktion und den Importmengen aus den Niederlanden gegenübergestellt. Die Annahmen zur Produktionsentwicklung basieren dabei auf der Prognose der regionalen Erdgasförderung des BVEG, während die geplanten Importmengen jährlich mit GTS abgestimmt werden.

### **1.3.2 Analyse des Gaswirtschaftsjahres 2022/2023 und Auswirkungen auf die L-Gas-Mengenbilanz**

#### **Analyse des Gaswirtschaftsjahres 2022/2023**

Im Gaswirtschaftsjahr 2022/2023 lag die (Durchschnitts-)Temperatur über dem Vergleichswert. Daher war der L-Gas-Verbrauch in Deutschland temperaturbedingt niedriger als angenommen. Durch den russischen Angriffskrieg auf die Ukraine hat es vor allem aufgrund der stark gestiegenen Preise weitere Einspareffekte gegeben. Der L-Gas-Bedarf von Letztverbrauchern betrug 106,4 TWh und lag somit 34 TWh (24 %) unter den Planungsannahmen des Umsetzungsberichts 2023 in Höhe von 140,4 TWh [FNB Gas 2023]. Umgerechnet auf die Temperaturen des Gaswirtschaftsjahres 2022/2023 beträgt die Planmenge des Umsetzungsberichts 2023 für das Gaswirtschaftsjahr 2022/2023 131,7 TWh. Somit ist die Abweichung zwischen Planmenge und tatsächlichem Bedarf zu rund 25 % (8,7 TWh) auf den Temperatureffekt und zu rund 75 % (25,3 TWh) auf Einspareffekte zurückzuführen.

Der L-Gas-Anteil der deutschen Produktion lag im Gaswirtschaftsjahr 2022/2023 mit rund 30 TWh rund 0,5 TWh über den Planungsannahmen der Fernleitungsnetzbetreiber in Höhe von 29,5 TWh (unter Berücksichtigung des Sicherheitsabschlags der Fernleitungsnetzbetreiber).

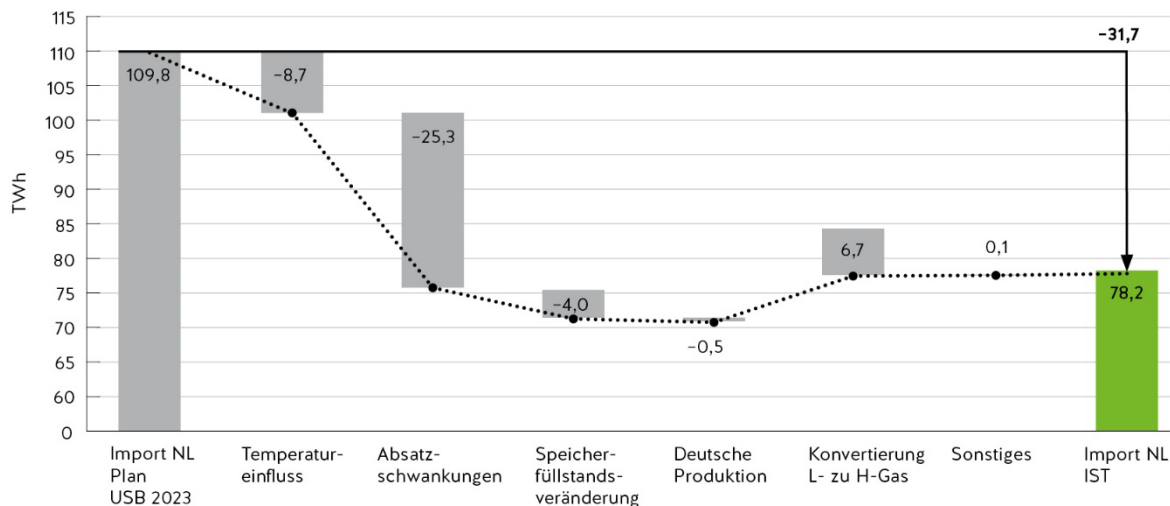
Der Füllstandssaldo der Gasspeicher wies zum Stichtag 01. Oktober 2023 einen um 3,9 TWh verringerten Wert verglichen mit der Planungsannahme auf. Die technische Konvertierung von L-Gas zu H-Gas wies einen um 6,7 TWh höheren Wert als angenommen auf.

In Summe führten die oben beschriebenen Effekte dazu, dass die Importe aus den Niederlanden im Gaswirtschaftsjahr 2022/2023 in Höhe von 78,2 TWh um 31,7 TWh unter den Planungsannahmen von 109,8 TWh lagen.



Abbildung 4 zeigt die Einflussfaktoren auf die Importmengen aus den Niederlanden im Gaswirtschaftsjahr 2022/2023.

*Abbildung 4: Importmengen aus den Niederlanden im Gaswirtschaftsjahr 2022/2023*



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

### Auswirkungen auf die L-Gas-Mengenbilanz

Die im Gaswirtschaftsjahr 2022/2023 beobachteten Abweichungen der Importmengen zwischen den Plan-Mengen und den Ist-Mengen sind im Wesentlichen auf eine Verbrauchsreduzierung als Reaktion auf die hohen Erdgaspreise in Folge des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine zurückzuführen.

In Anbetracht der Ergebnisse der IST-Analyse des Gaswirtschaftsjahres 2022/2023 haben die Fernleitungsnetzbetreiber in Absprache mit GTS eine Reduzierung der Verbrauchsannahmen im L-Gas unterstellt sowie damit einhergehend eine planerische Anpassung der Importmengen aus den Niederlanden vorgenommen. Dabei haben die Fernleitungsnetzbetreiber berücksichtigt, dass das mittel- und langfristige Verbrauchsverhalten von Kunden nur schwer abzuschätzen ist und aktuelle Verbrauchsreduktionen eventuell nicht nachhaltig sind.

### 1.3.3 L-Gas-Mengenbilanz für Deutschland

Die einzelnen Positionen der L-Gas-Mengenbilanz bis zum Gaswirtschaftsjahr 2029/2030 werden im Folgenden näher erläutert.

