

Systemwert von Gasspeichern – Intelligenz statt Stahl

25. Februar 2019

enervis energy advisors GmbH
Schlesische Str. 29 - 30
10997 Berlin
Fon: +49 (0)30 69 51 75 - 0
Fax: +49 (0)30 69 51 75 - 20
info@enervis.de
www.enervis.de



IMPRESSUM

Herausgeber

enervis energy advisors GmbH

Schlesische Str. 29-30

10997 Berlin

+49 (0)30 695 175 - 0

www.enervis.de

kontakt@enervis.de

Autoren

Sebastian Klein

Dr. Andreas Kauffmann

Politischer Beirat

Ingelore Hering, Abteilungsleiterin Naturschutz, Wasserwirtschaft, Bodenschutz (Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie, Bauen und Klimaschutz)

Torsten Stein, Wissenschaftlicher Mitarbeiter im Büro Johann Saathoff, MdB (SPD-Bundestagsfraktion)

Stephanie von Ahlefeldt, Wissenschaftliche Mitarbeiterin (CDU/CSU-Bundestagsfraktion)

Eine Studie im Auftrag von



INITIATIVE ERDGASSPEICHER

Ansprechpartner:

Sebastian Bleschke, Geschäftsführer

Veröffentlichung: 25. Februar 2019

Inhalt

1 Executive Summary.....	5
2 Auftrag und Ziel der Studie.....	8
3 Modellierung als Basis der Studie	9
3.1 Kurzbeschreibung des Lastflussmodells.....	9
3.2 Basisparametrisierung des Modells	11
3.2.1 Regionalisierung Deutschlands.....	11
3.2.2 Gasbedarf der Regionen.....	12
3.2.3 Produktion.....	14
3.2.4 LNG-Infrastruktur	14
3.2.5 Import- und Exportkapazitäten	15
3.2.6 Gasspeicher.....	16
3.2.7 Exkurs: Gasspeicher in Deutschland und Europa.....	19
3.2.8 Kostenannahmen.....	19
4 Szenarioausgestaltung	24
5 Ergebnisse des Szenarios Speicherflexibilität.....	25
5.1 Deutschland.....	25
5.1.1 Lastflüsse in Deutschland	25
5.1.2 Gasbilanz Deutschlands	29
5.1.3 Beschreibung der Speicherauslastung.....	37
5.1.4 Beschreibung des Im- und Exportsaldos.....	38
5.2 Entwicklungen außerhalb Deutschlands	38
5.2.1 Produktionsauslastung.....	39
5.2.2 Beschreibung der LNG-Auslastung.....	39
5.2.3 Speicherbilanz Europa und Russland	41
5.3 Zwischenfazit zum Szenario <i>Speicherflexibilität</i>	41
6 Szenariovergleich: Speicherflexibilität vs. Flexibilitätsimport	43
6.1 Deutschland.....	43
6.1.1 Verschiebungen der Lastflüsse in Deutschland	43
6.1.2 Veränderungen in der Gasbilanz Deutschlands.....	47
6.1.3 Veränderungen des Im- und Exportsaldos.....	53
6.2 Entwicklungen außerhalb Deutschlands	54
6.2.1 Veränderungen der Produktionsauslastung	54
6.2.2 Veränderungen der LNG-Auslastung.....	55
6.2.3 Veränderungen im Speichereinsatz Europa und Russland.....	57
6.2.4 Herkunft der Flexibilität	60
6.3 Vermeidung von Lastabwurf durch Infrastruktur	62
6.4 Kostendifferenzen der Szenarien.....	63
6.5 Fazit Szenariovergleich.....	65
I. Anhang	67
I.1 Detaillierergebnisse Auslastung von Pipelines D zu Anrainerstaaten.....	67

Abbildungen

Abbildung 1: Übersicht des GasTracks Modells	10
Abbildung 2: Abgebildete Regionen in Deutschland.....	11
Abbildung 3: Beispieltage europäische Temperaturen	12
Abbildung 4: Prüfung der Parametrisierung anhand der definierten deutschen Regionen	13
Abbildung 5: Im Modell abgebildete Jahresverbräuche und Spitzenlasten ausgewählter europäischer Verbrauchsländer	14
Abbildung 6: GasTracks Import- und Exportkapazitäten je Region Deutschlands.....	15
Abbildung 7: GasTracks – Vergleich der Kapazitätsbilanz von Ein- und Ausspeisung nach Gasqualität	16
Abbildung 8: Speicherinventar nach Region in TWh AGV	17
Abbildung 9: Maximale Ein- und Ausspeicherleistung nach Region in TWh/d	18
Abbildung 10: Ein- und Ausspeicherkennlinie an Speichern.....	18
Abbildung 11: Im Modell abgebildete installierte Gasspeicher nach AGV und AL am Verbrauch bzw. der Spitzenlast des jeweiligen Landes	19
Abbildung 12: Merit-Order-Kurve der Lastabwürfe	23
Abbildung 13: Übersicht der Ausgestaltung der Szenarien.....	24
Abbildung 14: Durchschnittliche Kapazitätsauslastung der deutschen H-Gas-Regionen zu den Anrainerregionen im Szenario <i>Speicherflexibilität</i>	26
Abbildung 15: Durchschnittliche Kapazitätsauslastung der deutschen L-Gas-Regionen zu den Anrainerregionen im Szenario <i>Speicherflexibilität</i>	28
Abbildung 16: Gasbilanzen der GPL H-Gas-Region in Deutschland	30
Abbildung 17: Gasbilanzen der NCG H-Gas-Region in Deutschland.....	32
Abbildung 18: Gasbilanzen der GPL L-Gas-Region in Deutschland	34
Abbildung 19: Gasbilanzen der NCG L-Gas-Region in Deutschland	36
Abbildung 20: Auslastung der deutschen Gasspeicher je Region (Füllstand in TWh AGV).....	37
Abbildung 21: Im- und Exportbilanz Deutschlands auf Monatsbasis.....	38
Abbildung 22: Beispiel norwegische Produktion und Exporte	39
Abbildung 23: LNG Nutzung in Europa und dem Rest der Welt	40
Abbildung 24: Speicherbilanz in den aggregierten Regionen EU und RU (neg. Ausspeicherung, pos. Einspeicherung)	41
Abbildung 25: Durchschnittliche Kapazitätsauslastung der deutschen H-Gas-Regionen zu den Anrainerregionen	44
Abbildung 26: Durchschnittliche Kapazitätsauslastung der deutschen L-Gas-Regionen zu den Anrainerregionen	46
Abbildung 27: Kapazitätsauslastung zwischen den aggregierten Regionen (jährlicher Durchschnitt)	47
Abbildung 28: Gasbilanzen der GPL H-Gas-Region in Deutschland im Vergleich (Szenario <i>Speicherflexibilität</i> und Szenario <i>Flexibilitätsimport</i>)	48
Abbildung 29: Gasbilanzen der NCG H-Gas-Region in Deutschland im Vergleich (Szenario <i>Speicherflexibilität</i> und Szenario <i>Flexibilitätsimport</i>)	49

Abbildung 30: Gasbilanzen der GPL L-Gas-Region in Deutschland im Vergleich (Szenario <i>Speicherflexibilität</i> und Szenario <i>Flexibilitätsimport</i>)	51
Abbildung 31: Gasbilanzen der NCG L-Gas-Region in Deutschland im Vergleich (Szenario <i>Speicherflexibilität</i> und Szenario <i>Flexibilitätsimport</i>)	52
Abbildung 32: Im- und Exportsaldo Deutschlands auf Monatsbasis (Szenario <i>Flexibilitätsimport</i>)	53
Abbildung 33: Import- und Exportbilanzen der Szenarien auf Tagesbasis	54
Abbildung 34: Norwegische Produktion im Szenariovergleich	55
Abbildung 35: LNG Produktion und Importe im Szenariovergleich	56
Abbildung 36: Weltweite Änderung der Speichernutzung	57
Abbildung 37: Veränderung der Speichernutzung in den aggregierten Regionen EU und RU	59
Abbildung 38: Lieferanten der Flexibilität im Szenario <i>Flexibilitätsimport</i>	60
Abbildung 39: Flexibilität nach Transportweg	61
Abbildung 40: Vermeidung von Lastabwurf durch Ausbau des Fernleitungsnetzes	63
Abbildung 41: Zusätzliche Systemkosten des Szenarios <i>Flexibilitätsimport</i> unter Berücksichtigung der TYNDP FID Projekte gegenüber dem Szenario <i>Speicherflexibilität</i>	65

Tabellen

Tabelle 1: Parameter der Pipelinetransportkosten	20
Tabelle 2: Parameter der LNG Kosten	21
Tabelle 3: Parameter der Gasspeicherkosten	21
Tabelle 4: Parameter der Produktionskosten	21
Tabelle 5: Theoretische Abschaltkosten energieintensiver Branchen	22
Tabelle 6: Lastflüsse D und Anrainerstaaten in GWh/d – Szenario <i>Speicherflexibilität</i>	67
Tabelle 7: Lastflüsse D und Anrainerstaaten in Mio. m ³ /d – Szenario <i>Flexibilitätsimport</i>	68

1 Executive Summary

Auftrag und Ziel der Studie

Systemwert der deutschen Gasspeicher

Die Initiative Erdgasspeicher e.V. (INES) hat enervis beauftragt, den Systemwert der deutschen Gasspeicher zu ermitteln. Insbesondere sollte herausgearbeitet werden, in welchem Ausmaß Deutschland von Versorgungsunterbrechungen ohne deutsche Gasspeicher betroffen wäre und in welchem Umfang die Systemkosten ohne deutsche Gasspeicher ansteigen würden. Das Szenario *Speicherflexibilität* setzt daher auf der installierten Infrastruktur im Gasmarkt auf. Diesem Szenario wird das Szenario *Flexibilitätsimport* gegenübergestellt, das die Gasversorgung ohne Unterstützung der deutschen Gasspeicher betrachtet.

Speicherflexibilität

Das Szenario *Speicherflexibilität* wurde entlang der derzeit installierten Infrastruktur modelliert. Die Gasbedarfsmodellierung erfolgte auf Basis einer Temperaturentwicklung, die dem Kalenderjahr 2012 entnommen wurde. Der Gasverbrauch im Jahr 2012 war durchschnittlich, wies allerdings im Winter eine zweiwöchige Kälteperiode auf. In diesem Szenario kann die Gasversorgung Deutschlands und Europas und auch im Rest der Welt aufrechterhalten werden. Dennoch ergeben sich allein aus der Modellierung des Szenarios *Speicherflexibilität* bereits wesentliche Erkenntnisse:

- Die Strukturierung des Gasverbrauchs über verfügbare Flexibilitätsquellen erfolgt entsprechend den Modellergebnissen kostenoptimal in Nähe der Verbrauchsschwerpunkte durch Gasspeicher und nicht durch Bereitstellung von Flexibilität über LNG bzw. Pipelines.
- Die in Deutschland verfügbaren Gasspeicher decken im Winter den inländischen Flexibilitätsbedarf vollständig. Darüber hinaus werden ausländische Flexibilitätsbedarfe aus deutschen Gasspeichern bedient, sodass Deutschland als Nettoexporteur von Flexibilität angesehen werden kann.
- Die bestehenden Transportkapazitäten sind im Szenario *Speicherflexibilität* bereits ausreichend ausgebaut. Die Marktgebiete können versorgt werden. Es sind keine Netzausbauten zwischen den betrachteten Regionen bzw. Marktgebieten für die Deckung des heutigen Bedarfs notwendig.

Flexibilitätsimport

Das Szenario *Flexibilitätsimport* unterscheidet sich vom Szenario *Speicherflexibilität* durch das vollständige Entfernen der deutschen Gasspeicher. Deutschland ist in dieser Situation von Struktur- und Flexibilitätsimporten abhängig.

Es ergeben sich folgende Änderungen gegenüber dem Szenario *Speicherflexibilität*:

- Deutsche Gasspeicher werden teilweise durch vorhandene Speicher in der EU, in Russland, Weißrussland und der Ukraine kompensiert.
- Die norwegische Produktion stellt ebenfalls Flexibilität bereit, um deutsche Gasspeicher teilweise zu kompensieren.

- Außerdem wird LNG zum Flexibilitätslieferant. Die in die EU importierten LNG-Mengen verdoppeln sich zwischen den Szenarien und unterliegen einer massiven Veränderung der Importstruktur, um die deutschen Gasspeicher teilweise zu kompensieren.
- Trotz dieser Entwicklungen können die deutschen Gasspeicher nicht komplett kompensiert werden. Es ist somit nicht möglich, die Versorgungssicherheit in Deutschland aufrecht zu erhalten.
- Im Szenario *Flexibilitätsimport* können etwa 20 TWh nicht bedarfsgerecht an Endkunden in Deutschland geliefert werden. Um dies zu kompensieren muss insbesondere zu Zeiten hoher Lastspitzen bis zu 2.210 GWh/d an Last abgeworfen werden.
- Es kommt nicht nur zur Abschaltung von Industriekunden, sondern sogar zu Lastabwürfen von geschützten Kunden, d.h. Haushaltskunden und Fernwärmeerzeugern. Durch Netzausbau in Deutschland und Europa kann die Versorgungseinschränkung auf 462 GWh/d reduziert werden.

Der Vergleich der Szenarien erlaubt es, die Veränderungen in Lastflüssen zu ermitteln sowie die Grenzen des europäischen und letztlich des deutschen Gassystems auszuloten. Zudem konnte quantifiziert werden, welche zusätzlichen volkswirtschaftlichen Kosten in Deutschland ohne den Einsatz der Gasspeicher entstehen würden.

Zentrale Ergebnisse

Gasspeicher vermeiden Netzausbau

Durch einen netzdienlichen Einsatz ermöglichen Gasspeicher den gleichmäßigen Import von Erdgasmengen. Die konstante Auslastung der Pipelinekapazitäten führt zu einer höheren Wirtschaftlichkeit und vermeidet Investitionen in Transportkapazitäten, die nur an wenigen Tagen im Jahr notwendig sind. Eine verbrauchsnahe Bereitstellung von Flexibilität durch Gasspeicher führt zu sinkenden Systemkosten.

Ohne Gasspeicher muss Deutschland Flexibilität importieren

Ohne deutsche Gasspeicher wandelt sich Deutschland vom Flexibilitätsexporteur zu einem Flexibilitätsimporteuer. Die Wertschöpfungsstufe der Flexibilitätsbereitstellung wird auf andere Regionen verschoben. Die Abhängigkeit von flexibler Produktion und LNG-Mengen steigt drastisch – sowohl europaweit als auch mittelbar in Deutschland. Weiterhin ist Deutschland stark von der Flexibilitätsbereitstellung der Nachbarländer abhängig. Außer durch das Abschalten von Verbrauchern hat Deutschland keine Möglichkeit, innerhalb der Landesgrenzen zu reagieren.

Deutsche Gasspeicher können nur teilweise kompensiert werden

Die europäische Erdgasinfrastruktur ist gut vernetzt und verfügt auch außerhalb Deutschlands über große Flexibilitätsquellen. Die deutschen Gasspeicher können daher durch Flexibilitätsquellen aus der EU, Norwegen, Russland, Weißrussland, der Ukraine sowie durch flexible LNG-Importe zumindest zum Teil kompensiert werden. Damit erhöhen sich die Systemkosten jedoch deutlich.

Ohne deutsche Gasspeicher kommt es zu Versorgungseinschränkungen

Die deutschen Gasspeicher sind maßgeblich für die Versorgungssicherheit in Deutschland. Ein Entfernen der deutschen Gasspeicher führt zu deutlichen Versorgungseinschränkungen. Durch Netzausbau könnte dies zum Teil kompensiert werden, jedoch wären die zusätzlich installierten Netzkapazitäten nur an wenigen Tagen eines Kaltjahres ausgelastet. Außerdem führt ein Netzausbau zu höheren Systemkosten als die Nutzung der Gasspeicher.

Systemkosten

Die vorgenannten Veränderungen der Produktions-, Transport-, Liefer- und Abnahmestruktur führen auch zu Veränderungen der weltweiten Systemkosten. Insgesamt würde ein Wegfall der deutschen Gasspeicher im betrachteten Jahr unter Berücksichtigung weiterer Netzausbauten zusätzliche Systemkosten von 2,2 Mrd. €/a verursachen. Dies ergibt sich aus den folgenden Aspekten:

- Die Speichereinsatzkosten sinken im Szenario *Flexibilitätsimport* um 66 Mio. €/a, da die abgeschalteten deutschen Speicher nicht vollständig durch andere Speicher ersetzt werden.
- Hierdurch werden jedoch andere und weitere Transportwege des Gases genutzt sowie eine flexible Produktion der Aufkommensquellen erzwungen. Dies führt zu steigenden Produktionskosten i.H.v. von 196 Mio. €/a.
- Demgegenüber steigen die Transportkosten im Szenario *Flexibilitätsimport* um 557 Mio. €/a deutlich an, was vornehmlich auf gestiegene LNG-Transporte von weit entfernten Quellen und zusätzlich notwendige Verflüssigung und Regasifizierung gegenüber dem Szenario *Speicherflexibilität* zurückzuführen ist.
- Die in Abwesenheit der deutschen Gasspeicher notwendigen Netzausbauten zur Eindämmung der Versorgungsengpässe belaufen sich auf 1,4 Mrd. €/a.
- Darüber hinaus entstehen im Szenario *Flexibilitätsimport* dennoch Kosten für den Lastabwurf, also für die Abschaltung von Kunden, die auf die Nutzung von Gas angewiesen sind, in Höhe von rund 0,1 Mrd. €/a.