#### L-Gas-Bedarf

Durch die einsetzende Marktraumumstellung werden jährlich Teile der L-Gas-Mengen durch H-Gas ersetzt und damit der L-Gas-Bedarf in Summe kontinuierlich reduziert. Basis für die Erstellung der Mengenbilanz ist die Entwicklung des deutschen Erdgasverbrauchs bis 2032, die als Grundlage für die Modellierung der LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 diente. Demnach wird angenommen, dass sich der deutsche Gasbedarf gegenüber dem Jahr 2021 bis zum Jahr



2032 um rund 20 % reduzieren wird. Die zu berücksichtigende Mengenentwicklung beim Endenergiebedarf wird dabei in zwei unterschiedlichen Varianten unterstellt:

- **Kaltes Jahr**  
In dieser Variante wird als Startwert für das Gaswirtschaftsjahr 2023/2024 der L-Gas-Mengenbedarf für den Zeitraum April 2012 bis März 2013 angesetzt. Danach erfolgt eine Temperaturbereinigung auf ein kaltes Jahr. Abschließend wird die Mengenentwicklung gemäß den Mengenbilanzen für die LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 [FNB Gas 2024] unterstellt.
- **Durchschnittliches Jahr**  
In dieser Variante wird als Startwert für das Gaswirtschaftsjahr 2023/2024 der L-Gas-Mengenbedarf für den Zeitraum April 2012 bis März 2013 angesetzt. Danach erfolgt eine Temperaturbereinigung auf den Temperaturdurchschnitt der Jahre 1991 bis 2013. Abschließend wird die Mengenentwicklung gemäß den Mengenbilanzen für die LNGplus-Versorgungssicherheitsvarianten des Netzentwicklungsplans Gas 2022-2032 unterstellt.

Die Temperaturbereinigung wird mit Hilfe der Gradtagszahlen der entsprechenden Jahre sowie der Gradtagszahl des langjährigen Mittels vorgenommen. Hierzu werden Angaben zu den Gradtagszahlen nach VDI-Richtlinie 3807 herangezogen. Die täglichen Gradtagszahlen geben dabei die Differenz der Tagesmitteltemperaturen zu einer festgelegten mittleren Raumtemperatur von 20,0 °C an. Zur Abschätzung des L-Gas-Verbrauchs in einem kalten Jahr wird die Gradtagszahl des kältesten Jahres seit 1991 verwendet.

Im Vergleich zum Umsetzungsbericht 2023 [FNB Gas 2023] ergeben sich bei der Bedarfsentwicklung die in Tabelle 6 dargestellten Unterschiede.

**Tabelle 6: Aktuelle L-Gas Bedarfsentwicklung im Vergleich zum Umsetzungsbericht 2023**

Gaswirtschaftsjahr	L-Gas Verbrauch neu	L-Gas Verbrauch USB 2023	Verbrauchs-reduzierung	L-Gas Verbrauch neu	L-Gas Verbrauch USB 2023	Verbrauchs-reduzierung
	TWh/a					
	Durchschnittliches Jahr			Kaltes Jahr		
2023/2024	106,4	115,8	9,4	115,1	125,3	10,2
2024/2025	88,8	98,4	9,6	96,2	106,5	10,3
2025/2026	67,9	76,0	8,1	73,5	82,3	8,8
2026/2027	50,6	57,3	6,7	54,7	62,0	7,3
2027/2028	31,5	35,7	4,2	34,1	38,6	4,5
2028/2029	9,2	14,9	5,7	9,9	16,1	6,2
2029/2030	0,4	0,4	0,0	0,4	0,4	0,0

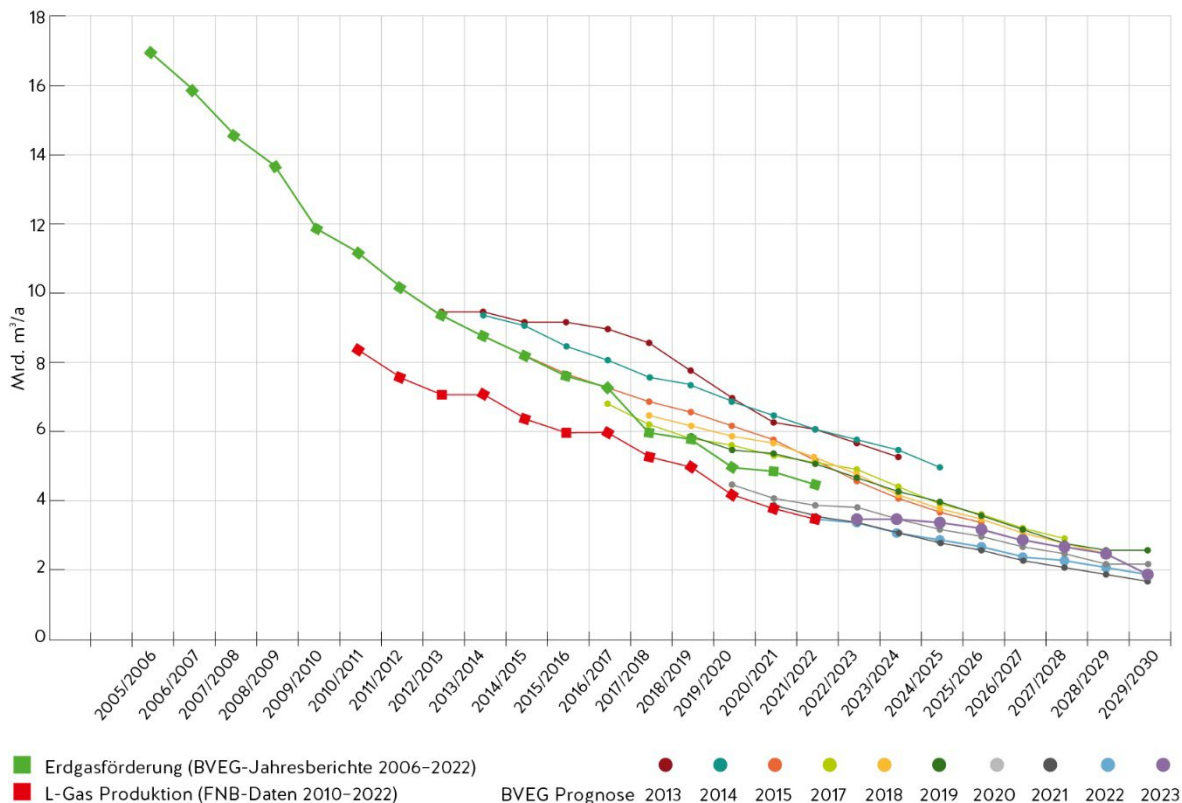
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

## Inländische Produktion

Die Annahmen zur Entwicklung der deutschen Erdgasproduktion basieren auf einer im Vergleich zum Umsetzungsbericht 2023 aktualisierten Prognose des BVEG.

Abbildung 5 zeigt die historische und prognostizierte Entwicklung der deutschen Erdgasförderung im Zeitraum 2005/2006 bis 2029/2030.

*Abbildung 5: Förderung in den Aufkommensgebieten Elbe-Weser und Weser-Ems*



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die Produktionsdaten der Jahre 2006 (entspricht dem Gaswirtschaftsjahr 2005/2006) bis 2022 (Gaswirtschaftsjahr 2021/2022) basieren auf den durch den BVEG für die beiden wichtigsten deutschen Förderregionen Elbe-Weser und Weser-Ems [BVEG 2007–2022] veröffentlichten Zahlen. Für die Zeit ab 2023 basieren die Werte auf der Prognose der regionalen Erdgasförderung des BVEG aus dem Jahr 2023 [BVEG 2023].

Die aktualisierte Prognose des BVEG zeigt im Vergleich zur BVEG-Prognose des Jahres 2022 deutlich höhere Produktionserwartungen der deutschen Produzenten von durchschnittlich 18 % bzw. 4 TWh für die Gaswirtschaftsjahre 2023/2024 und 2029/2030.

Auf Basis der Produktionszahlen der vergangenen Jahre sehen es die Fernleitungsnetzbetreiber weiterhin als sachgerecht an, den Sicherheitsabschlag für die deutsche Produktion unverändert zu belassen, so dass unter Berücksichtigung eines Sicherheitspuffers von 20 % bis zum Jahr 2027 80 % der BVEG-Prognose als L-Gas-Anteil der deutschen Produktion in der Mengenbilanz berücksichtigt werden. Danach erfolgt eine Erhöhung des Sicherheitspuffers auf 30 % bis zum Ende des Prognosezeitraumes.

## Importe aus den Niederlanden

In Absprache mit GTS wurde der planerisch unterstellte Importbedarf aus den Niederlanden auf Basis der reduzierten Absatzerwartung angepasst. Hierzu wurde der sich ergebende Minderbedarf auf die deutsche Produktion und die Importmengen aufgeteilt.

Somit ergeben sich die in Tabelle 7 dargestellten Importannahmen aus den Niederlanden.

*Tabelle 7: Importbedarf aus den Niederlanden für ein kaltes und durchschnittliches Jahr*

Gaswirtschaftsjahr	Import Niederlande Kaltes Jahr (Summe)	Import Niederlande Durchschnittliches Jahr (Summe)	Import Niederlande Kaltes Jahr (davon Oude Statenzijl)	Import Niederlande Durchschnittliches Jahr (davon Oude Statenzijl)
TWh/a				
2023/2024	92,6	83,3	36,7	33,8
2024/2025	76,4	68,7	34,7	31,9
2025/2026	55,6	49,7	19,5	17,2
2026/2027	38,7	35,1	8,2	7,3
2027/2028	26,9	24,8	7,0	6,7
2028/2029	8,7	8,1	6,0	5,8
2029/2030	0,3	0,3	0,0	0,0

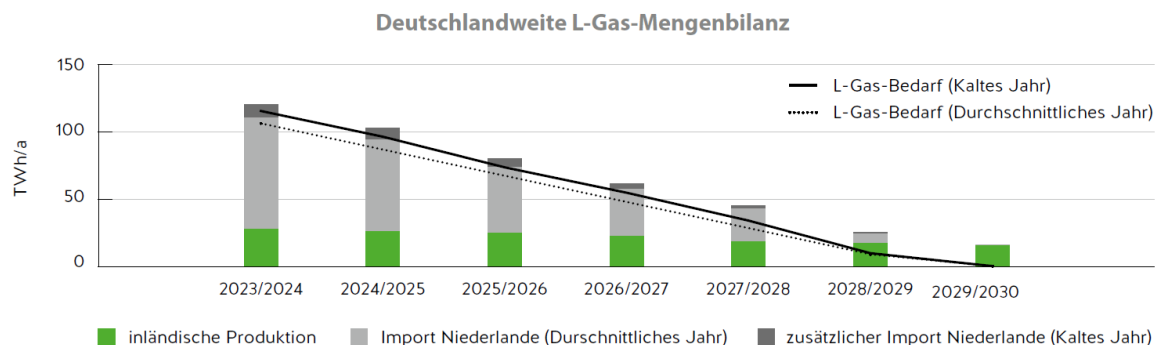
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die Auswirkungen möglicher weiterer Verbrauchsentwicklungen auf den Importbedarf aus den Niederlanden werden mit GTS in den regelmäßig durchgeführten Planungsgesprächen erörtert.

## Deutschlandweite L-Gas-Mengenbilanz

In Abbildung 6 und Tabelle 8 werden die Ergebnisse der deutschlandweiten L-Gas-Mengenbilanz dargestellt. Dabei werden die aktualisierten Bedarfsannahmen der Prognose für die inländische Produktion und die angepasste Planung der Importmengen aus den Niederlanden gegenübergestellt.

*Abbildung 6: Deutschlandweite L-Gas-Mengenbilanz*



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

**Tabelle 8: Deutschlandweite L-Gas-Mengenbilanz für ein kaltes und durchschnittliches Jahr**

Gaswirtschaftsjahr	L-Gas-Bedarf Kaltes Jahr	L-Gas-Bedarf Durchschnittliches Jahr	Inländische Produktion	Import Niederlande Kaltes Jahr (Summe)	Import Niederlande Durchschnittliches Jahr (Summe)
	TWh/a				
2023/2024	115,6	106,4	27,6	92,6	83,3
2024/2025	96,5	88,8	26,3	76,4	68,7
2025/2026	73,7	67,9	24,8	55,6	49,7
2026/2027	54,9	50,6	22,8	38,7	35,1
2027/2028	34,2	31,5	18,5	26,9	24,8
2028/2029	10,0	9,2	17,1	8,7	8,1
2029/2030	0,4	0,4	15,5	0,3	0,3