Im Szenario *Speicherflexibilität* sind Maßnahmen zum Netzausbau in der Modellierung nicht erforderlich. Erst in Abwesenheit der deutschen Gasspeicher muss Flexibilität nach Deutschland importiert werden. Hierfür würden Netzausbaumaßnahmen benötigt. Die bestehenden deutschen Gasspeicher könnten also bereits heute Investitionen in Höhe von mindestens 1,4 Mrd. €/a in die Transportnetzinfrastruktur vermeiden. Unter Berücksichtigung von Produktion, Transport und den verbliebenen Lastabwürfen, liegen die weltweiten zusätzlichen Systemkosten gegenüber dem Szenario *Speicherflexibilität* bei 2,2 Mrd. €/a.

Gasspeicher sind für die Versorgungssicherheit ein wesentlicher Baustein. In Abwesenheit der Gasspeicher in Deutschland würden die Systemkosten erheblich ansteigen und Kunden – auch solche, die als schützenswert eingestuft werden – würden abgeschaltet.

Gasspeicher sind Eckpfeiler der Versorgungssicherheit

Ein zusätzlicher Netzausbau höhlt die Rolle der Gasspeicher immer weiter aus. Gasspeicher sind jedoch weiterhin unabdingbar und senken die Systemkosten. Während der Netzausbau auch vor dem Hintergrund der regulatorisch eingeräumten Renditen erfolgt, müssen Gasspeicher in einem wettbewerblichen Umfeld agieren. Dies führt zu einer nicht kosteneffizienten Ausgestaltung des Gassystems. Ein integrierter Ansatz der Netz- und Speicherplanung könnte deutliche Kostenvorteile für den Endkunden heben, sowie spürbar zur Versorgungssicherheit beitragen.

2 Auftrag und Ziel der Studie

Die INES ist ein Zusammenschluss von Betreibern deutscher Gasspeicher und hat ihren Sitz in Berlin. INES repräsentiert über 90 Prozent der deutschen Gasspeicherkapazitäten. Die INES-Mitglieder betreiben damit auch knapp 25 Prozent aller Gasspeicherkapazitäten in der EU. Zentrale Aufgabe der INES ist es, die öffentliche Wahrnehmung zu den Beiträgen deutscher Gasspeicher zu den energiepolitischen Zielen zu fördern. INES hat die enervis energy advisors GmbH (enervis) beauftragt, eine Studie zum Systemwert der Gasspeicher zu verfassen.

Die enervis wurde 2001 gegründet, ist inhabergeführt und hat ihren Sitz in Berlin. enervis ist ein auf die Marktmodellierung spezialisiertes, unabhängiges Beratungsunternehmen und verfügt über Modelle des Strom-, Wärme- und Verkehrssektors sowie über ein Lastflussmodell zur Modellierung des Gasmarktes.

Im Fokus dieser Studie stehen die Systemkosten und Gasspeicher in Deutschland. Historisch wurden Gasnetze und Gasspeicher integriert betrachtet und damit eine kosteneffiziente Lösung des Erdgasverkehrs und der Erdgasbereitstellung erzielt. Speicherausbau und Netzausbau koexistierten. Durch die erfolgte Entflechtung von Netzen und Speichern ist eine solche Betrachtung nicht mehr ohne weiteres möglich:

- Gasnetze unterliegen einem regulatorischen Rahmen und Gewinne werden über zugesicherte Renditen generiert.
- Gasspeicher hingegen erhalten keine zugesicherten Renditen und müssen ihre Ergebnisbeiträge im Handelsmarkt erwirtschaften.

Diese Rahmenbedingungen führen zu einer Entkopplung der unternehmensindividuellen Entscheidungen vom volkswirtschaftlichen Optimum. Netzbetreiber sind geneigt, Investitionen in Pipelines zu tätigen und ihre vorrangige Auslastung zu fördern, um die zugesicherten Renditen zu erwirtschaften. Gasspeicherbetreiber bewegen sich hingegen in einem marktwirtschaftlichen Umfeld, in dem wesentliche Beiträge der Gasspeicher für die Energieversorgung, insb. der Systemwert und der Versicherungswert, nicht oder nicht in vollem Umfang vergütet werden.

Um die Rolle der Gasspeicher Deutschlands zu identifizieren, sollen zwei Kernthesen in der Studie überprüft werden:

- Gasspeicher optimieren die Infrastrukturkosten
- Gasspeicher sind als Flexibilitätsquelle für die Versorgungssicherheit unverzichtbar

Die Studie untersucht diese Thesen anhand von zwei Szenarien: *Speicherflexibilität* und *Flexibilitätsimport*. Das Szenario *Speicherflexibilität* setzt auf der aktuellen Infrastruktur im Gasmarkt auf. Im Szenario *Flexibilitätsimport* wird die Gasversorgung ohne Unterstützung der deutschen Gasspeicher betrachtet. Der Vergleich der Szenarien dient dazu, die Veränderungen in Lastflüssen zu analysieren sowie Grenzen des europäischen und letztlich des deutschen Gassystems auszuloten. Insbesondere soll herausgearbeitet werden, ob die Versorgungssicherheit in einem Szenario ohne deutsche Gasspeicher aufrechterhalten werden könnte.

Mit Hilfe des Gasflussmodells „GasTracks“ werden die Szenarien modelliert und analysiert. Das verwendete Modell ist ein regionales Lastflussmodell, welches den weltweiten Gasmarkt in Regionen abbildet. Das Modell wird in Abschnitt 3 vorgestellt. Die beiden Szenarien werden in Abschnitt 4 erläutert. Im Abschnitt 5 werden die wesentlichen Ergebnisse des Szenarios *Speicherflexibilität* vorgestellt und diskutiert, um in Abschnitt 6 einen inhaltlichen und ökonomischen Vergleich mit den Ergebnissen des zweiten Szenarios *Flexibilitätsimport* zu ermöglichen.

3 Modellierung als Basis der Studie

In dieser Studie werden die zwei Szenarien *Speicherflexibilität* und *Flexibilitätsimport* modelliert und einander gegenübergestellt. Auf Basis dieses Szenariovergleichs werden die wesentlichen Unterschiede herausgearbeitet, um die in Abschnitt 2 formulierten Thesen zu überprüfen. Im Folgenden wird zunächst die Funktionsweise des Lastflussmodells (vgl. Abschnitt 3.1) beschrieben und im Anschluss werden die zu Grunde gelegten Basisparameter erläutert (vgl. Abschnitt 3.2).

3.1 Kurzbeschreibung des Lastflussmodells

GasTracks ist ein Bilanzierungsmodell, das auf Tagesbasis die Bilanzen verschiedener, miteinander verknüpfter Regionen abbildet. Im Fokus steht der europäische Markt. Dennoch sind weltweit Gasverbrauchs- und Produktionsregionen abgebildet, da eine isolierte Betrachtung Europas durch die vorhandene LNG-Infrastruktur und Interdependenzen über Pipelines die Untersuchungsmöglichkeiten einschränken würde.

Regionen sind innerhalb des Modells einzelne Länder oder, im Falle von Deutschland, die existierenden Marktgebiete mit zusätzlicher Unterscheidung nach H- und L-Gas. Auch Anrainerstaaten werden in separate Regionen je Gasqualität unterteilt.

Definition von Regionen:

Für jede Region sind im Modell tagesgenaue **Verbrauchserwartungen** hinterlegt, die auf Basis von historischen Temperaturjahren gebildet wurden. Für die gegenständliche Berechnung wurden die europaweiten Temperaturen des Jahres 2012 verwendet, um entsprechende Verbrauchsdaten in den europäischen Regionen abzuleiten (vgl. Abschnitt 3.2.2).

Jeder Region werden die **Gasproduktionskapazitäten** in der entsprechenden Gasqualität zugeordnet, die zur Deckung des eigenen Bedarfs oder zum Export verwendet werden können.

Zusätzlich sind in der Region vorhandene Flexibilitätsquellen, in Form der **Gasspeicher**, definiert. Hierbei wird in drei Speicherklassen (langsam, mittel, schnell) unterschieden (vgl. Abschnitt 3.2.6).

Verknüpfungen von Regionen:

Jede Region ist mit anderen Regionen verknüpft. Dies geschieht in erster Linie über **Pipelinekapazitäten**. Darüber hinaus bestehen Verbindungen zwischen Regionen via **LNG-Infrastruktur** (Verflüssigung, Regasifizierung, LNG-Tankschiffe). Die Pipelinekapazitäten sind als Aggregat zwischen zwei individuellen Zonen hinterlegt und ermöglichen so einen Austausch von Gasmen gen (vgl. Abschnitt 3.2.5). LNG-Austauschkapazitäten sind im Modell durch die Verflüssigungs- bzw. Regasifizierungskapazitäten sowie die Kapazität und Verfügbarkeit von Tankern eingeschränkt.

Fehlmengen:

Fehlmengen beschreiben die Notabschaltung von Endkunden. Dies kann im Modell auftreten, sofern die Kapazitäten der Transportleitungen, der Speicher, der Produktionsquellen oder der LNG-Infrastruktur erschöpft sind. Eine Region kann dann nicht mehr über die zur Verfügung stehenden Kapazitäten und Gasmen gen versorgt werden. In diesen Ausnahmefällen ist ein Lastabwurf in der betroffenen Region seitens des Modells möglich.

Aufgrund der Interkonnektivität des EU-Binnenmarkts entscheidet in einer Notsituation in erster Linie die Zahlungsbereitschaft in den Märkten darüber, in welchem Land Lasten abgeworfen werden. Politische Einflussnahme oder regulatorische Maßnahmen (z.B. Exportstopps) können die

Marktdynamik allerdings unterminieren. Für die Modellierung des Szenarios *Flexibilitätsimport* wird davon ausgegangen, dass ein etwaiger Lastabwurf in Deutschland stattfindet, da die Kapazitätsengpässe durch den Wegfall der deutschen Speicher verursacht würden. Darauf aufbauend werden die Lastabwürfe in ihren Kosten bewertet (vgl. 3.2.8.2).

Stehen den Regionen noch anderweitige Versorgungsmöglichkeiten zur Verfügung, werden diese Optionen vom Modell vorrangig gewählt. Lastabwürfe stellen die jeweils letzte Lösungsmöglichkeit für das Modell dar.

Funktionsweise des Modells:

Abbildung 1 stellt die wesentlichen Eingangsparameter des Modells in einer Übersicht dar.

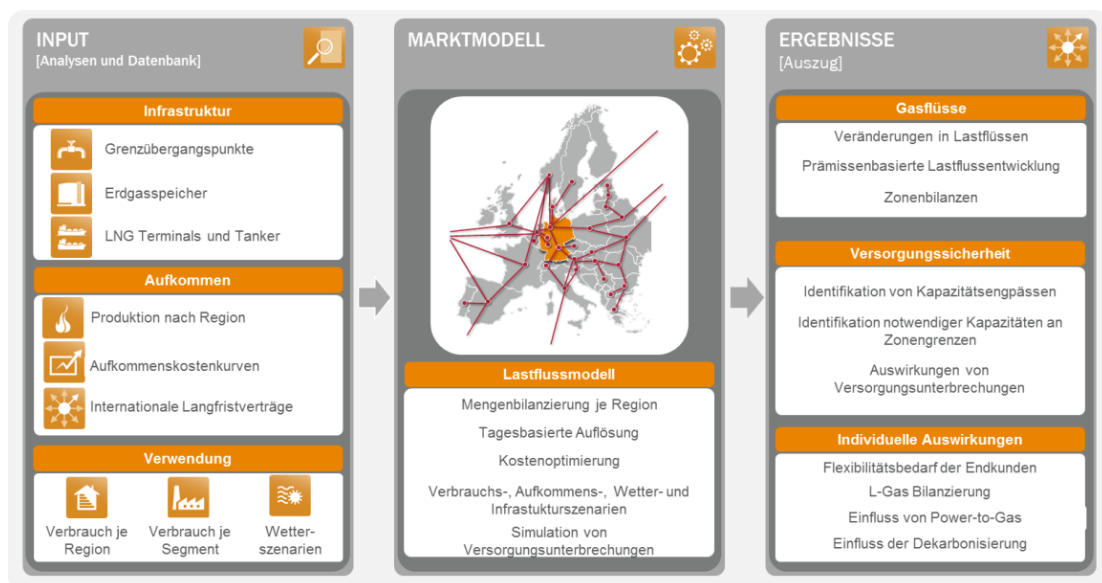


Abbildung 1: Übersicht des GasTracks Modells

GasTracks optimiert den Einsatz und die Auslastung sämtlicher Assets (z.B. Speicher, Pipelines, LNG-Tanker) unter Berücksichtigung der jeweiligen Einsatzkosten. Ziel ist dabei die Deckung des vorgegebenen tagesgenauen und regional differenzierten Verbrauchs.

Als zusätzliche Nebenbedingung wird ein zyklischer Gasspeichereinsatz berücksichtigt, d.h. die Füllstände am Anfang und am Ende eines Jahres sind identisch. Der Anfangs- bzw. Endfüllstand kann durch das Modell dennoch zwischen 0% (keine Nutzung von Gasspeichern) und 100% (volle Nutzung der Gasspeicher) frei optimiert werden.

Dadurch ergibt sich, wie bei allen ähnlich aufgebauten Optimierungsmodellen, eine für den Betrachtungszeitraum optimale Lösung unter „perfekter Vorausschau“. Perfekte Vorausschau bedeutet: Die gesamte Bedarfsentwicklung über den Betrachtungszeitraum ist von vornherein bekannt und liegt somit der bestmöglichen Lösung, d.h. der kostenoptimalen Kombination aus Produktion, Transport (Pipeline und LNG) und Speicherung, zu Grunde. Das heißt im Ergebnis insbesondere, dass:

- Speichernutzer exakt wissen, wann im entfernten Winter Mengen notwendig sind. Eine Vorhaltung von Gas, um jederzeit reagieren zu können, ist nicht notwendig. Speicher können komplett ausgefahren werden.
- LNG-Tanker legen pünktlich ab, um Just-in-Time Spitzenlasten decken zu können.

- Alle Marktteilnehmer sind durch die absolute Vorausschau bereit, an die Systemgrenzen zu gehen und kooperieren reibungslos.

Die Basisparametrisierung des Modells ist dem nachfolgenden Abschnitt am Beispiel Deutschlands zu entnehmen.

3.2 Basisparametrisierung des Modells

3.2.1 Regionalisierung Deutschlands

Der Fokus der Studie ist auf Deutschland gerichtet. Während die meisten Nationalstaaten eine Region innerhalb des Modells darstellen, sind Länder mit unterschiedlichen Gasqualitäten in zwei Regionen aufgeteilt worden. Deutschland wurde in vier Regionen aufgeschlüsselt: die zwei existierenden Marktgebiete NetConnect Germany (NCG) und GASPOOL (GPL), die jeweils zusätzlich nach Gasqualität unterschieden werden. Es ergeben sich daher in Deutschland die vier Regionen NCG L-Gas, NCG H-Gas, GPL L-Gas und GPL H-Gas, die in nachfolgender Abbildung 2 dargestellt sind.

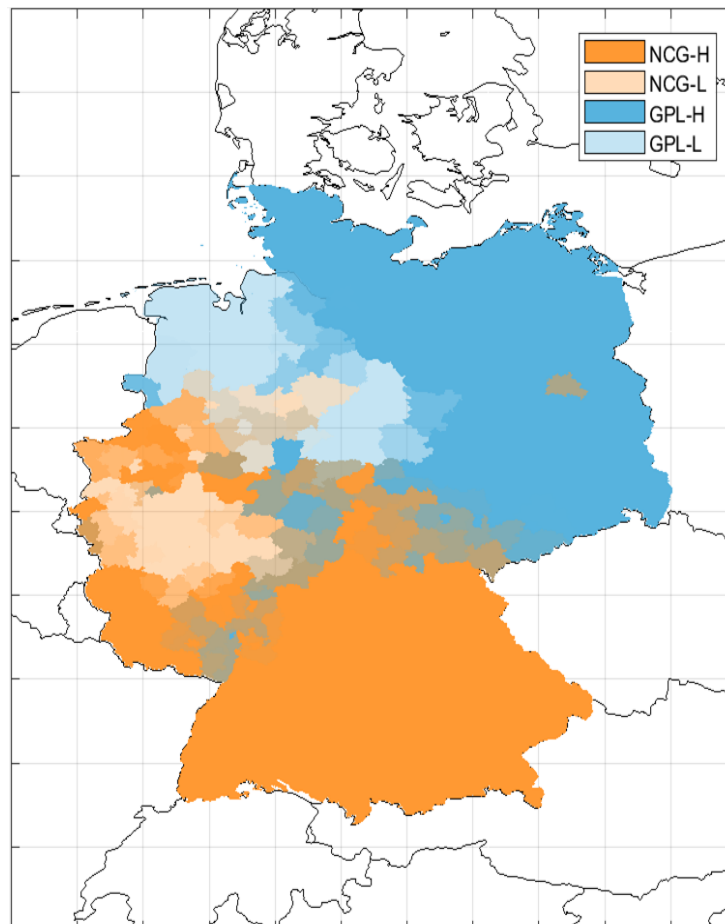


Abbildung 2: Abgebildete Regionen in Deutschland

Sämtlichen Regionen des Modells werden in der Parametrisierung Gasverbrauchsmengen, Produktionskapazitäten, Gasspeicher sowie Im- und Exportkapazitäten zugeordnet. Details zu den deutschen Regionen können den nachfolgenden Abschnitten entnommen werden.