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

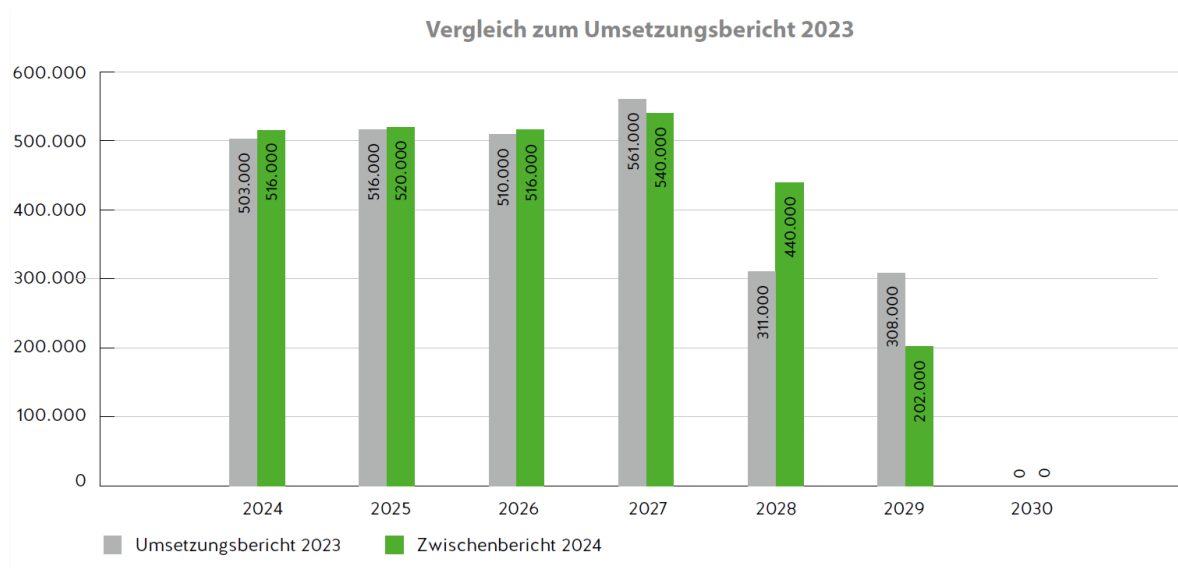
Insgesamt führt die Reduzierung der Absatzprognose verbunden mit der Absenkung der Importmengen zu einer Reduzierung der planerischen Überdeckung der L-Gas-Mengenbilanz. Aus der deutschlandweiten Betrachtung können keine Rückschlüsse auf regionale Besonderheiten gezogen werden.

## 1.4 Anzahl der jährlichen Geräteanpassungen

Über die sukzessive Erhöhung der umzustellenden Geräte bis 2012 ist es gelungen, die notwendigen Prozesse zu etablieren und qualifizierte Personalressourcen aufzubauen, um über 500.000 Geräte pro Jahr anzupassen. Die finalisierten Umstellungskonzepte bis zum Jahr 2027 sehen weiter eine Zahl von mindestens 500.000 jährlich anzupassenden Geräten vor. Das bereits im letzten Bericht angekündigte Vorziehen von Umstellungsbereichen aus dem Jahr 2029 führt ab 2028 zu einer stetigen Reduzierung der umzustellenden Geräte. Damit wird eine optimierte Reduzierung des Ressourceneinsatzes ermöglicht. Die Planungen für den Umstellungszeitraum ab 2028 werden weiter vorangetrieben und fortlaufend konkretisiert.

In Abbildung 7 wird der Vergleich der anzupassenden Gerätezahlen gegenüber dem Umsetzungsbericht 2023 dargestellt.

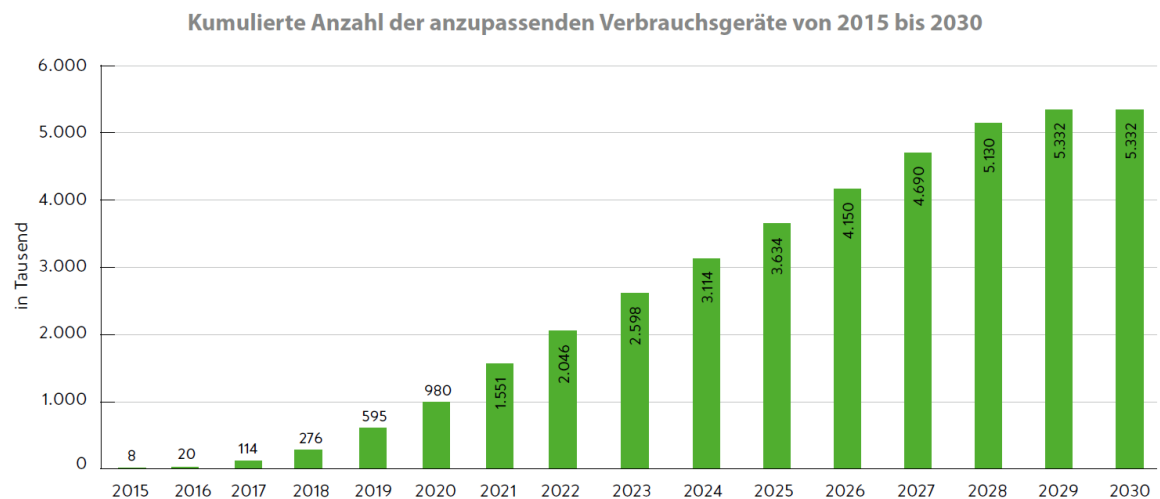
**Abbildung 7: Anzahl der anzupassenden Verbrauchsgeräte pro Jahr in den bis 2030 benannten Umstellungsbereichen**



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

In Abbildung 8 wird zusätzlich die kumulierte Anzahl der anzupassenden Verbrauchsgeräte für den Zeitraum der Marktraumumstellung dargestellt.

**Abbildung 8: Kumulierte Anzahl der anzupassenden Verbrauchsgeräte von 2015 bis nach 2030**



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

## 1.5 Umstellungsbereiche

### 1.5.1 Festlegung der Umstellungsbereiche

Die Umstellung von Netzbereichen auf eine Versorgung mit H-Gas ist organisatorisch sehr aufwändig und, sowohl in Bezug auf die notwendige Anpassung der Verbrauchsgeräte auf die geänderte Gasqualität als auch zur Sicherstellung des H-Gas-Transports, mit erheblichen Kosten verbunden. Die Auswahl der Bereiche erfolgte sehr sorgfältig sowie unter der Maßgabe, die Versorgungssicherheit über alle Netzebenen aufrechtzuerhalten. Dies war und ist auch weiterhin nur durch eine enge Zusammenarbeit mit den Verteilernetzbetreibern zu erreichen. Die beschriebenen Konzepte der Umstellungsbereiche wurden gemeinsam mit den betroffenen Verteilernetzbetreibern konkretisiert und in Umstellungsfahrplänen verbindlich vereinbart.

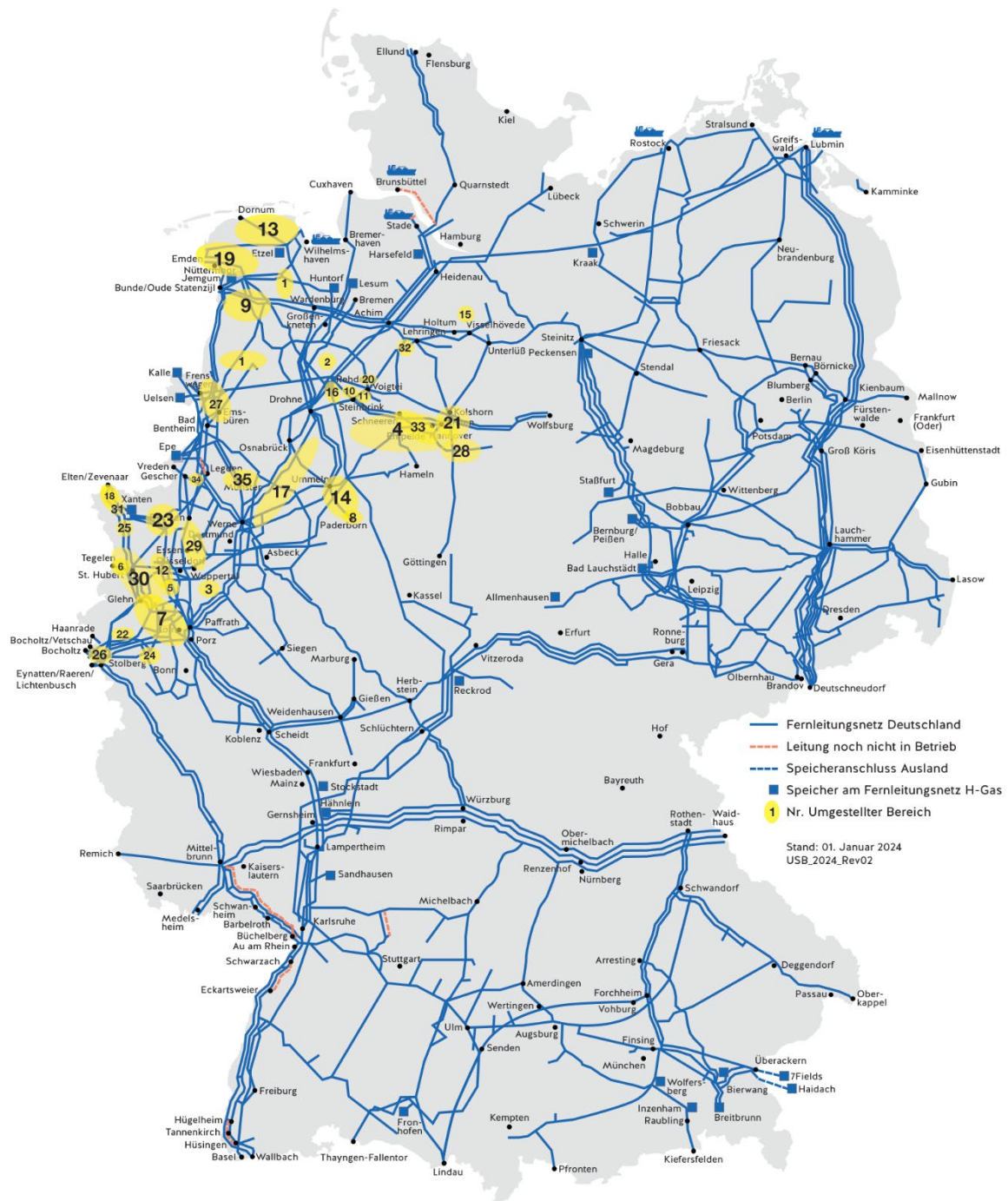
Die L-H-Gas-Umstellungsplanung erfolgt in einem kontinuierlichen Prozess, der bis zur vertraglichen Fixierung ständigen Anpassungen unterworfen ist. Dieser Bericht bildet den Planungsstand vom 01. Oktober 2023 ab. Mögliche Änderungen, die sich später ergeben haben, sind also nicht Bestandteil der gezeigten Bilanzen und Auswertungen. Diese Änderungen werden in den nächsten Netzentwicklungsplan Gas eingearbeitet.

### Übersicht der Umstellungsbereiche

Die folgende Abbildung 9 zeigt alle Umstellungsbereiche, die noch bis zum Jahr 2029 umgestellt werden. Die Größe der gelb dargestellten Formen steht symbolisch für den Leistungsbedarf des umzustellenden Bereichs.



Abbildung 9: L-H-Gas-Umstellungsbereiche bis 2029



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die folgende Tabelle 9 zeigt eine Übersicht aller Umstellungsbereiche inkl. der geplanten Umstellungszeitpunkte.