3.2.2 Gasbedarf der Regionen

Die Basis für die Ermittlung regionaler tagesgenauer Verbrauchslastgänge ist eine Wetterdatenbank. Die Wetterdatenbank enthält stundengenaue historische Wetterdaten zu ca. 3.100 Gitterpunkten über 29 Jahre. Die erfassten Wetterdaten beinhalten Niederschlagsmengen, Globalstrahlung, Windgeschwindigkeiten in verschiedenen Höhen und – für diese Studie relevant – Temperaturen.

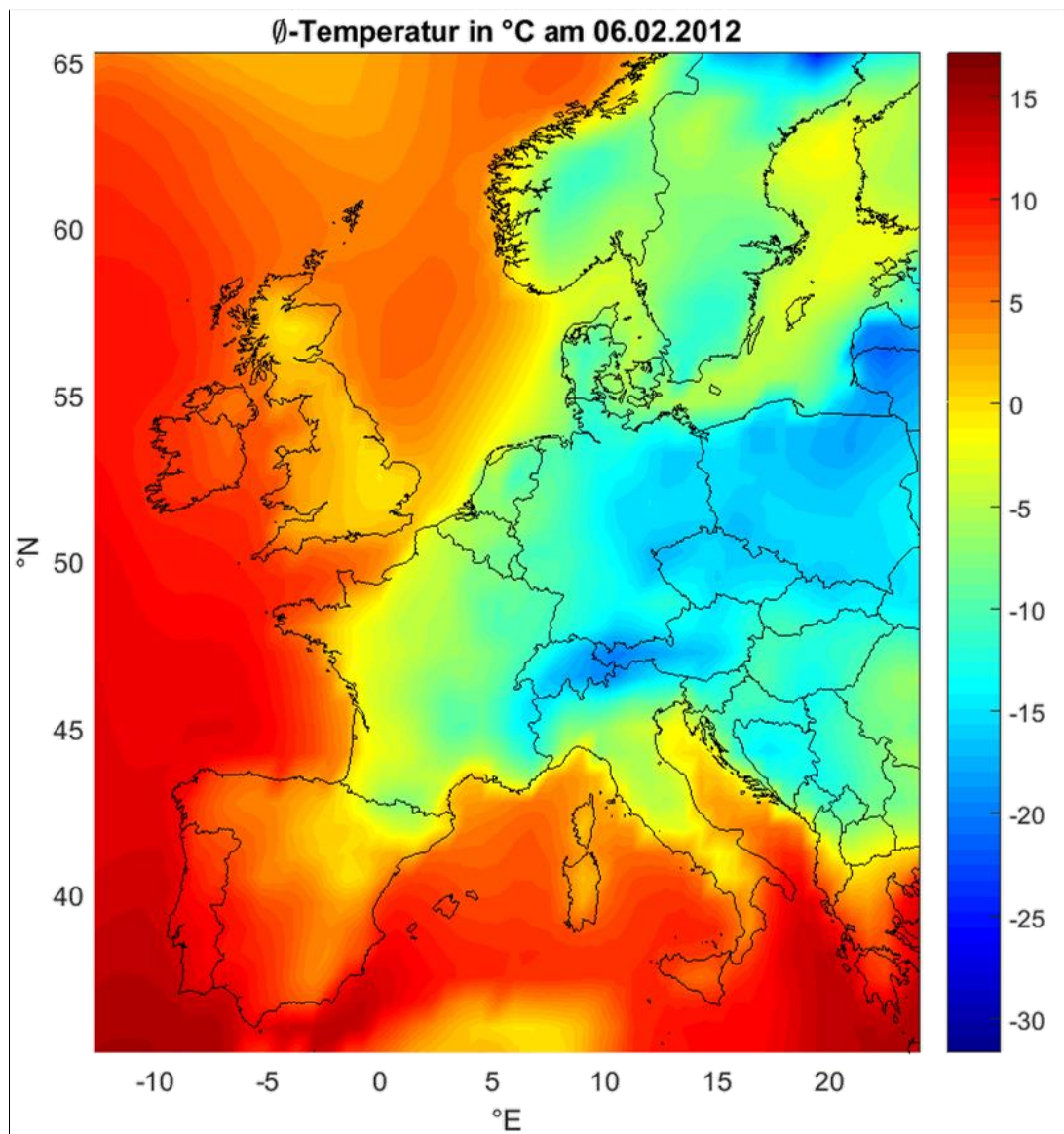


Abbildung 3: Beispieltage europäische Temperaturen¹

¹ Eigene Darstellung, Basisdaten aus Wetterdatenbank meteogroup

Anhand dieser Temperaturdaten werden für jeden Gitterpunkt der Wetterdatenbank Bedarfslastprofile ausgerollt. Hierbei wird sowohl auf temperaturabhängige als auch auf weitestgehend temperaturunabhängige Lastprofile zurückgegriffen. Der Anteil der temperaturabhängigen Profile in der jeweiligen Region ist aus einer historischen Regression mit monatsgenauen Abnahmedaten² je Nationalstaat abgeleitet worden. Aus allen Gitterpunkten einer Region wird dann jeweils der Verbrauchslastgang dieser Region über Mittelung aller zugehörigen Punktprofile ermittelt. So ergibt sich ein konsistenter tagesgenauer Verbrauchsdatensatz je Region.

Für die vorliegende Studie wurde ein Jahr mit einer zweiwöchigen Kälteperiode im Februar aus den historischen Daten ausgewählt, welches die Datenbasis beider Szenarien bezüglich der Verbrauchsmengen und -strukturen bildet. Ein Vergleich der Verbrauchsdaten über die verschiedenen historischen Wetterjahre zeigt, dass 2012 einen Jahresverbrauch entsprechend eines Kaltjahres mit teilweise hohen Lastspitzen (insbesondere im Februar) in Deutschland aufweist. Europaweit war das Temperaturjahr 2012 jedoch nur durchschnittlich.

Da hohe Spitzenlasten für die Auslegung von Infrastrukturen grundlegend sind, wurde auf das Jahr 2012 zurückgegriffen. Damit ist sichergestellt, dass die Infrastrukturkosten nicht unterschätzt werden, da Infrastrukturen stets auf Spitzenlasten ausgelegt werden müssen. Aufgrund des ansonsten durchschnittlichen Winters können die daraus abgeleiteten Systemkosten aber dennoch als repräsentativ angesehen werden. Zur Prüfung der Modellparametrisierung und der darauf aufbauend berechneten Gasverbräuche wurde ein Vergleich mit Daten vorgenommen, die zum einen von dem Marktgebietsverantwortlichen NCG veröffentlicht wurden und zum anderen im Netzentwicklungsplan Gas 2016 (NEP) enthalten sind. Es zeigt sich eine hervorragende Übereinstimmung für die Regionen GPL L-Gas, NCG L-Gas und NCG H-Gas. Für die Region GPL H-Gas existieren keine öffentlich zugänglichen Vergleichswerte des Jahres 2012. Der Vergleich ist in Abbildung 4 dargestellt und belegt die Genauigkeit der Modellierungsergebnisse.

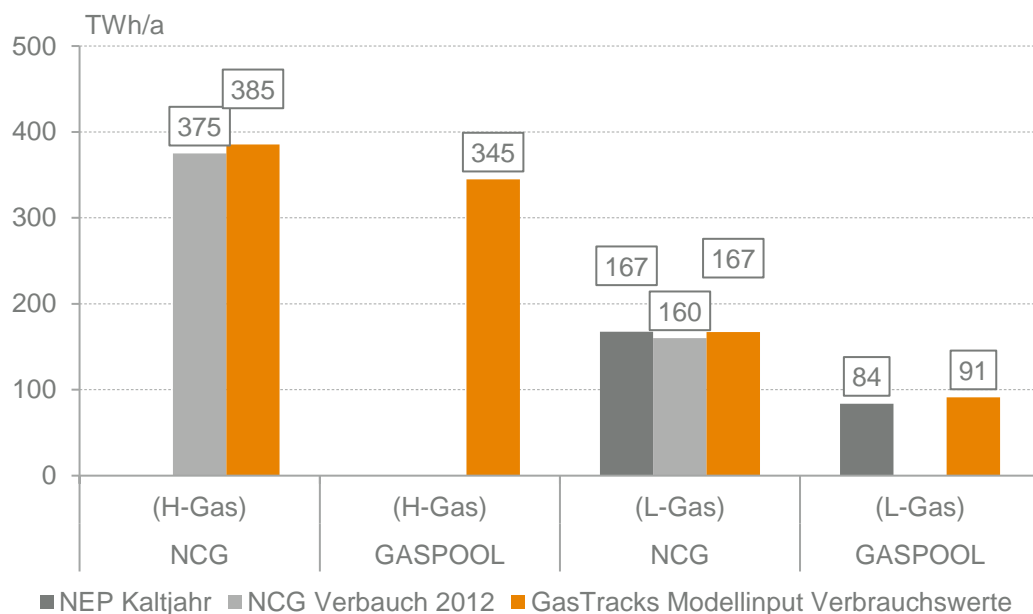


Abbildung 4: Prüfung der Parametrisierung anhand der definierten deutschen Regionen

² IEA, monatliche Gasabsatzmengen

Abbildung 5 zeigt sowohl den Jahresverbrauch, als auch die Tageshöchstleistung für einige europäische Verbrauchsländer. Auffällig ist die – im Vergleich zu Großbritannien – hohe Tagesleistung in Italien. Im Februar war es in Teilen Italiens deutlich kälter als im durch den Golfstrom beeinflussten Großbritannien. Diese Beobachtung zeigt, dass das Wetterjahr 2012 zwar insbesondere im Februar eine Kaltwettersituation in Europa darstellt, die Gasversorgung jedoch durch eine vergleichsweise milde Wetter- und damit Verbrauchssituation in Großbritannien entlastet wurde. Insgesamt handelt es sich bei 2012 also um ein durchschnittliches europäisches Temperaturjahr mit einer kalten Periode, aber nicht um ein extremes Stressszenario für die Versorgungssicherheit aus europäischer Perspektive.

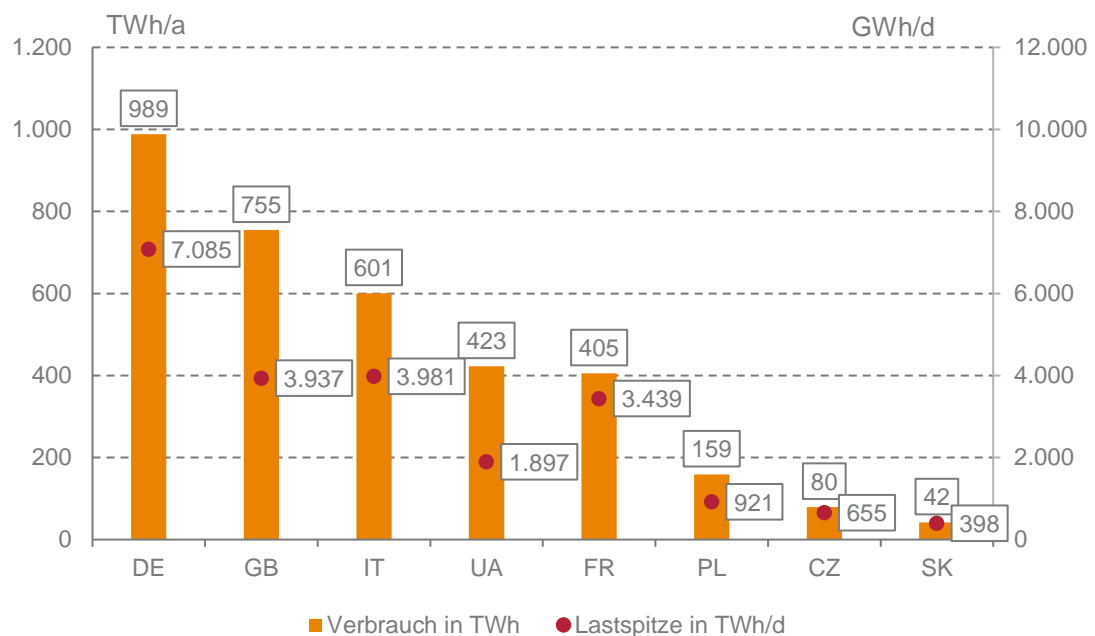


Abbildung 5: Im Modell abgebildete Jahresverbräuche und Spitzenlasten ausgewählter europäischer Verbrauchsländer

3.2.3 Produktion

Das Modell beinhaltet weltweite Produktionsdaten. Hinterlegt werden eine maximale Jahresfördermenge sowie eine maximale Tagesfördermenge.

Die Produktionsdaten für Europa sind aus dem Ten Year Network Development Plan 2017 (TYNDP 2017) abgeleitet und mit Daten aus dem NEP 2016 abgeglichen. Dabei wurden insbesondere die Produktionsdaten für niederländisches L-Gas aus dem Groningenfeld an die NEP-Annahmen angepasst, um die von der niederländischen Regierung angeordneten Förderungseinschränkungen abzubilden.

3.2.4 LNG-Infrastruktur

Daten zur LNG-Infrastruktur beziehen sich auf Verflüssigungsanlagen, Regasifizierungsanlagen und LNG-Tanker. Für Verflüssigungs- und Regasifizierungsanlagen ist jeweils die Tageskapazität relevant. Für LNG-Tanker werden Anzahl, Volumen, Geschwindigkeit und Boil-off-Mengen (Verlustrate durch Verdampfung) benötigt. Die Daten zur LNG-Infrastruktur stammen aus dem 2016 World LNG Report der IGU (International Gas Union).

Darüber hinaus wurde für jede Kombination aus Verflüssigungs- und Regasifizierungsterminal die Entfernung auf dem Seeweg ermittelt. Diese Matrix ermöglicht eine Abschätzung, wie lange LNG-Tanker benötigen, um LNG von der Verflüssigungsanlage zur Regasifizierung zu transportieren.

3.2.5 Import- und Exportkapazitäten

Die Import- und Exportkapazitäten zwischen den deutschen Marktgebieten und ihren Nachbarn werden aus den seitens ENTSO-G im Jahr 2016 veröffentlichten Daten abgeleitet. Analog zu den Annahmen im NEP 2016 werden Kapazitäten der NordStream auf den regulierten Teil beschränkt (OPAL-Einschränkung) und Importe aus Österreich und Dänemark nicht zugelassen. Die Nord-Stream/OPAL-Kapazitäten, die direkt der Tschechischen Republik zuzuordnen sind, wurden im Modell auch direkt mit dieser Region verknüpft.

Die folgenden Grafiken zeigen die von enervis ermittelten Kapazitäten für den Import bzw. Export der Regionen Deutschlands. Diese Zahlen schließen sowohl Grenzübergangspunkte als auch Marktgebietsübertritte ein. Konvertierungskapazitäten sind in der Darstellung nicht enthalten.

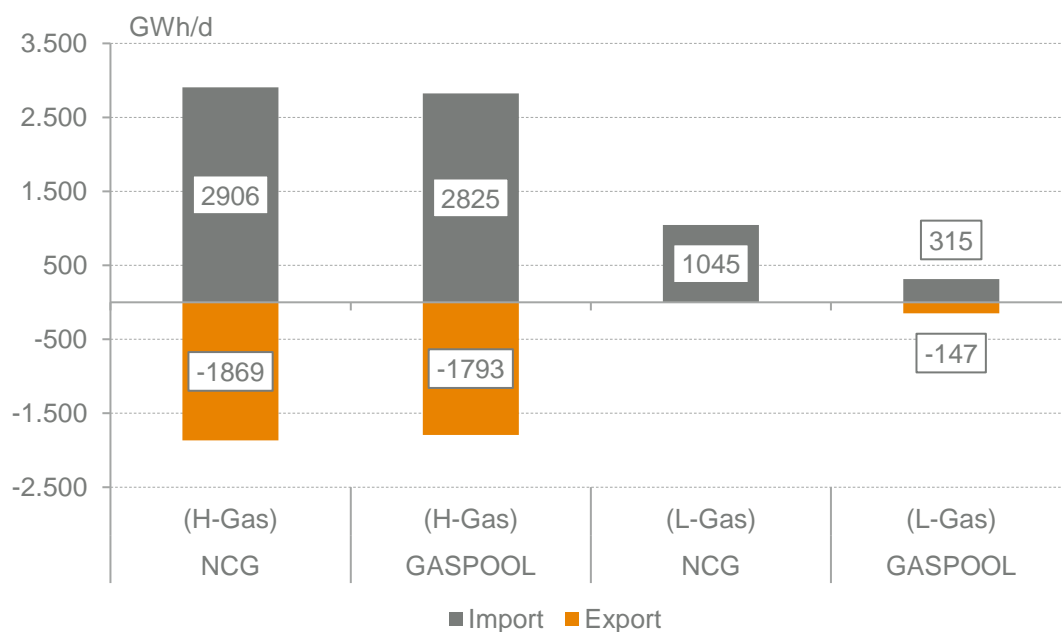


Abbildung 6: GasTracks Import- und Exportkapazitäten je Region Deutschlands

Wenn die verfügbaren Importkapazitäten je Gasqualität mit dem maximalen Tagesverbrauch, der Spitzenlast, verglichen werden, zeigen sich deutliche Unterschiede zwischen dem H- und dem L-Gas-Bereich. In Abbildung 7 wird dies verdeutlicht.