Tabelle 9: Übersicht der L-H-Gas-Umstellungsbereiche

USB Nr.	L-H-Gas-Umstellungsbereich	Fernleitungsnetzbetreiber	Umstellungszeitpunkte ZWB 2024
1	EWE-Zone Teil V	GTG Nord	2024
2	Rehden-Bassum	Nowega	
3	Bergisches Land	OGE	
4	Drohne - Ahlten	OGE	
5	Düsseldorf	OGE/Thyssengas	
6	Kaldenkirchen	OGE	
7	Köln - Dormagen	OGE/Thyssengas	
8	Paderborn	OGE	
9	EWE-Zone Teil VI	GTG Nord	2025
10	Bereich Lemförde (Drohne-Ahlten)	Nowega	
11	Petershagen (Drohne-Ahlten)	Nowega	
4	Drohne - Ahlten	OGE	
12	Düsseldorf - Neuss	OGE/Thyssengas	
7	Köln - Dormagen	OGE/Thyssengas	
10	Lemförde	OGE	
11	Petershagen	OGE	
13	EWE-Zone Teil VII	GTG Nord	2026
14	Bielefeld/Paderborn	GUD	
15	im Produktionsbereich/vorgelagert	GUD	
16	Bereich Rehden-Lengerich	Nowega	
5	Düsseldorf	OGE/Thyssengas	
17	Werne - Ummeln - Drohne	OGE	
18	Emmerich	Thyssengas	
19	EWE-Zone Teil VIII	GTG Nord	2027
20	Zone Westnetz	GTG Nord	
21	Salzgitter III	Nowega	
17	Werne - Ummeln - Drohne	OGE	
23	Sonsbeck - Dorsten	OGE	
22	Rommerskirchen / Kerpen	OGE	
24	Hürth/Brühl/Bergheim 2	Thyssengas	
22	Rommerskirchen/Blatzheim	Thyssengas	
23	Sonsbeck - Oberhausen	Thyssengas	
26	Weisweiler/Düren	Thyssengas	
25	Kapellen	Thyssengas	
27	Emsland II	Nowega	2028
28	Salzgitter I	Nowega	
30	Krefeld - Langenfeld	OGE/Thyssengas	
29	Dorsten - Leichlingen	OGE/Thyssengas	
23	Sonsbeck - Dorsten	OGE	
31	Kalkar/Uedem/Aldekerk	Thyssengas	
32	Voigtei (GUD)	GUD	2029
11	Petershagen Messlinger Straße	Nowega	
33	Salzgitter II	Nowega	
35	Münsterland	OGE	
34	Gescher	OGE	

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber



## Verbleibender L-Gas-Markt 2030

Aus den Festlegungen der Umstellungsbereiche bis zum Jahr 2030 resultiert der verbleibende L-Gas-Markt.

Der Bereich Haanrade stellt ein dem niederländischen Transportsystem nachgelagertes Inselnetz dar. Die Umstellung dieses Bereichs erfolgt in Abhängigkeit des Umstellungskonzeptes der GTS. Da über das Inselnetz keine Verteilernetze versorgt werden, ergeben sich aus dem Umstellungskonzept keine nennenswerten Auswirkungen für die Ressourcenplanung der Geräteanpassung. Möglichkeiten zu einer vorzeitigen Beendigung der Importe über den Grenzübergangspunkt Haanrade werden zurzeit mit den betroffenen Anschlusskunden geprüft.

### 1.5.2 Veränderte Umstellungsbereiche im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032

Im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 [FNB Gas 2024] haben sich folgende Änderungen bei den Umstellungsbereichen ergeben:

*Tabelle 10: Veränderte Umstellungsbereiche im Vergleich zum Netzentwicklungsplan Gas 2022–2032*

NEP Nr.	Geänderte L-H-Gas-Umstellungsbereiche	Fernleitungsnetz-betreiber	Umstellungszeitpunkt USB 2023	Umstellungszeitpunkt ZWB 2024
5	Düsseldorf (Teilbereich Krefeld – Langenfeld 2028)	OGE/Thyssengas	2028	2024
23	Sonsbeck - Dorsten	OGE	2029	2028
29	Dorsten - Leichlingen	OGE/Thyssengas	2029	2028

*Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber*

Auf Wunsch eines Verteilernetzbetreibers wurde die Umstellung eines Netzbereiches im Verteilernetz aus dem Jahr 2028 (Umstellungsbereich Krefeld-Langenfeld) in das Jahr 2024 vorgezogen. Aufgrund dessen entstehen im Jahr 2024 die neuen Umstellungsbereiche "Düsseldorf" der OGE und Thyssengas. Die Durchführung der Umstellung erfolgt im Rahmen einer internen Schaltung des Verteilernetzbetreibers.

OGE und Thyssengas haben den Umstellungsbereich "Dorsten-Leichlingen" sowie den im Jahr 2029 umzustellenden Teil des Umstellungsbereiches "Sonsbeck-Dorsten" aus dem Jahr 2029 in das Jahr 2028 vorgezogen. Die vorgezogene Umstellung betrifft rund 135.000 Geräte.

### 1.5.3 Mögliche Veränderung bei der L-H-Gas-Umstellungsplanung

Die Konzepte im Rahmen der L-H-Gas-Umstellungsplanung sind bis zum Umstellungsjahr 2027 finalisiert und alle erforderlichen Umstellungsfahrpläne wurden mit den jeweiligen Verteilernetzbetreibern weitestgehend abgeschlossen.

Für die Marktraumumstellung im Jahr 2028 haben die Fernleitungsnetzbetreiber entsprechende Umstellungskonzepte entwickelt. Zurzeit erfolgt die weitere Präzisierung und Finalisierung der Umstellungskonzepte gemeinsam mit den zuständigen Verteilernetzbetreibern.

Für das Umstellungsjahr 2029 haben die Fernleitungsnetzbetreiber erste Umstellungskonzepte erstellt. Die Fernleitungsnetzbetreiber befinden sich in ständigem Austausch zur weiteren Detaillierung und Abstimmung von Umstellungskonzepten mit den betroffenen Verteilernetzbetreibern.

## 1.6 Ableitung der deutschen Produktion

Nach der aktuellen Planung werden die Aufkommensquellen zusammengefasst und speisen bis 2029 in ein L-Gas-Inselnetz von GUD und Nowega ein. Eine solche Entwicklung setzt voraus, dass durch die Einbindung von Speicher- und Konvertierungskapazitäten eine ausreichende Flexibilität zur Verfügung gestellt werden kann, um die Erfüllung zweier Prämissen sicherzustellen:

- Die Versorgungssicherheit der mit L-Gas versorgten Kunden muss weiterhin gewährleistet sein.
- Aus technischen und wirtschaftlichen Gründen sollte eine gleichmäßige Förderung der L-Gas-Aufkommen möglich sein.

Die Aufrechterhaltung des L-Gas-Marktes und damit die Absatzfähigkeit der verbleibenden heimischen Produktionsaufkommen ist sowohl im wirtschaftlichen Interesse der Produzenten als auch im volkswirtschaftlichen Interesse. Es muss allerdings sichergestellt werden, dass für die Aufrechterhaltung des L-Gas-Marktes keine unangemessenen, zusätzlichen oder nicht vertretbaren Kosten auf alle Transportkunden umgelegt werden. Dies würde zum einen zu falschen wirtschaftlichen Anreizen führen und zum anderen den volkswirtschaftlichen Nutzen der Restproduktion aufheben.

Die Förderung der verbleibenden deutschen Produktion muss nach vollständiger Umstellung des Bereichs Salzgitter im Jahr 2029 überwiegend dem H-Gas-System beigemischt werden. Die Fähigkeit des H-Gas-Netzes zur Aufnahme der L-Gas-Produktion unter Einhaltung der Untergrenzen von Brennwert und Wobbe-Index ist zu untersuchen. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben dazu in Zusammenarbeit mit den Produzenten die Zumischbarkeit des verbleibenden L-Gases für den Zeitraum der Marktraumumstellung und darüber hinaus untersucht.

Hierbei wurden mögliche saisonale Einschränkungen bei der Ableitbarkeit der regionalen Produktionseinspeisungen auch nach dem Zeitpunkt der Umstellung der betroffenen Punkte auf H-Gas betrachtet. Des Weiteren wurden lokale Verlagerungspotenziale in die Überlegungen mit aufgenommen, um ganzjährig eine größtmögliche Nutzbarkeit deutscher Erdgasförderungen im L-Gas zu ermöglichen.

Als Ergebnis der Gespräche zwischen Fernleitungsnetzbetreibern und Produzenten sind die Potentiale der betrachteten Ableitungsoptionen identifiziert sowie die notwendigen technischen Anpassungen für die möglichst ganzjährige Ableitung deutscher Produktionsmengen nach Beendigung der Marktraumumstellung ins deutsche Fernleitungsnetz herausgearbeitet worden. Bezüglich weiterer möglicher Anpassungen werden die Fernleitungsnetzbetreiber mit den Produzenten in einem engen Austausch verbleiben. Derzeit stehen lediglich kleinere Umbaumaßnahmen zur Diskussion.

# Anlagen

## Anlage 1: Übersicht bereits umgestellter Bereiche 2015-2023

Tabelle 11: Übersicht bereits umgestellter Bereiche 2015-2023

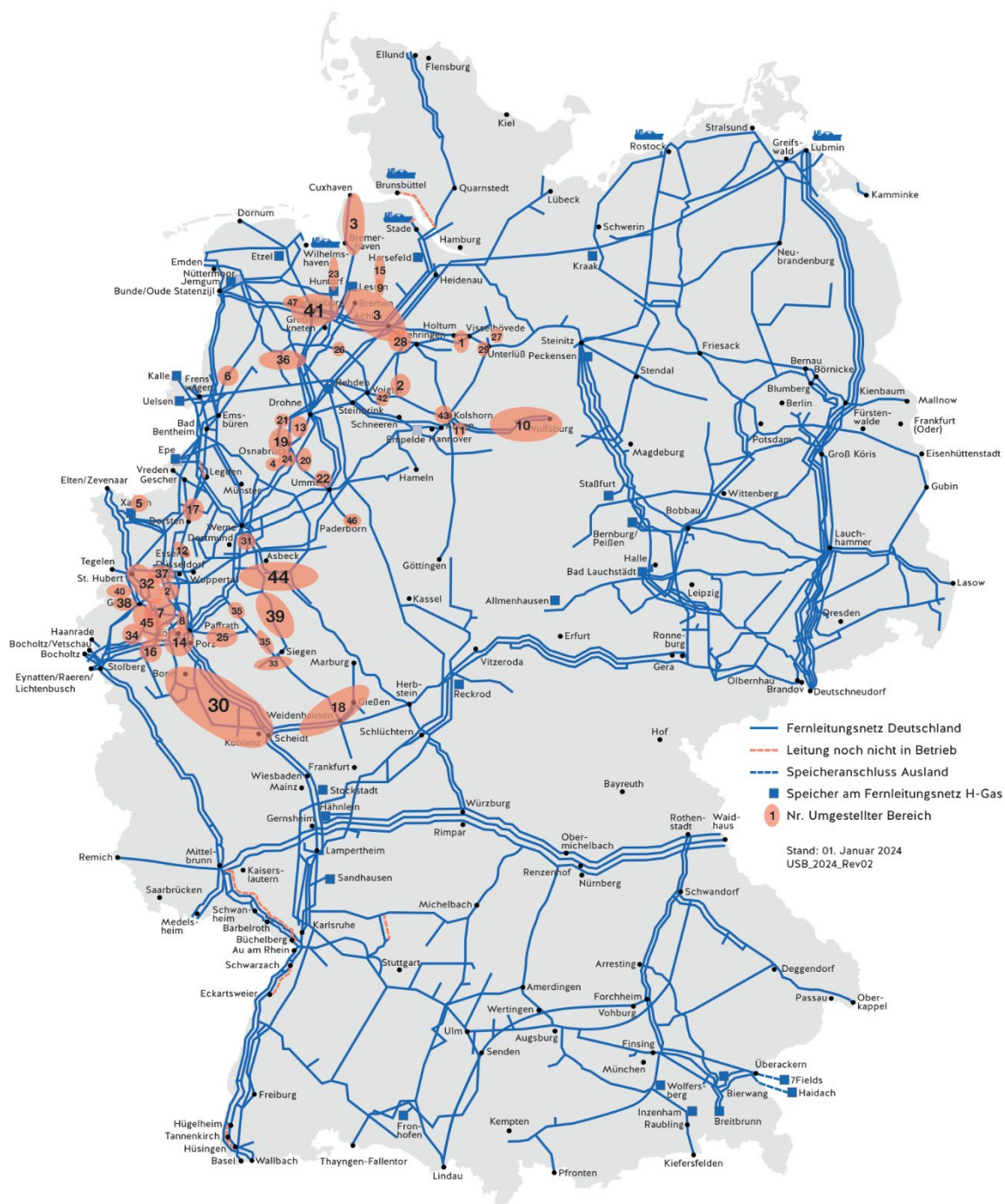
Nr. im ZWB 2024	Umstellungsbereich	Fernleitungsnetz-betreiber	Umstellungs-zeitpunkte
1	Schneverdingen	GUD	2015
1	Walsrode/Fallingbostel	GUD	2016
3	Achim	GUD	2017
2	Nienburg/Neustadt/Hannover Nord	GUD	2017
3	Bremen/Delmenhorst	GUD	2017
4	Teutoburger Wald 1	OGE	2017
5	Hüthum	Thyssengas	2017
6	Emsland 1*	Nowega	2017
7	Dormagen*	OGE	2017
8	Leverkusen*	OGE	2017
9	Posthausen I	GTG Nord	2018
3	Bremen/Delmenhorst	GUD	2018
10	Hannover Ost/Wolfsburg	GUD	2018
11	Peine	GUD	2018
12	Essen*	OGE	2018
13	Teutoburger Wald 2	OGE	2018
14	Köln*	OGE	2018
15	Posthausen II	GTG Nord	2019
3	Bremen/Delmenhorst	GUD	2019
10	Hannover Ost/Wolfsburg	GUD	2019
16	Bonn	OGE	2019
17	Marl*	OGE	2019
18	Mittelhessen	OGE	2019
19	Osnabrück	OGE	2019
20	Teutoburger Wald 3	OGE	2019
21	Teutoburger Wald 4	OGE	2019
22	Teutoburger Wald 6	OGE	2019
23	EWE-Zone Teil I	GTG Nord	2020
3	Bremen/Delmenhorst	GUD	2020
10	Hannover Ost/Wolfsburg	GUD	2020
24	Teutoburger Wald 5	Nowega	2020
24	Teutoburger Wald 5	OGE	2020
25	Aggertalleitung	OGE	2020
25	Aggertalleitung	Thyssengas	2020
16	Bonn	OGE	2020
18	Mittelhessen	OGE	2020