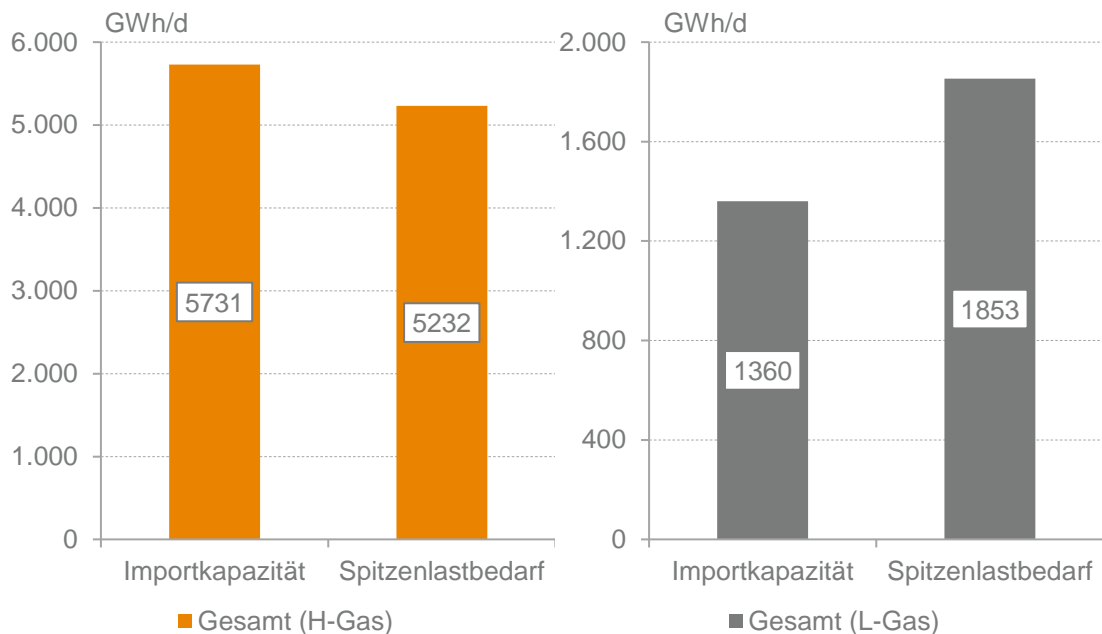


Abbildung 7: GasTracks – Vergleich der Kapazitätsbilanz von Ein- und Ausspeisung nach Gasqualität

Im H-Gas-Bereich sind ohne Berücksichtigung der Transitmengen genügend Importkapazitäten vorhanden, um den Verbrauch des H-Gas-Marktes zumindest rein rechnerisch vollständig zu decken. Sobald Transitmengen in diese Betrachtung einbezogen werden, übersteigt jedoch die notwendige Ausspeisekapazität die verfügbare Importkapazität. Es bedarf also einer Strukturierung mittels Gasspeichern.

Die Gasmengen, die durch andere Länder geleitet werden, sind im Modell nicht vorgegeben, sondern ein Modellergebnis. Über die verfügbaren Kapazitäten einer jeden Region können Gasmengen aus einer Region in eine andere fließen. Welchen Transportweg die Mengen nutzen, entscheidet das Modell selbständig. Eine Versorgung angrenzender Märkte wird kostenoptimal über die zur Verfügung stehenden Routen des Modells vorgenommen.

Im Gegensatz zum H-Gas sind die installierten Kapazitäten im L-Gas-Bereich eindeutiger. Aus deutscher Sicht spielen L-Gas-Transitmengen keine Rolle. Die Versorgung von Nachbarländern mit L-Gas wird vor allem durch die Niederlande gewährleistet. Jedoch zeigt bereits die alleinige Betrachtung der Importkapazitäten und der Verbrauchsspitze im L-Gas deutlich, dass eine ausschließliche Versorgung der Spitzenlast über die Importpunkte nicht möglich ist. Es bedarf der Flexibilität der Gasspeicher.

3.2.6 Gasspeicher

Die Speicherparametrisierung wurde anhand von Daten des LBEG³ und von GIE⁴ vorgenommen. Die Zuordnung zu den deutschen Regionen erfolgte analog der möglichen Einspeisekapazitäten in das jeweilige Netz. Sofern ein Speicher mehreren Regionen zuzuordnen ist und keine detaillierten Informationen über die genaue Anschlusskapazität pro Marktgebiet verfügbar sind, wurde

³ LBEG, Untertage-Gasspeicherung in Deutschland, 2016

⁴ GIE, GIE Storage Map, Dezember 2016

die Anbindungskapazität des Speichers den angeschlossenen Regionen zu jeweils gleichen Teilen zugeordnet.

Im Modell werden drei Speicherarten abgebildet: „schnell“, „mittel“ und „langsam“. Die Zuordnung erfolgt auf Basis der Ausspeicherdauer eines Speichers. Hierbei wird die notwendige Anzahl der Tage für eine komplette Ausspeicherung des Arbeitsgasvolumens (AGV) von einem Füllstand von 100% bis zur kompletten Entleerung unter Berücksichtigung der maximalen Ausspeicherkapazität angegeben. Es wird bei der Klassifizierung keine Kennlinie angewandt. Als schnelle Speicher werden diejenigen klassifiziert, die weniger als 45 Tage für eine komplette Ausspeicherung benötigen. Mittlere Speicher benötigen weniger als 80 Tage. Bei langsamen Speichern beträgt die Ausspeicherdauer mehr als 80 Tage. Die Speicher werden in jeder Region je Klasse aggregiert und im Modell eingestellt. In Deutschland ergibt sich in Summe ein installiertes Arbeitsgasvolumen von etwa 263 TWh. Abbildung 8 stellt die regionale Verteilung der für Deutschland berücksichtigten Speicher dar.

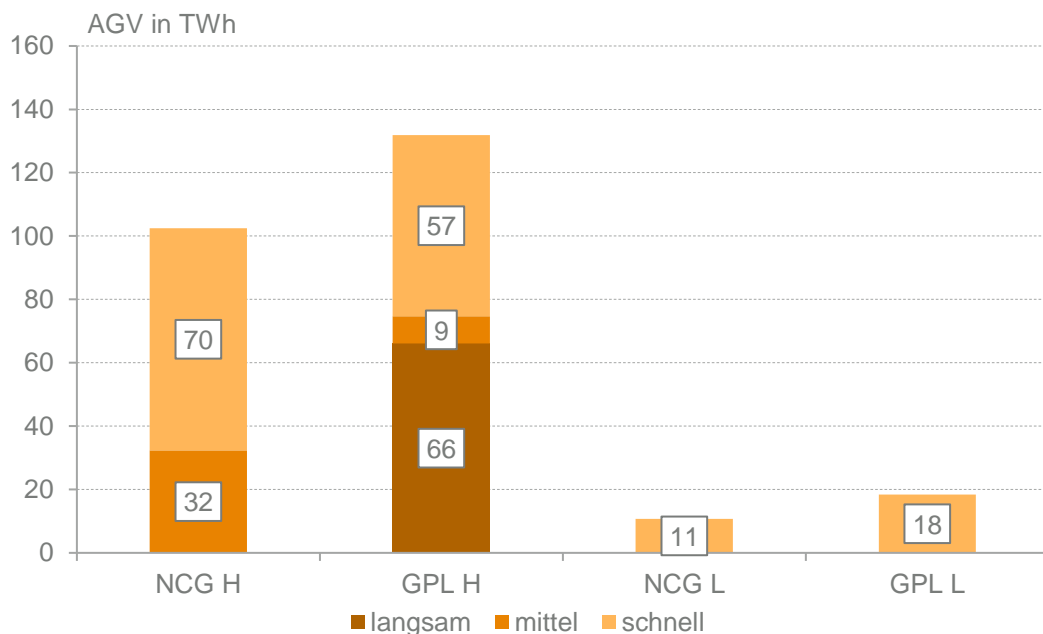


Abbildung 8: Speicherinventar nach Region in TWh AGV

Die Speicherkategorien sind je Region mit einer bestimmten Ein- und Ausspeicherleistung (EL bzw. AL) ausgestattet. Deutschland verfügt insgesamt über eine installierte Ausspeicherleistung der Gasspeicher von knapp 7.100 GWh/d. Die Einspeicherleistung erreicht einen maximalen Wert von etwa 4.200 GWh/d. Die nachfolgende Abbildung 9 zeigt die maximal verfügbare Ein- bzw. Ausspeicherleistung nach Region.

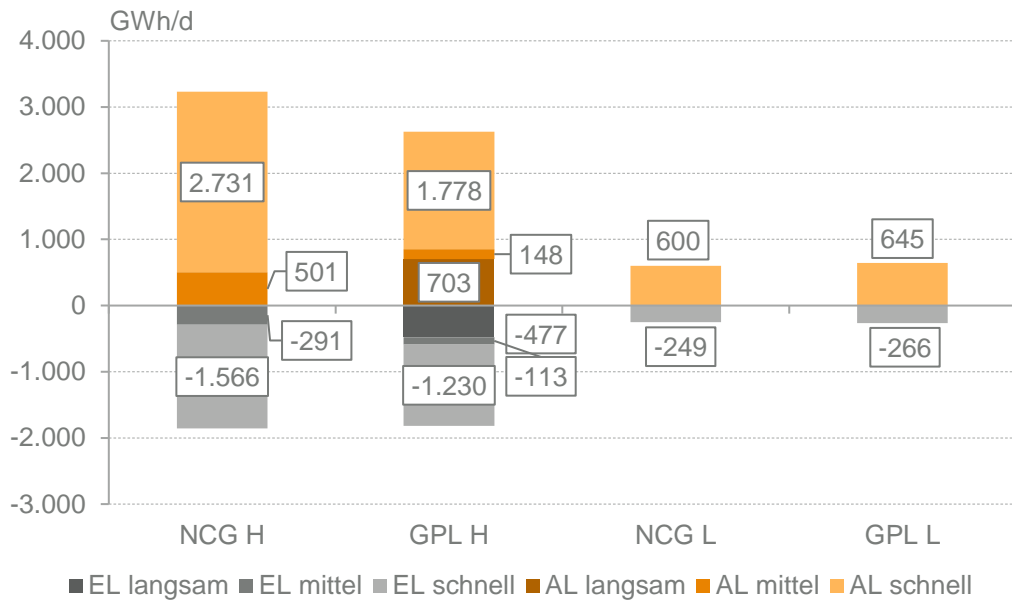


Abbildung 9: Maximale Ein- und Ausspeicherleistung nach Region in TWh/d

Die tatsächlich verfügbare Leistung der Speicher hängt vom jeweiligen Füllstand ab. Daher werden die Speicher mit vom Füllstand abhängigen Kennlinien abgebildet. Die Einspeicherleistung sinkt mit zunehmendem Füllstand des Speichers. Die Ausspeicherleistung fällt mit abnehmendem Füllstand. Die Kennlinie ist für alle Speicherkategorien identisch eingestellt worden. Nachfolgende Abbildung 10 stellt die im Modell hinterlegten Kennlinien dar.

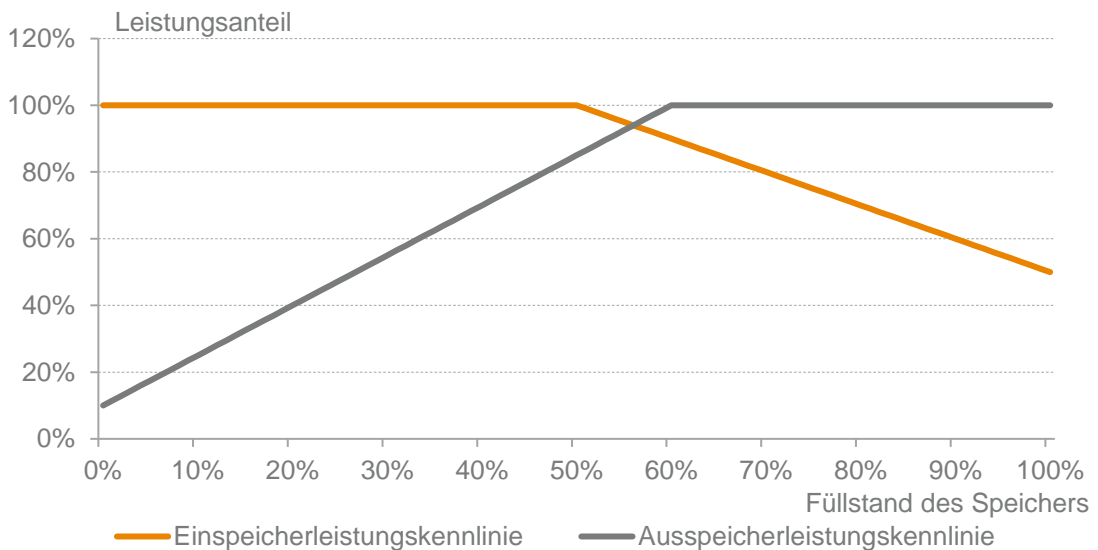


Abbildung 10: Ein- und Ausspeicherkennlinie an Speichern⁵

⁵ Basis der Ausspeicherkennlinie: INES / BMWi / bbh, Möglichkeiten zur Verbesserung der Gasversorgungssicherheit und der Krisenvorsorge durch Regelungen der Speicher, S. 136, 2015; Die Einspeicherkennlinie wurde auf Basis von Erfahrungswerten der enervis erstellt und mit INES abgestimmt.

3.2.7 Exkurs: Gasspeicher in Deutschland und Europa

Um eine Einordnung der in Deutschland installierten Gasspeicherkapazitäten im Vergleich zu anderen europäischen Staaten vornehmen zu können, sind in nachfolgender Abbildung 11 die Gasspeicher Deutschlands mit denen anderer europäischer Staaten verglichen worden. Gezeigt werden einerseits der Anteil des Arbeitsgasvolumens am Gesamtverbrauch des Landes und andererseits der Anteil der Spitzenleistung, der durch die maximale Ausspeicherleistung gedeckt werden könnte.

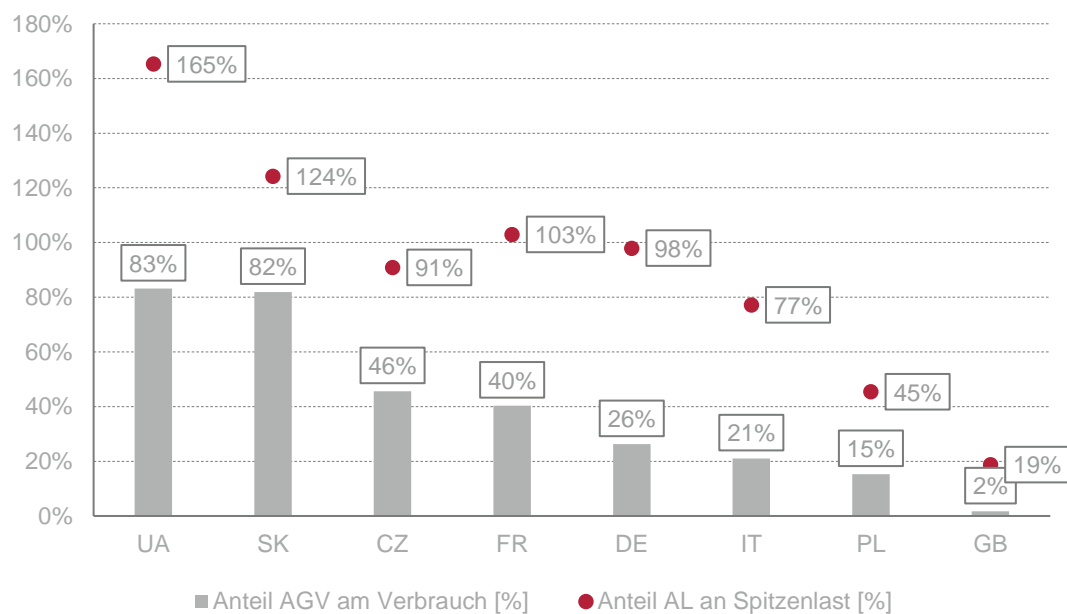


Abbildung 11: Im Modell abgebildete installierte Gasspeicher nach AGV und AL am Verbrauch bzw. der Spitzenlast des jeweiligen Landes

Der Anteil des Arbeitsgasvolumens am jährlichen Verbrauch liegt in Deutschland bei etwa 26%. Deutschland liegt damit im Mittelfeld der betrachteten Staaten. Frankreich (FR) liegt bei 40%, Italien bei 20%.