Nr. im ZWB 2024	Umstellungsbereich	Fernleitungsnetz-betreiber	Umstellungs-zeitpunkte
26	EWE-Zone Teil II	GTG Nord	2021
3	Bremen Nord/Osterholz Scharmbeck/Bremerhaven/Cuxhaven	GUD	2021
10	Hannover Ost/Wolfsburg	GUD	2021
27	Unterlüß-Gockenholz	GUD	2021
28	Verden	GUD	2021
29	Bereich Munster Gockenholz	Nowega	2021
18	Mittelhessen	OGE	2021
30	Mittelrhein	OGE	2021
31	Oberaden	OGE	2021
32	Rheinland	OGE	2021
33	Westerwald/Sieg	OGE	2021
25	Aggertalleitung	Thyssengas	2021
34	Bergheim 1	Thyssengas	2021
35	Oberbergisches Land	Thyssengas	2021
32	Rheinland	Thyssengas	2021
30	Mittelrhein	OGE	2022
35	Bergisches Land	OGE	2022
40	Viersen-Meerbusch	OGE	2022
37	Düsseldorf	OGE	2022
35	Oberbergisches Land	OGE	2022
39	Südwestfalen	OGE	2022
35	Bergisches Land	Thyssengas	2022
37	Düsseldorf	Thyssengas	2022
38	Mönchengladbach	Thyssengas	2022
35	Oberbergisches Land	Thyssengas	2022
40	Viersen-Meerbusch	Thyssengas	2022
47	Hatten-Sandkrug	GUD	2022
36	EWE-Zone Teil III	GTG Nord	2022
41	EWE-Zone Teil IV	GTG Nord	2023
42	Bereich Vogtei	Nowega	2023
43	Drohne - Ahlten	OGE	2023
44	Hagen - Iserlohn - Ergste	OGE	2023
45	Köln - Bergisch Gladbach	OGE	2023
30	Mittelrhein	OGE	2023
46	Paderborn	OGE	2023
40	Viersen-Meerbusch	OGE	2023
45	Köln - Bergisch Gladbach	Thyssengas	2023
40	Viersen-Meerbusch	Thyssengas	2023

\* keine Verteilernetze

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Abbildung 10: Umgestellte L-H-Gas-Umstellungsbereiche bis 2023



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

## Glossar

### Fernleitungsnetzbetreiber

bayernets	bayernets GmbH
Ferngas	Ferngas Netzgesellschaft mbH
Fluxys	Fluxys TENP GmbH
Fluxys D	Fluxys Deutschland GmbH
GASCADE	GASCADE Gastransport GmbH
GRTD	GRTgaz Deutschland GmbH
GTG Nord	Gastransport Nord GmbH
GUD	Gasunie Deutschland Transport Services GmbH
LBTG	Lubmin-Brandov Gastransport GmbH
NGT	NEL Gastransport GmbH
Nowega	Nowega GmbH
OGE	Open Grid Europe GmbH
ONTRAS	ONTRAS Gastransport GmbH
terranets	terranets bw GmbH
Thyssengas	Thyssengas GmbH

### Sonstige Abkürzungen

BVEG	Bundesverbands Erdgas, Erdöl und Geoenergie e. V.
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
FNB Gas	Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V.
GTS	Gasunie Transport Services B.V.
GÜP	Grenzübergangspunkt
NEP	Netzentwicklungsplan(ung)
USB	Umsetzungsbericht
VDI	Verein Deutscher Ingenieure e.V.
VNB	Verteilernetzbetreiber
ZWB	Zwischenbericht



## Literatur

- [BVEG 2007–2022] BVEG, Jahresberichte des BVEG, online abrufbar unter (Download am 28 März 2024):  
<https://www.bveg.de/der-verband/publikationen/>
- [BVEG 2023] BVEG, Erhebung für den Netzentwicklungsplan Gas/Umsetzungsbericht – Produktionsvorausschätzung für den Netzentwicklungsplan Gas, nicht veröffentlicht
- [FNB Gas 2023] FNB Gas, Umsetzungsbericht 2023, online abrufbar unter (Download am 28. März 2024):  
[https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2023/06/2023\\_06\\_12\\_FNB-Gas-Umsetzungsbericht-2023\\_DE.pdf](https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2023/06/2023_06_12_FNB-Gas-Umsetzungsbericht-2023_DE.pdf)
- [FNB Gas 2024] FNB Gas, Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032, online abrufbar unter (Download am 28. März 2024):  
[https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2024/03/2024\\_03\\_20\\_NEP-2022\\_Gas\\_FINAL\\_DE.pdf](https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2024/03/2024_03_20_NEP-2022_Gas_FINAL_DE.pdf)
- [MEACP 2023] Ministry of Economic Affairs and Climate Policy, L-Gas Market Conversion Review – Summer Briefing 2023, S. 4, online abrufbar unter (Download am 28. März 2024):  
<https://open.overheid.nl/documenten/c234f521-7b19-46f8-8e9d-912078cc3b37/file>
- [MEK 2023] **Ministerie van Economische Zaken en Klimaat**, Gaswinning Groningen stopt definitief, online abrufbar unter (Download am 28. März 2024):  
<https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/gaswinning-in-groningen/nieuws/2023/09/22/gaswinning-groningen-stopt-definitief>