Darüber hinaus können deutsche Gasspeicher im besten Fall, d.h. bei vollen Speichern, etwa die benötigte Lastspitze ausspeichern. Andere Länder, wie z.B. Slowakei und Ukraine, können zwischen dem 1,2-fachen und 1,7-fachen der Spitzenlast des eigenen Landes über Speicher bereitstellen.

Deutschland verfügt zwar über eines der größten installierten Speichervolumina, dennoch ist es auch einer der größten Gasabsatzmärkte Kontinentaleuropas. Somit liegt Deutschland im Vergleich mit anderen Ländern und den dort installierten Speichermöglichkeiten im Mittelfeld.

3.2.8 Kostenannahmen

Die Nutzung von Infrastruktur zur Gasversorgung ist im Modell mit entsprechenden variablen Kosten versehen. Die Kosten sind weltweit identisch abgebildet. Daher ergibt sich ein, aus Sicht der Marktteilnehmer, freier internationaler Markt. Die Rahmenbedingungen für Flexibilitäts- und Transportdienstleistungen sind für alle Infrastruktureinrichtungen identisch. Die Optimierung des

Modells erfolgt daher in einem idealisierten freien und fairen wettbewerblichen Umfeld. Verzerrungen, die durch unterschiedliche regulatorische Rahmenbedingungen verschiedener Regionen gegeben sein können, bleiben unberücksichtigt.

Im Rahmen dieser Studie wurden variable Kosten für Gasspeicher konservativ hoch und für andere Infrastruktureinrichtungen eher niedrig angesetzt, wie nachfolgenden Abschnitten entnommen werden kann. Dadurch werden die Möglichkeiten und Einsätze zur Flexibilitätsbereitstellung durch Gasspeicher eher unterschätzt (konservativer Ansatz).

Die im Modell hinterlegten Kosten sind nachfolgend erläutert.

3.2.8.1 Transportkosten

3.2.8.1.1 Pipelinekapazitäten

Im Modell sind keine direkten variablen Kosten für Transportkapazitäten hinterlegt. Vielmehr werden die Transportverluste (Treibgas) in Höhe von 3%/Tsd.km angesetzt, die durch Produktionsquellen bereitgestellt werden müssen und entsprechend der Transportmengen und -entfernungen in zusätzlicher Produktion münden.

Pipelinetransport	
Transportverluste	3% des transportierten Gases je 1.000 km

Tabelle 1: Parameter der Pipelinetransportkosten⁶

3.2.8.1.2 Ausbau von Pipelinekapazitäten

Insofern im Modell Pipelineausbauten vorgenommen werden, sind diese pauschal mit Kosten in Höhe von 120 Tsd. €/ (GWh/h) pro Kilometer angenommen.⁷

Ausbau der Pipelinekapazitäten	
Kosten in GWh/h je km	120 Tsd. €/ (GWh/h)/km

3.2.8.1.3 LNG – Kapazitäten

Die LNG-Routen verfügen über Kapazitäten und sind in drei Stufen abgebildet: Verflüssigungskapazität, Transportkapazität (Anzahl der LNG-Tanker) sowie Regasifizierungskapazität.

Die Kosten der Verflüssigung und der Regasifizierung sind als variable Kosten in €/Tsd. m³ hinterlegt. Die Kosten des See-Transports sind entfernungsabhängige, variable Kosten in €/(Tsd. m³ * km). Die Kosten sind weltweit identisch im Modell abgebildet.

LNG Kapazität	Kosten
Verflüssigung + Regasifizierung	55 €/Tsd. m ³
Seetransport	2,12 €/(Tsd. m ³ * 1000km)

⁶ International Gas Union, „Natural Gas Facts & Figures“ 2012: 0,2-0,4% pro 100 km

⁷ Analysen enervis; vgl. u.a. FNB Gas, Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 zzgl. Anhang „Ausbaumaßnahmen (2016 – NEP Bestätigt).

Tabelle 2: Parameter der LNG Kosten⁸

3.2.8.2 Gasspeicherkosten

Kosten für Speicherung sind ebenfalls variable Kosten in €/Tsd. m³ Einspeicherung bzw. Auspeicherung. Die Kosten werden auf den Umschlag des Speichers erhoben und sind weltweit identisch. In Speichervermarktungen geforderte variable Kosten liegen im Bereich zwischen 0,50 und 0,80 €/MWh, also zwischen 4,50 und 8,80 €/Tsd. m³.⁹ Für diese Studie wurden die Kosten mit 10 €/Tsd. m³ höher angesetzt, was einem äußerst konservativen Ansatz im Rahmen dieser Studie entspricht.

Speicher	Kosten
Umschlagkosten	10,00 €/Tsd.m ³

Tabelle 3: Parameter der Gasspeicherkosten

3.2.8.1 Produktionskosten

Im Modell sind variable Produktionskosten im Bereich von 80 bis 90 €/Tsd. m³ angenommen.

	Kosten
Weltweite Produktionskosten	80-90 €/Tsd. m ³

Tabelle 4: Parameter der Produktionskosten

3.2.8.2 Lastabwurfkosten

Insofern es im Rahmen des Modells zu Versorgungsengpässen kommt und eine Belieferung der Endkunden nicht sichergestellt werden kann, erfolgt ein Lastabwurf. Dies ist gleichzusetzen mit der Abschaltung von Verbrauchern und wird vom Modell als „Fehlmenge“ ausgewiesen. Anschließend werden die Kosten dieses Lastabwurfs („Value of Lost Load“) bewertet. Grundlage für diese Bewertung ist eine Untersuchung des VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. („Demand Side Management aus Industriekundensicht“, vorgestellt am 09.08.2016 beim NCG Workshop Regelenergie in Düsseldorf). In dieser Untersuchung wird u.a. die Bruttowertschöpfung (in Mrd. €/a) dem Gasverbrauch (in TWh) verschiedener energieintensiver Industrien gegenübergestellt. Daraus ergibt sich die Bruttowertschöpfung dieser Industrien in €/MWh Gasverbrauch.

⁸ Verflüssigung und Regasifizierung: Die Kosten orientieren sich am unteren Rand der in verschiedenen Quellen angegebene Kosten für Verflüssigung und Regasifizierung (vgl. z.B. EIA, „The Global Liquefied Natural Gas Market 2003: Status & Outlook“ 2003, Hilmar Rempel, „Erdöl und Erdgas – Gesamtressourcen und Verfügbarkeit“, 2006), Transportkosten: Tankervolumen von ca. 160Tsd.m³, Frachtrate ca. 86Tsd.€/Tag, Durchschnittsgeschwindigkeit 19 Knoten, Hin- und Rückfahrt zu bezahlen, Erdgas hat das 600-fache Volumen von LNG

⁹ Preisblätter verschiedener Speicherbetreiber zu Umschlagkosten, eigene Erfahrungen der enervis zu Energiekosten je umgeschlagene MWh

	Bruttowertschöpfung [Mrd. €]	Gasverbrauch 2012 [TWh]	Abschaltkosten [€/MWh]
Ziegel/Baukeramik	0,93	6,84	135,96
Papierherstellung	3,24	22,28	145,42
Roheisen/Stahl	6,00	36,98	162,25
chem. Grundstoffindustrie	22,41	106,58	210,26
Metallerzeugung	18,72	75,63	247,52
Glas u. Glaswaren	3,22	12,79	251,76
Chem. Erzeugnisse	34,66	104,49	331,71
Papiergewerbe	9,50	28,12	337,84
Glasgewerbe, Keramik, Steinen und Erden	12,60	28,85	436,74

Tabelle 5: Theoretische Abschaltkosten energieintensiver Branchen¹⁰

Zur Ermittlung der Kosten für den Lastabwurf innerhalb des Modells wird zunächst angenommen, dass nur die dargestellten energieintensiven Industrien betroffen sind. Sich ergebende Lastabwürfe im Bereich schützenswerter Kunden, wie Haushaltskunden oder Fernwärmeerzeugern, werden mit den gleichen Kosten bewertet.

Weiter wird angenommen, dass bei Lastabwürfen nur die verhinderte Bruttowertschöpfung pro Megawattstunde als Kosten anfällt. Auch diese Annahme ist konservativ, da gerade bei ungeplanten Produktionsausfällen noch deutlich höhere Kosten auftreten können. So können ggf. Materialien verloren gehen, Produktionsanlagen beschädigt und Verträge in der Erfüllung verletzt werden oder sonstige nicht inbegriffene Schäden entstehen.

Unter Annahme konstanter Auslastung der verschiedenen Industrien kann auf Basis der vorliegenden Informationen eine Merit-Order-Kurve der Lastabwurfkosten generiert werden (vgl. Abbildung 12). Anhand der vom Modell ausgewiesenen Lastabwürfe werden daraus die gesamten Lastabwurfkosten hergeleitet.

¹⁰ VIK Gastvortrag auf dem Workshop Regelernergie der NCG, August 2016

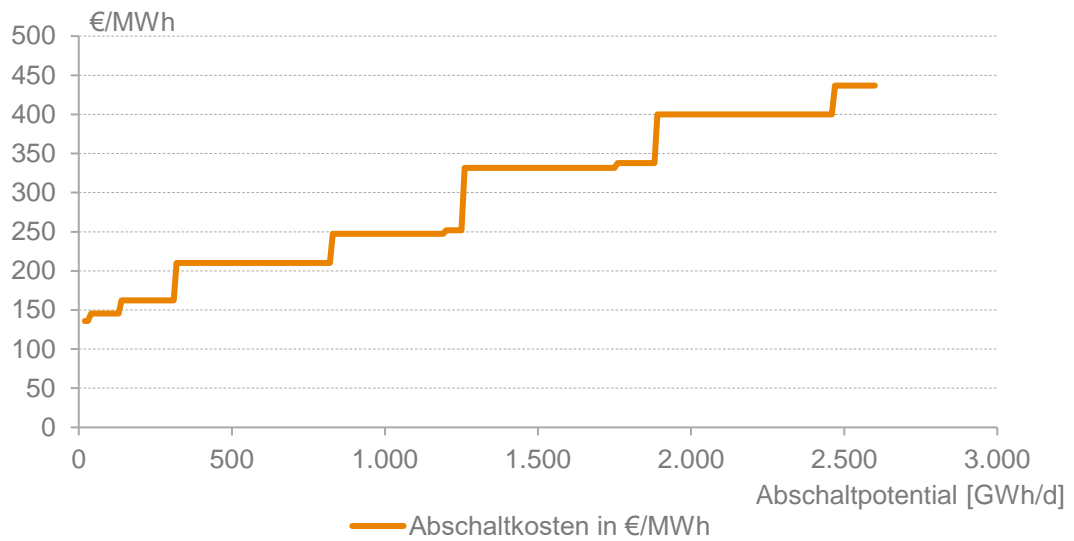


Abbildung 12: Merit-Order-Kurve der Lastabwürfe¹¹

Das vom VIK stichprobenhaft erhobene und auf Deutschland hochgerechnete Potenzial beläuft sich auf 2.500 GWh/d. Eine Zuordnung des Abschaltpotentials zu einzelnen Regionen Deutschlands erfolgte nicht. Im Rahmen der Modellierung wird vereinfachend davon ausgegangen, dass das Lastabwurfpotenzial über alle Zonen in Deutschland in der dargestellten Höhe zur Verfügung steht.

¹¹ Eigene Berechnungen; VIK Gastvortrag auf dem Workshop Regelernergie der NCG, August 2016

4 Szenarioausgestaltung

Die Studie vergleicht zwei Szenarien *Speicherflexibilität* und *Flexibilitätsimport*. Das Szenario *Speicherflexibilität* bildet je Region den aktuellen Bestand an Infrastruktureinrichtungen, die derzeitigen Erwartungen an den Erdgasbedarf und die Produktionskapazitäten ab. Das Szenario *Flexibilitätsimport* setzt auf den identischen Daten auf. Jedoch werden in diesem Szenario sämtliche Gasspeicher der deutschen Regionen aus dem Modell entfernt.

Da keine weiteren Parameter zwischen den Szenarien variiert werden, können anschließend die Auswirkungen des Wegfalls sämtlicher deutscher Gasspeicher im derzeitigen Gassystem analysiert werden. Durch die umfangreichen Gasaustauschmöglichkeiten zwischen den Regionen hat das Entfernen der deutschen Gasspeicher nicht nur Auswirkungen auf Deutschland, sondern löst auch in anderen Ländern Effekte aus.

Die betrachteten Szenarien stellen keine Entwicklung über mehrere Jahre dar. Es wird ein Kalenderjahr mit den im vorherigen Abschnitt definierten Parametern betrachtet. In den Szenarien sind die Füllstände der jeweils vorhandenen Speicher am Anfang und Ende eines Jahres identisch, sodass über die Speicher Flexibilität bereitgestellt werden kann, jedoch keine Netto-Versorgung über ein gesamtes Jahr erfolgt, da die Einspeisemengen den Ausspeisemengen entsprechen.

Abbildung 13 stellt eine Übersicht zur Ausgestaltung der Szenarien bereit und beschreibt die wesentlichen Parameter, die beispielhaft für die deutschen Regionen im Abschnitt 3.2 erläutert wurden.

	SPEICHERFLEXIBILITÄT	FLEXIBILITÄTSIMPORT
Modellumfang	<ul style="list-style-type: none"> Modellierung des weltweiten Gassystems 	
Gasbedarf	<ul style="list-style-type: none"> Modellierung auf Basis eines europaweiten durchschnittlichen Temperaturjahres mit einer zweiwöchigen Kälteperiode 	
Produktion	<ul style="list-style-type: none"> Produktionskapazitäten der Lieferländer mit Stand 2016 	
Pipelinekapazitäten	<ul style="list-style-type: none"> Abbildung der installierten Infrastruktur mit Stand 2016 	
LNG Verflüssigung	<ul style="list-style-type: none"> Abbildung der installierten Infrastruktur mit Stand 2016 	
LNG Regasifizierung		
LNG Tankerflotte		
Gasspeicher	<ul style="list-style-type: none"> Abbildung der installierten Infrastruktur mit Stand 2016 	<ul style="list-style-type: none"> Abbildung der installierten Infrastruktur ohne deutsche Gasspeicher

Abbildung 13: Übersicht der Ausgestaltung der Szenarien

Jedes Szenario umfasst ein Kalenderjahr, für das eine weltweite Optimierung der Gasflüsse unter Berücksichtigung der eingestellten Nebenbedingungen erfolgt. Ergebnisse des Modells sind die (tagesgenauen) Auslastungen der Infrastrukturelemente (Produktion, Transportkapazitäten, Speicher, LNG-Infrastruktur bis hin zu LNG-Tankern). Darüber hinaus weist das Modell die Kosten der Infrastrukturnutzung aus.

In nachfolgendem Abschnitt 5 werden ausgewählte Ergebnisse des Szenarios *Speicherflexibilität* bereitgestellt und erläutert. Die Ergebnisse des Szenarios *Flexibilitätsimport* werden anschließend in Abschnitt 6 vergleichend dem Szenario *Speicherflexibilität* gegenübergestellt.

5 Ergebnisse des Szenarios *Speicherflexibilität*

Die Ergebnisse des Szenarios *Speicherflexibilität* werden in zwei Abschnitten analysiert. Abschnitt 5.1 stellt die Ergebnisse der Regionen Deutschlands dar. Der darauffolgende Abschnitt 5.2 untersucht die wesentlichen Punkte außerhalb Deutschlands. Da das Modell über eine perfekte Vorausschau verfügt und die Szenarien über die Kostenparameter europaweit bzw. weltweit identische Wettbewerbsbedingungen schaffen, können sich Lastflüsse teils von historischen Lastflüssen unterscheiden.

5.1 Deutschland

In den nachfolgenden Abschnitten sind die Ergebnisse der weltweiten Gasflussmodellierung hinsichtlich des deutschen Marktes ausgewertet. In der Analyse werden die Lastflüsse zu bzw. aus Anrainerregionen untersucht (vgl. Abschnitt 5.1.1), anschließend wird die Gasbilanz Deutschlands vorgestellt (vgl. 5.1.2). Eine detailliertere Untersuchung erfolgt anschließend für die Gasspeicher (vgl. 5.1.3). Auf Basis dieser Analysen erfolgt die Einordnung der Import- und Exportbilanz (vgl. 5.1.4).

5.1.1 Lastflüsse in Deutschland

Die Lastflüsse in Deutschland werden durch die Verfügbarkeit von Gas in den Lieferländern bestimmt. Darüber hinaus sind die Transportkapazitäten von den Lieferländern bis zu den Zielmärkten von Relevanz. Deutschland ist eine Drehscheibe für Gas und mit seiner zentralen geografischen Lage zwischen Liefer- und Verbrauchsländern, sowie der hohen installierten Transportkapazitäten auch für die Weiterleitung von Gasmengen von Produktions- zu Bedarfsschwerpunkten anderer Länder verantwortlich. Wesentliche Mengen werden daher als Transitmengen durch Deutschland bzw. dessen Regionen geleitet. Dies spiegelt sich auch in den Modellergebnissen des Szenarios *Speicherflexibilität* wider.

Abbildung 14 und Abbildung 15 zeigen die durchschnittliche Auslastung der Pipelines je Region, jeweils getrennt für L- und H-Gas, für die Monate Dezember bis Februar und für die Monate März bis November. Die transparenten Pfeile beschreiben die technisch verfügbare Kapazität (TVK). Die ausgefüllten Pfeile beschreiben die durchschnittliche Auslastung der existierenden Pipelineverbindungen zwischen den Regionen. Der Flächeninhalt bzw. die Größe der Pfeile beschreibt die Höhe der Austauschmöglichkeit zur jeweiligen Anrainerregion. Entspricht der ausgefüllte Pfeil dem transparenten Pendant, beträgt die durchschnittliche Auslastung im betrachteten Zeitraum 100%. Die Grafiken vermitteln einen Eindruck, wie das Gas durch die Regionen Deutschlands fließt und welche Staaten/Anrainerregionen versorgt werden. Details hierzu können dem Anhang I.1, Tabelle 6 entnommen werden.

H-Gas-Regionen:

Die Ergebnisse der H-Gas-Regionen sind der Abbildung 14 zu entnehmen.

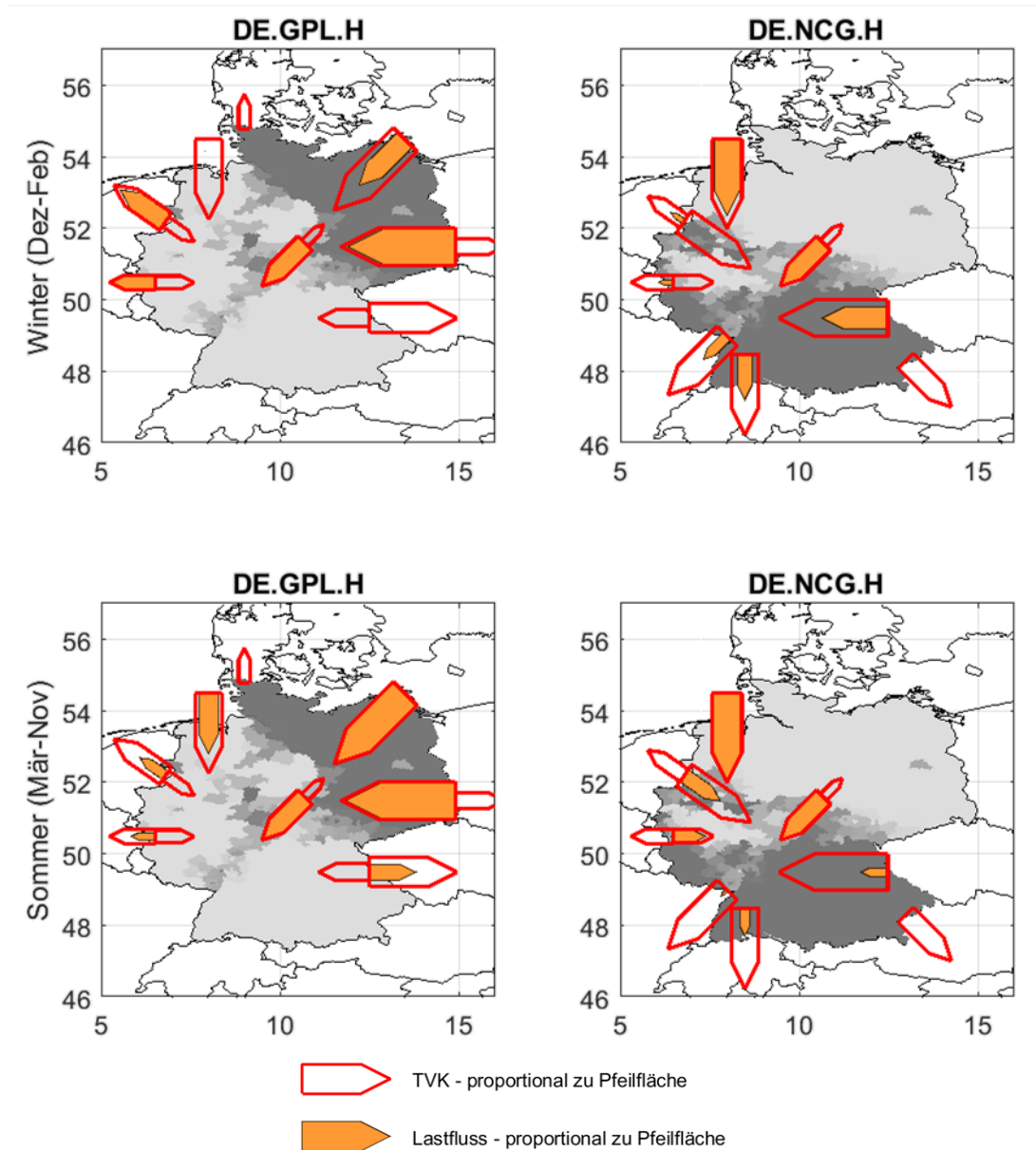


Abbildung 14: Durchschnittliche Kapazitätsauslastung der deutschen H-Gas-Regionen zu den Anrainerregionen im Szenario *Speicherflexibilität*

Die Region GPL H-Gas „DE.GPL.H“ zeigt in den Sommermonaten eine nahezu vollständige Auslastung der Importpunkte aus Russland (North-Stream) und Polen. Zusätzlich wird im Sommer aus Norwegen importiert. Im Winter dagegen werden die Importpunkte aus Russland deutlich weniger und die aus Norwegen kaum mehr genutzt. Weiterhin ist zu erkennen, dass die Auslastung der bestehenden Exportkapazitäten in Richtung der Niederlande, Belgien und Tschechischer Republik im Winter ansteigt. Darüber hinaus wird die bestehende Kapazität zum Marktgebiet NCG sowohl im Sommer als auch im Winter ausgelastet.

In der Region NCG H-Gas „DE.NCG.H“ ist die Importkapazität aus Norwegen im Sommer ebenfalls voll ausgelastet. Zusätzlich werden im Sommer Mengen aus den Niederlanden und Belgien und in geringem Ausmaß aus der Tschechischen Republik bezogen. Im Winter geht die Auslastung der Importkapazität aus Norwegen zurück, während der Bezug von Mengen aus der Tschechischen Republik ansteigt. Ansonsten werden im Winter Mengen in die Niederlande, Belgien und Frankreich exportiert. Gleichzeitig steigen die Exporte in die Schweiz. Der Bezug von Mengen aus GPL H-Gas ist im Sommer und im Winter gleich groß.

Grundsätzlich lässt sich festhalten, dass Deutschland in Abwesenheit größerer H-Gas-Produktionskapazitäten auf Importe von H-Gas angewiesen ist. Diese erfolgen im Sommer aus Norwegen, Polen und via North-Stream direkt aus Russland und werden vorwiegend in das GPL-Marktgebiet importiert. GPL dient zum Teil als Transit-Marktgebiet, das große Mengen nach NCG weiterleitet. Gleichzeitig sind die deutschen Exportmengen im Sommer gering. Im Winter verändert sich die Situation: Die Importmengen gehen zurück und die Exportmengen steigen. Das ist nur möglich, da die deutschen H-Gas-Speicher Flexibilität für die westlichen Nachbarländer bereitstellen. Ein Teil dieser Flexibilität kommt allerdings auch aus der Tschechischen Republik (und den ihr vorgelagerten Regionen Slowakei und Ukraine), wie man an den im Winter stärkeren Lastflüssen von der Tschechischen Republik nach Deutschland sieht.

Ein Engpass an Transportkapazitäten lässt sich in dieser, auf den Temperaturen des Jahres 2012 basierenden, Betrachtung nicht feststellen.

L-Gas-Regionen:

Auch die L-Gas-Regionen sind von Importen geprägt. Die Ergebnisse sind der Abbildung 15 zu entnehmen.

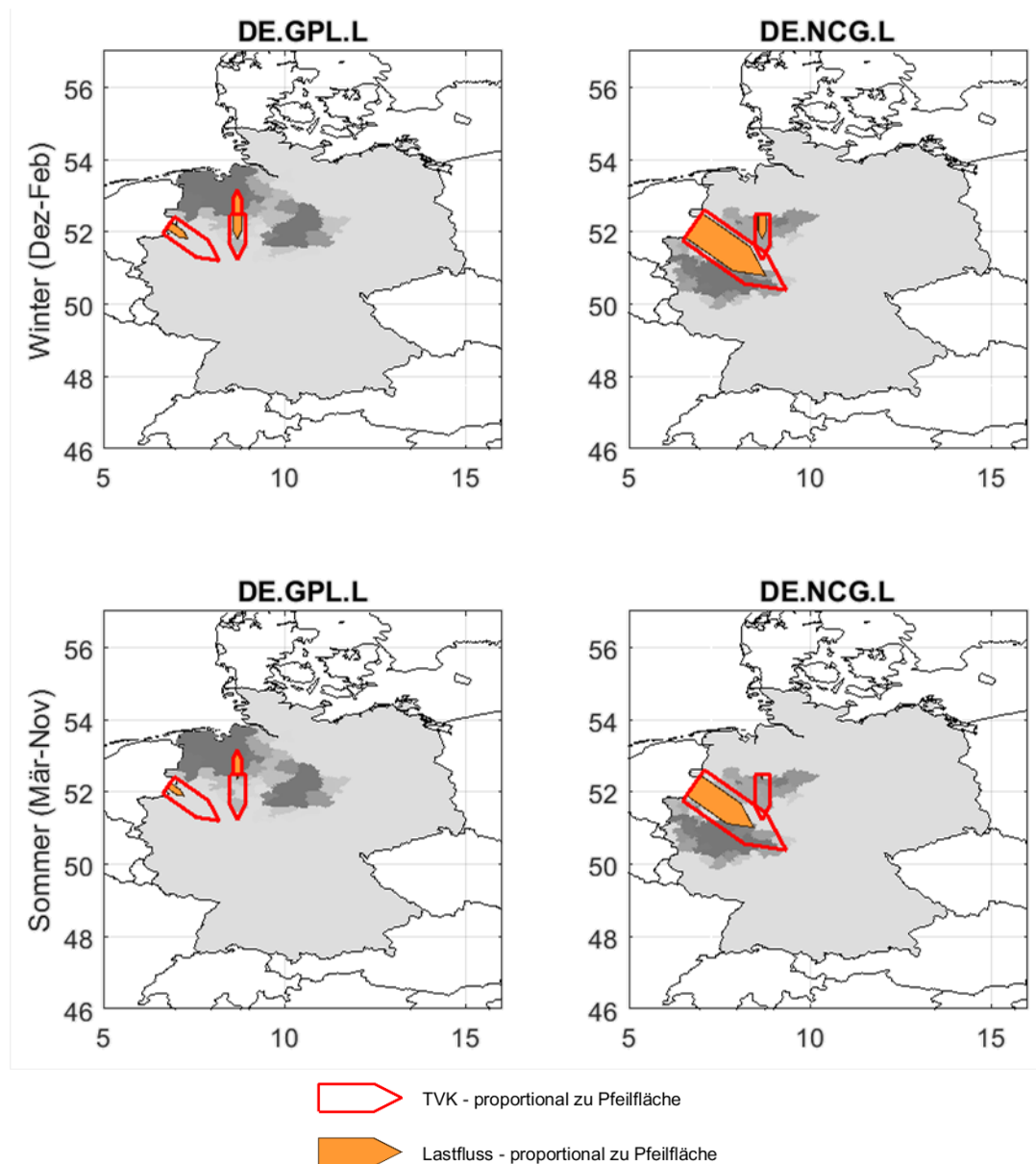


Abbildung 15: Durchschnittliche Kapazitätsauslastung der deutschen L-Gas-Regionen zu den Anrainerregionen im Szenario *Speicherflexibilität*

Die Region GPL L-Gas „DE.GPL.L“ verfügt über Produktionsstätten. Außerdem wird die Region mit konvertierten Gasmengen aus der Region „DE.GPL.H“ versorgt. Dies erklärt eine vergleichsweise geringe Auslastung der verfügbaren Importkapazitäten aus den Niederlanden. In den Wintermonaten werden auch Exporte in die Nachbarzone NCG L-Gas vorgenommen.

Die Region NCG L-Gas „DE.NCG.L“ (ohne eigene Produktion) ist maßgeblich auf Importe aus den Niederlanden angewiesen. In den Wintermonaten kommt es zusätzlich zu einem Bezug von Gasmengen aus der Region GPL L-Gas.

Insgesamt unterscheidet sich das Verhalten der L-Gas-Gebiete von dem der H-Gas-Gebiete: Im Winter muss mehr importiert werden als im Sommer – die L-Gas-Speicher reichen nicht aus, um den Mehrverbrauch im Winter auszugleichen.

Kapazitätsauslastung:

Im Rahmen der Modellierung wird der Einsatz verfügbarer Flexibilitätsquellen der Lieferländer, wie zum Beispiel die Nutzung von Gasspeichern, optimal gesteuert. Diese netzdienliche Fahrweise von Gasspeichern führt dazu, dass keine Kapazitätsengpässe auftreten und es damit auch keiner zusätzlichen Kapazitäten zwischen den im Modell abgebildeten Regionen bedarf.

5.1.2 Gasbilanz Deutschlands

In den Gasbilanzen werden den Bedarfsmengen, d.h. dem Endkundenverbrauch, den Exportmengen und den Mengen der Einspeicherung, die entsprechenden Aufkommensmengen, d.h. Importe, Produktion und Ausspeicherung, gegenübergestellt. Sollten Engpässe in der Versorgung der Region existieren, ist dies durch Fehlmengen gekennzeichnet. Nachfolgend sind die einzelnen Regionen Deutschlands erläutert.

Hierbei wird für jede innerdeutsche Region die Gasbilanz visualisiert, dies ermöglicht einen detaillierteren Überblick über die Herkunft und Verwendung des Gases. Darüber hinaus können in dieser Betrachtung Erkenntnisse über die Herkunft von Flexibilität gewonnen werden. Die Bedarfsmengen sind als negative Werte in den Grafiken dargestellt und beinhalten sowohl den Verbrauch innerhalb der Region als auch Export- und Einspeichermengen. Aufkommensquellen, d.h. Produktion, Import und Ausspeicherung, sind als positive Werte dargestellt. Die Farbe der jeweiligen Fläche zeigt, aus welcher angrenzenden Region das Gas stammt bzw. in welche Region das Gas geliefert wurde.

5.1.2.1 GPL H-Gas-Region

Die Erdgasbilanz in der GPL H-Gas-Region ist in Abbildung 16 dargestellt. Die Grafik zeigt den Verlauf von Gasaufkommen und -verwendung auf Tagesbasis über das betrachtete Kalenderjahr des Szenarios *Speicherflexibilität*.

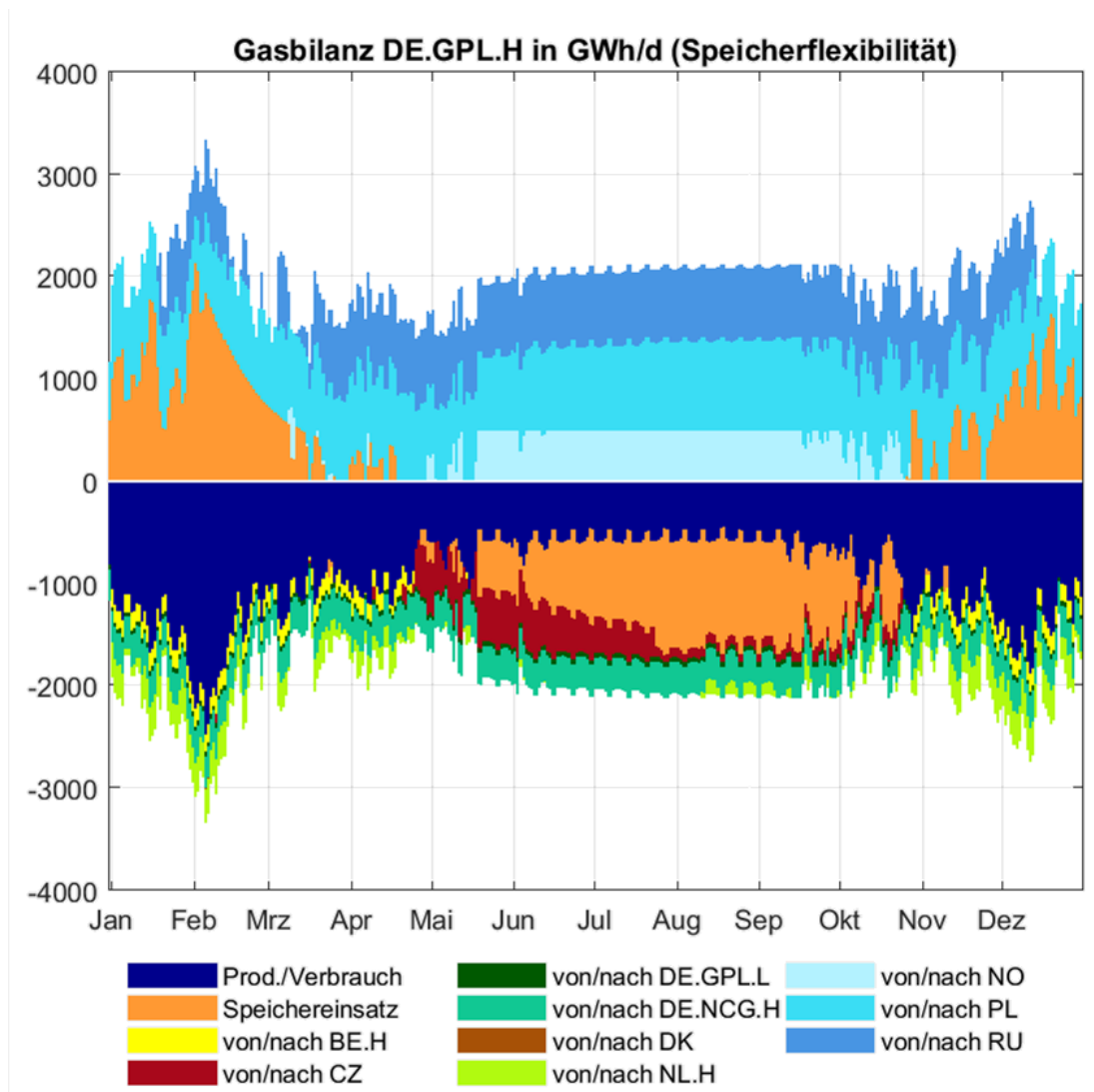


Abbildung 16: Gasbilanzen der GPL H-Gas-Region in Deutschland¹²

Bedarfsseite

Die Bedarfsmengen sind vom inländischen Verbrauch und Exporten in andere Regionen geprägt.

Die Verbrauchsmengen weisen einen stark saisonalen Bedarf auf. Die Spitzenleistungen werden innerhalb der Wintermonate abgerufen, wohingegen der Bedarf im Sommer deutlich absinkt.

¹² Im Text nicht erläuterte Abkürzungen: BE – Belgien, NL – Niederlande, DK – Dänemark, Stor – Storage/Gasspeicher, Prod – Production/Produktion, Cons – Consumption/Verbrauch; Der Zusatz „H“ an einer Region weist darauf hin, dass hier nur der H-Gas-Anteil der Region berücksichtigt wird.

Darüber hinaus sind zusätzliche Exporte an die Tschechische Republik in den Sommermonaten zu beobachten. In den Wintermonaten wird ein steigender Export an die Niederlande verzeichnet. Über das gesamte Jahr werden Mengen an die NCG H-Gas-Region weitergeleitet.

Die Einspeicherung von Gasmengen erfolgt in der GPL H-Gas-Region „DE.GPL.H“ innerhalb der Sommermonate.

Das Modell weist keine Lastabwürfe aus. Das System kann über die verfügbaren Aufkommensquellen versorgt werden.

Aufkommensseite

Die Aufkommensseite ist in der GPL H-Gas-Region durch Importe aus Russland (RU), Norwegen (NO) und Polen (PL) geprägt. Die als polnische Mengen ausgewiesenen Importe sind jedoch ebenfalls russischer Herkunft.

Die saisonale Struktur wird im Wesentlichen über die Ein- und Ausspeicherung aus Gasspeichern bereitgestellt. Die Strukturierung erfolgt verbrauchsnahe. Die Nutzung der Gasspeicher zur Strukturierung wird dem Import von Flexibilität vorgezogen. Dies bedeutet, dass im Optimierungsmodell die Systemkosten mit dem Einsatz verbrauchsnahe Gasspeicher gesenkt werden können, obwohl die Umschlagskosten der Speicher konservativ hoch angesetzt wurden (vgl. Abschnitt 4.2.8.2).

5.1.2.2 NCG H-Gas-Region

Die Erdgasbilanz der NCG H-Gas-Region ist in Abbildung 17 dargestellt. GPL H und NCG H weisen sehr ähnliche Bilanzen auf.

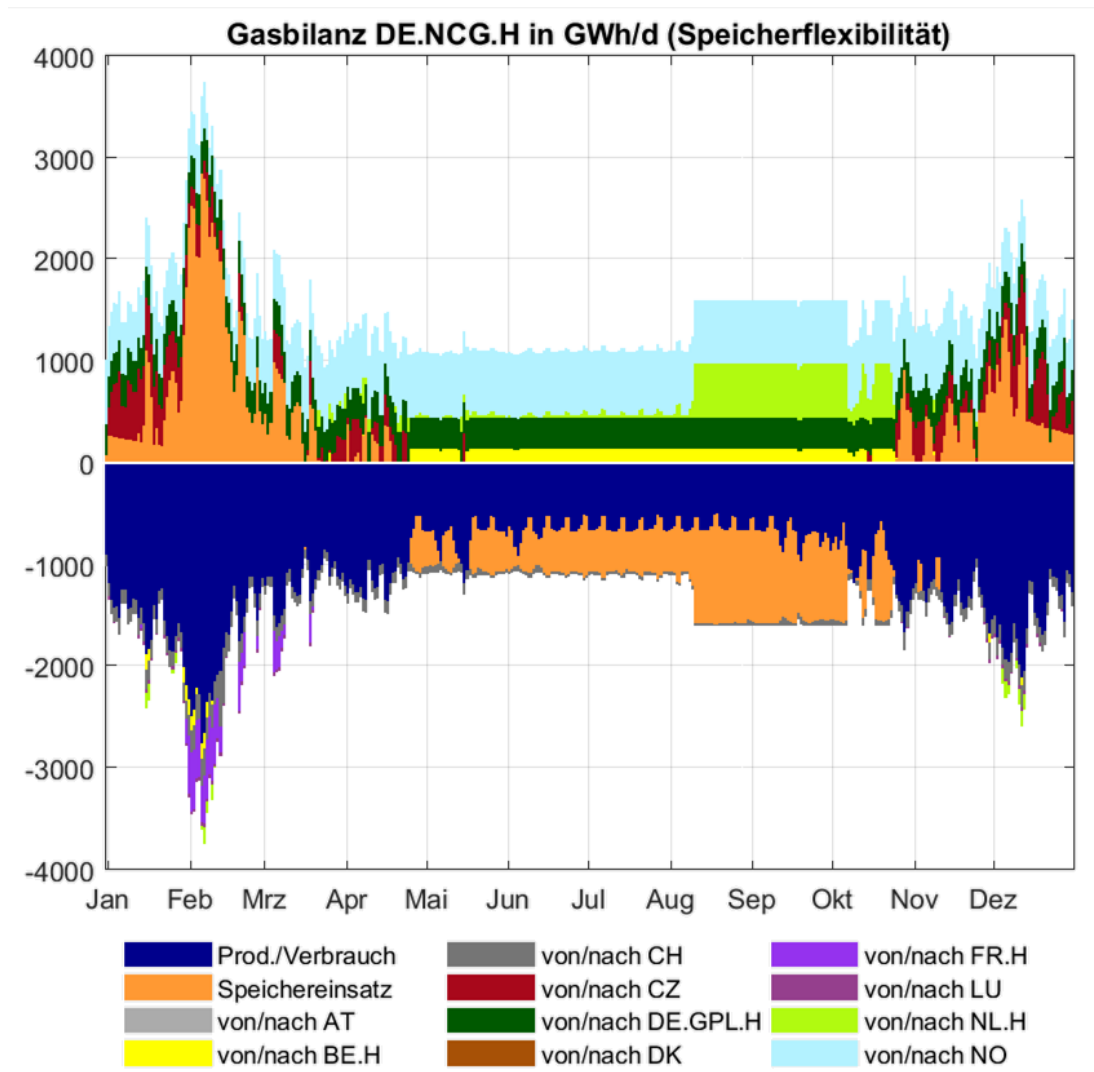


Abbildung 17: Gasbilanzen der NCG H-Gas-Region in Deutschland¹³

Bedarfsseite

Auch in der NCG H-Gas-Region sind die Verbrauchsmengen stark saisonal geprägt, sodass der Verbrauch im Winter gegenüber den Sommermonaten stark ansteigt.

In den Wintermonaten werden zusätzlich Gasmengen an Frankreich, die Niederlande und Belgien geliefert, um dort Spitzenlasten abzudecken.

¹³ Im Text nicht erläuterte Abkürzungen: BE – Belgien, AT – Österreich, LU – Luxemburg, DK – Dänemark, Stor – Storage/Gasspeicher, Prod – Production/Produktion, Cons – Consumption/Verbrauch; Der Zusatz „H“ an einer Region weist darauf hin, dass hier nur der H-Gas-Anteil der Region berücksichtigt wird.

Die Einspeicherungen in die Gasspeicher erfolgen über die Sommermonate.

Es treten in diesem Szenario keine Lastabwürfe im Gebiet DE.NCG.H auf.

Aufkommenseite

Die Region NCG H-Gas wird durch Importe aus Belgien (BE), Niederlande (NL), Tschechien (CZ), Norwegen (NO) und GPL H-Gas mit Gas gespeist. Die als tschechischen Mengen ausgewiesenen Importe sind russischer Herkunft.

Auch im Gebiet NCG H-Gas wird die saisonale Flexibilität durch die Gasspeicher verbrauchsnahe bereitgestellt. Die Nutzung der Gasspeicher zur Strukturierung wird anderen Optionen vorgezogen. Mit dem Einsatz verbrauchsnahe Gasspeicher senkt das Optimierungsmodell demzufolge auch im Gebiet NCG H-Gas trotz konservativem Kostenansatz für den Speichereinsatz (vgl. Abschnitt 4.2.8.2) die Systemkosten.

5.1.2.3 GPL L-Gas-Region

Die Erdgasbilanz der GPL L-Gas-Region ist in Abbildung 18 dargestellt.

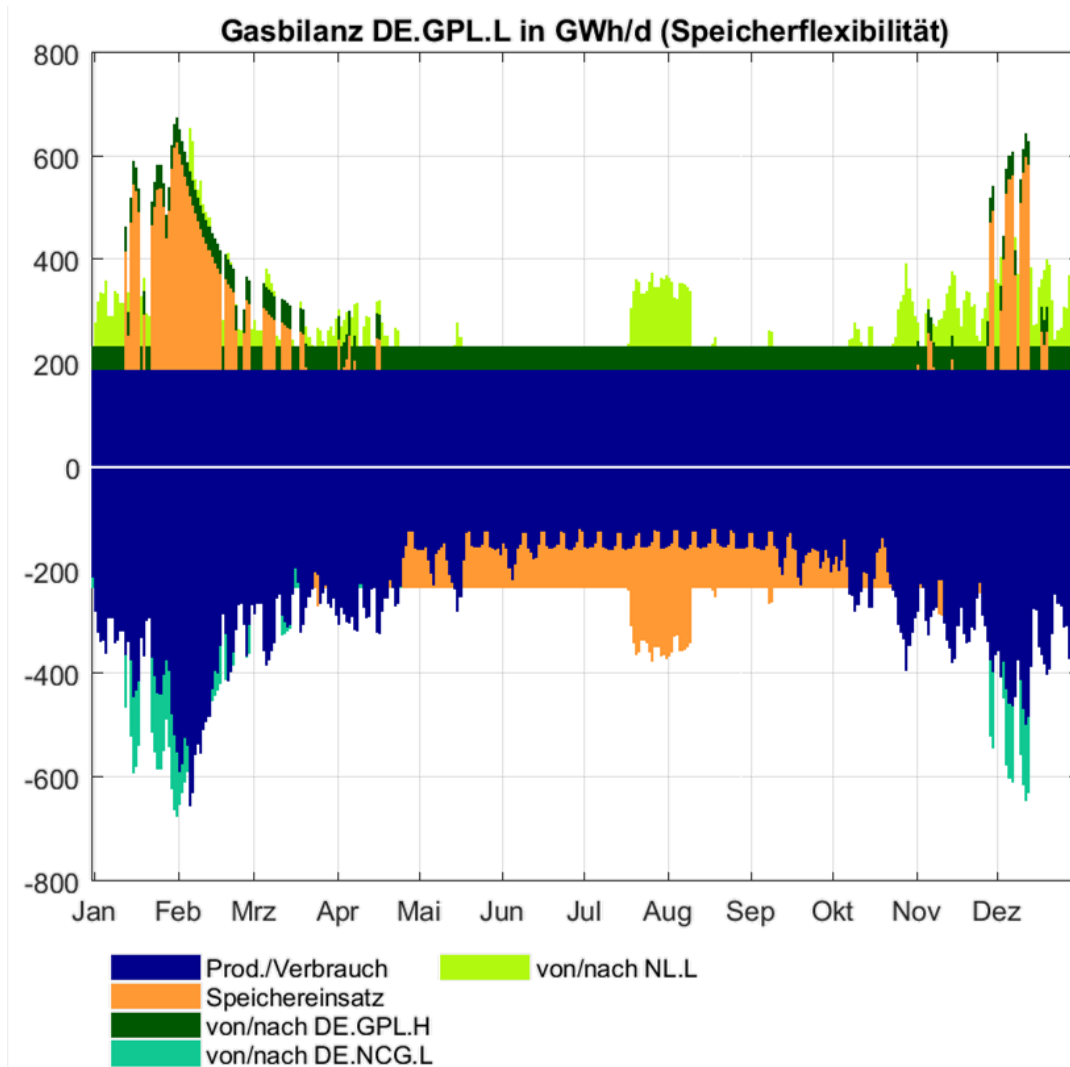


Abbildung 18: Gasbilanzen der GPL L-Gas-Region in Deutschland¹⁴

Bedarfsseite

Die Bedarfsmengen der GPL L-Gas-Region sind fast ausschließlich vom Verbrauch geprägt und nur wenige Mengen werden in den Wintermonaten an die Region NCG L-Gas exportiert.

Auch im L-Gas sind die Verbrauchsmengen saisonal geprägt. Die Spitzenleistungen werden innerhalb der Wintermonate abgerufen, wohingegen der Bedarf im Sommer deutlich absinkt.

In den Sommermonaten werden die Gasspeicher befüllt.

¹⁴ Der Zusatz „L“ einer Region weist darauf hin, dass nur der L-Gas-Bereich der Region ausgewiesen wird.

Die Versorgung ist im Szenario *Speicherflexibilität* im L-Gas keinen Lastabwürfen ausgesetzt. Das System wird über die verfügbaren Aufkommensquellen vollständig versorgt.

Aufkommensseite

Im Gegensatz zu den H-Gas-Gebieten existieren im L-Gas-Bereich und insbesondere im GPL L-Gas-Gebiet Produktionsstätten, die zur Versorgung der L-Gas-Gebiete beitragen.

Zu Spitzenlastzeiten werden zur Deckung des Verbrauchs Mengen aus den Niederlanden importiert. In den Sommermonaten werden zudem Mengen zur Befüllung der Gasspeicher importiert.

Es sind nur wenig Gasspeichervolumen in den L-Gas-Regionen verfügbar. In der Region GPL L-Gas können die Speicher nur einen Teil der saisonalen Struktur bereitstellen. Die Speicher werden vorrangig aufgrund der kostenoptimalen Entscheidung im Modell eingesetzt. Es bedarf darüber hinaus jedoch weiterer Strukturierung, die über die Niederlande importiert wird.

5.1.2.4 NCG L-Gas-Region

Abbildung 19 enthält die L-Gas-Bilanz der NCG L-Gas-Region.

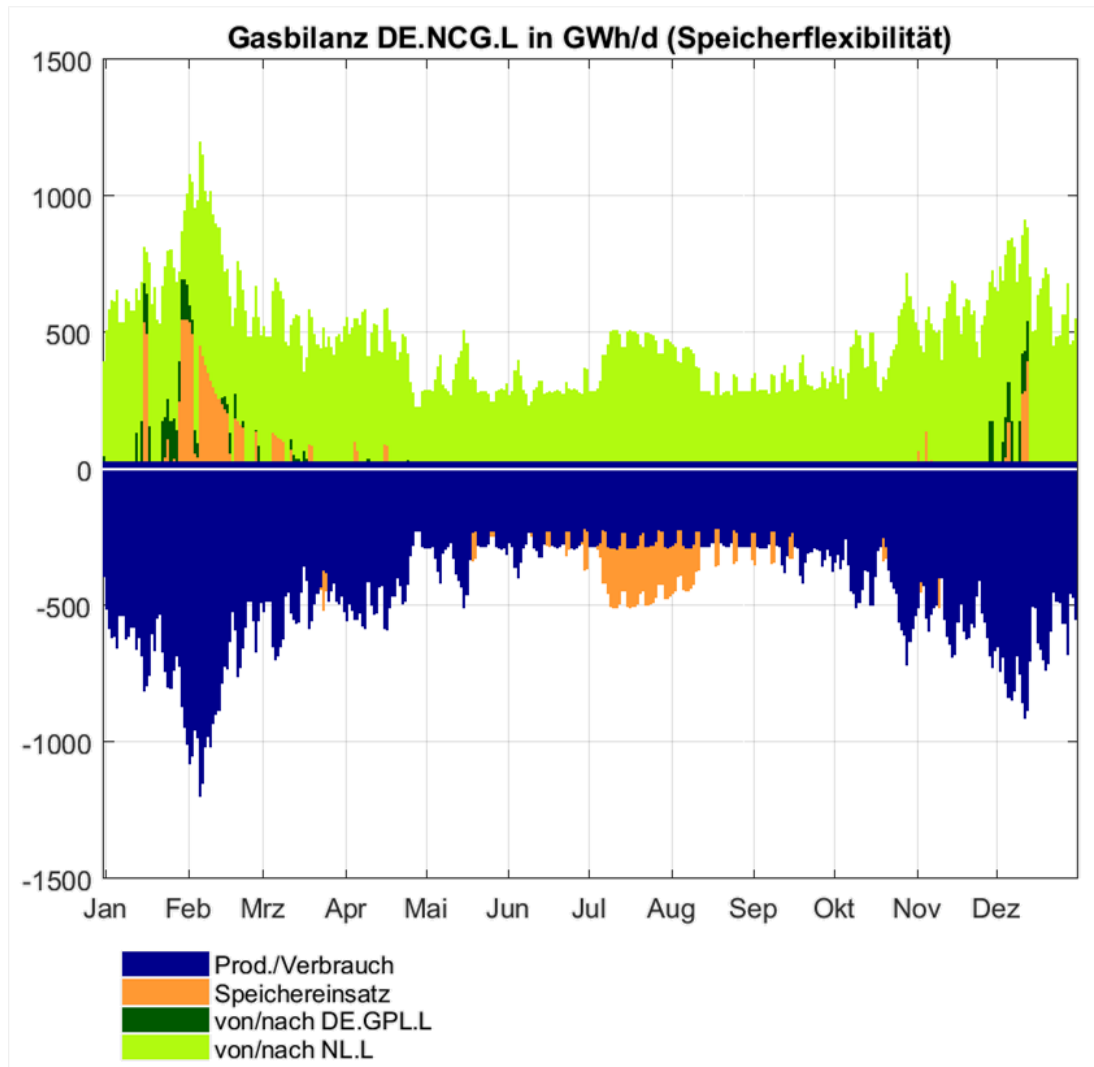


Abbildung 19: Gasbilanzen der NCG L-Gas-Region in Deutschland¹⁵

Bedarfsseite

Der Bedarf der NCG L-Gas-Region ist ausschließlich vom Verbrauch und wenigen Einspeicherungen geprägt.

Die Verbrauchsmengen weisen die typische Sommer- und Winterstruktur auf.

In den Sommermonaten werden die wenigen vorhandenen Gasspeicher befüllt.

Die Versorgung ist im Szenario *Speicherflexibilität* im L-Gas keinen Lastabwürfen ausgesetzt. Das System wird über die verfügbaren Aufkommensquellen vollständig versorgt.

¹⁵ Der Zusatz „L“ einer Region weist darauf hin, dass nur der L-Gas-Bereich der Region ausgewiesen wird.

Aufkommenseite

Die NCG L-Gas-Region verfügt nicht über Produktionsstätten. Daher ist die NCG L-Gas-Region vollständig auf Importe aus den Niederlanden und der GPL L-Gas-Region angewiesen.

Darüber hinaus existieren nur geringe Gasspeicherkapazitäten, die nicht ausreichend sind, um den Flexibilitätsbedarf zu decken.

Daher werden erhebliche Mengen aus den Niederlanden importiert, die gleichzeitig die notwendige Flexibilität bereitstellen und zur Einspeicherung in den Sommermonaten genutzt werden.

5.1.3 Beschreibung der Speicherauslastung

Speicher stellen die wesentliche Flexibilitätsquelle in den Regionen bereit. Alternativ kann die Produktion des Gases flexibel erfolgen und anschließend in die Bedarfsregion transportiert werden.

Bereits im vorhergehenden Abschnitt konnte herausgearbeitet werden, dass Speicher innerhalb der deutschen Regionen verwendet werden. Die Gasspeicher werden vom Optimierungsmodell gegenüber verbrauchsferner Strukturierung bevorzugt. Die Produktionsquellen werden durch das Modell möglichst gleichmäßig ausgelastet. Auch die installierten Transportkapazitäten werden im Rahmen der Möglichkeiten optimal betrieben. Die verbrauchsnahe Bereitstellung von Flexibilität ermöglicht dem Modell eine Minimierung der Systemkosten.

In Abbildung 20 ist die Auslastung der Speicher in der jeweiligen Region dargestellt. Die Grafiken zeigen den Füllstand der Gasspeicher im Zeitverlauf über das betrachtete Kalenderjahr.

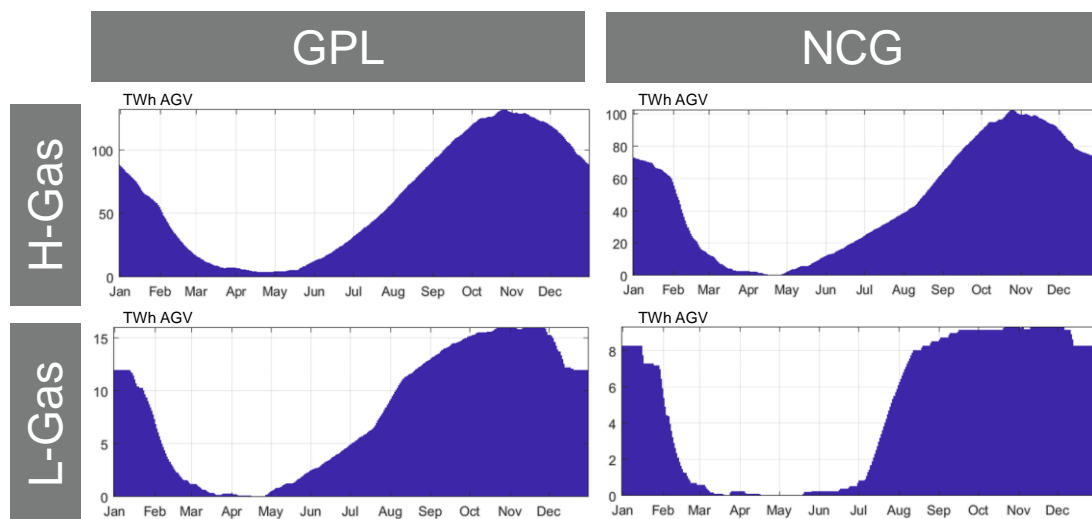


Abbildung 20: Auslastung der deutschen Gasspeicher je Region (Füllstand in TWh AGV)

In allen deutschen Regionen werden die Speicher nahezu vollständig ausgelastet, d.h. sie werden – ausgehend von einem Füllstand von nahezu 100% – fast gänzlich entleert. Eine derartige Auslastung kann sich nur deshalb einstellen, weil das Modell unter der Annahme perfekter Vorausschau über den ganzen Betrachtungszeitraum die Gasflüsse optimiert. In der Praxis ist eine perfekte Vorausschau über ein Wetterjahr völlig unmöglich, weshalb in der Regel Volumenreserven für potentielle Kälteperioden zurückgehalten werden müssten.

In historischen Situationen ließen sich zwar hohe Auslastungsgrade der Speicher beobachten, allerdings reduzierten sich in Deutschland die Füllstände nicht unter 14%¹⁶.

5.1.4 Beschreibung des Im- und Exportsaldos

Deutschland ist wesentlich von Erdgasimporten abhängig. Darüber hinaus werden Mengen an Anrainerstaaten exportiert. Deutschland nimmt azyklisch Gas auf, da ausreichend Speicher zur Strukturierung vorhanden sind. Durch den vorgezogenen Import können die Speicher befüllt werden. Die Ausspeicherungen in den Wintermonaten ermöglichen die Deckung des Inlandsbedarfs sowie die Möglichkeit, Flexibilität an andere Regionen zu exportieren.

Abbildung 21 zeigt die resultierenden Import- und Exportmengen sowie den Saldo. Deutschland stellt angrenzenden Märkten Flexibilität bereit. Dies erfolgt zum einen über den direkten Export, aber auch über die azyklischen Importmengen. Deutschland ist damit Netto-Exporteur von Flexibilität. Abschnitt 5.2.1 zeigt am Beispiel Norwegens, wie nicht nach Deutschland exportierte Produktionsmengen in anderen Regionen genutzt werden können.

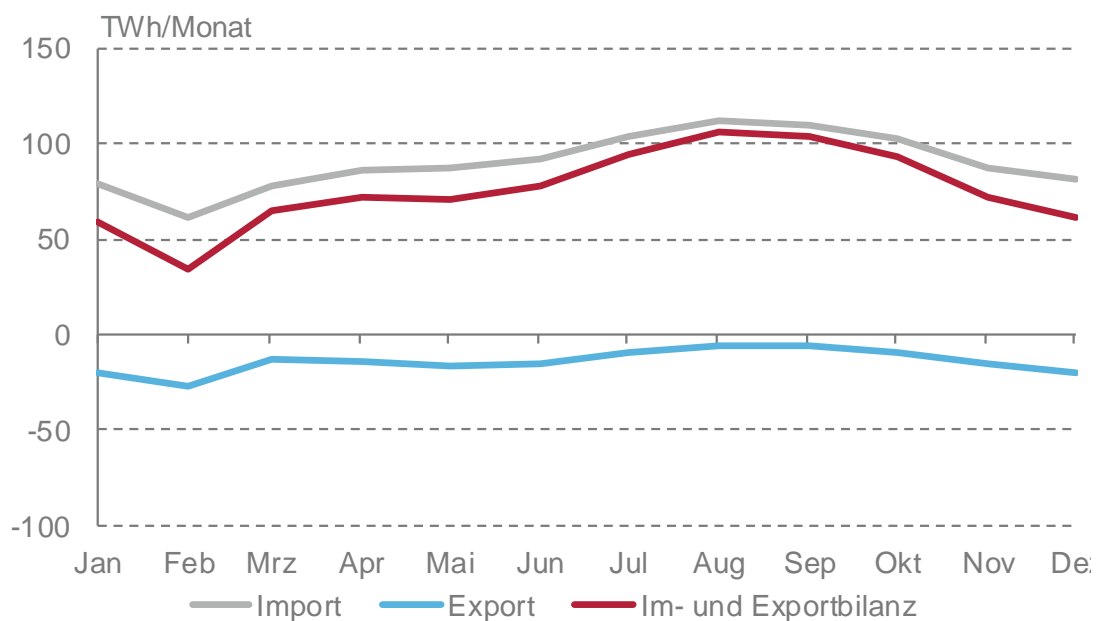


Abbildung 21: Im- und Exportbilanz Deutschlands auf Monatsbasis

Im Rahmen des Modells ist die Nutzung der Infrastruktur auf diese Art und Weise möglich, da die perfekte Vorausschau eine vollständige Speicherauslastung zulässt.

5.2 Entwicklungen außerhalb Deutschlands

Deutschland wird aus verschiedenen Regionen mit Gas versorgt. Das europäische Gasnetz verfügt über zahlreiche Optionen des Gasaustauschs. Um die Auswirkungen des Entfernens der deutschen Gasspeicher zu analysieren, werden nachfolgend die wesentlichen alternativen Flexibilitätsquellen dargestellt. Dies umfasst die Produktionsmengen, die LNG-Beschäftigung sowie die Speicherauslastung außerhalb Deutschlands.

¹⁶ AGSI, Historische Speicherdaten Deutschland, Abruf am 11.09.2017

5.2.1 Produktionsauslastung

Die Produktion neigt im Modell zu einer stetigen Auslastung, sodass in den meisten Fällen eine bandförmige Auslastung entsteht. Dennoch kann aus dieser Bandstruktur heraus Flexibilität an andere Regionen durch die Variation der Exporte erfolgen, dies sei an einem Beispiel verdeutlicht.

Die norwegische Produktion im Szenario *Speicherflexibilität* ist bandförmig. Durch den azyklischen, sommerlastigen Import Deutschlands kann Großbritannien in den Wintermonaten mehr importieren und in den Sommermonaten den Import von Gasmengen reduzieren, wie die nachfolgende Abbildung verdeutlicht.

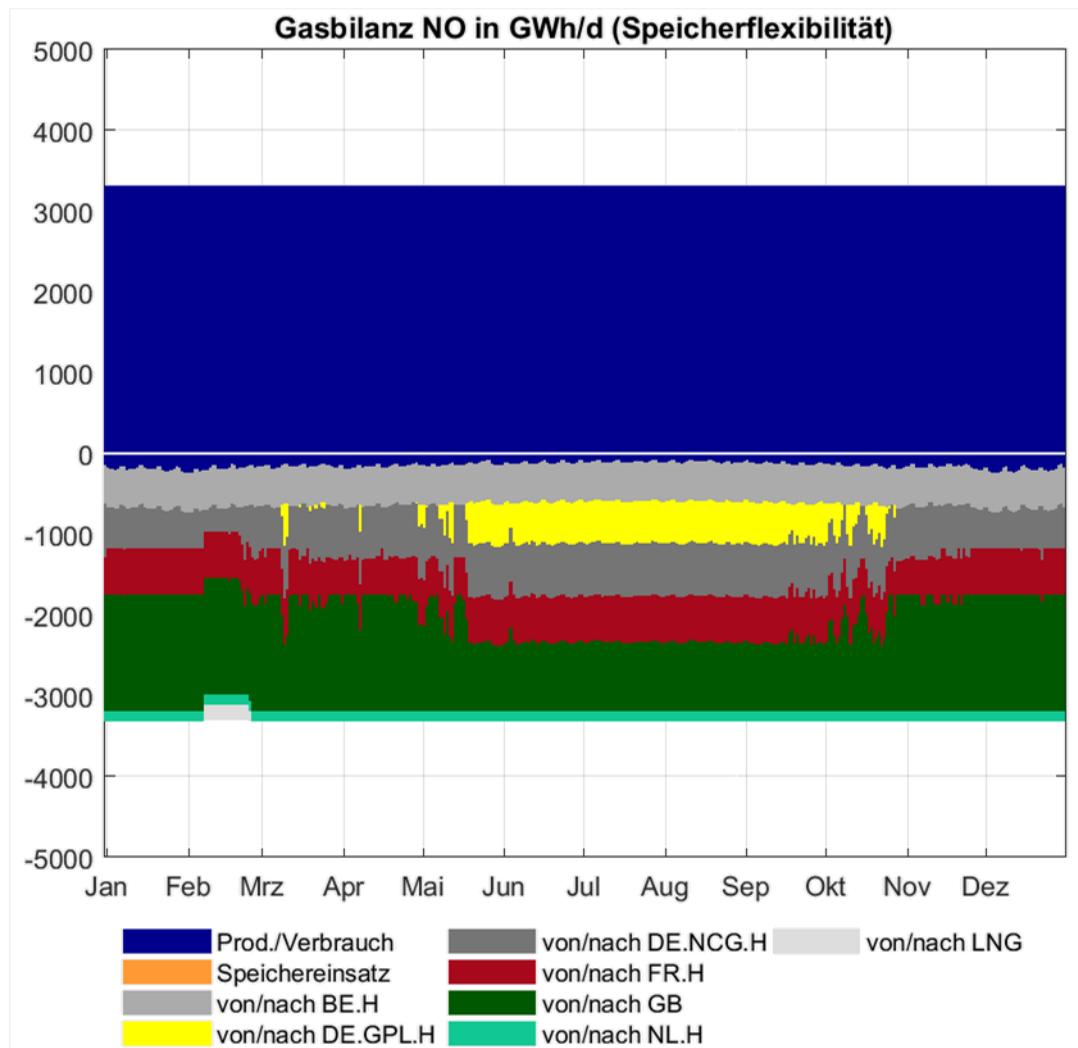


Abbildung 22: Beispiel norwegische Produktion und Exporte

5.2.2 Beschreibung der LNG-Auslastung

In den folgenden Betrachtungen werden aggregierte Regionen betrachtet, um die Komplexität zu reduzieren. Die Bezeichnungen der aggregierten Regionen sind wie folgt zu verstehen: „DE“ um-

fasst die deutschen Marktregionen, „NO“ entspricht Norwegen, „RU“ beinhaltet Russland, Weißrussland und die Ukraine. Die „EU“ umfasst alle europäischen Marktregionen (ohne DE, NO, RU). Die aggregierte Region „Rest“ enthält die sonstigen weltweit im Modell abgebildeten Regionen.

Die Bereitstellung des LNGs weist weltweit eine weitgehend gleichmäßige Auslastung auf. Europa importiert vorwiegend innerhalb der Sommermonate, wodurch zusätzliche Struktur in anderen Teilen der Welt zur Verfügung steht, wie nachfolgende Abbildung verdeutlicht.

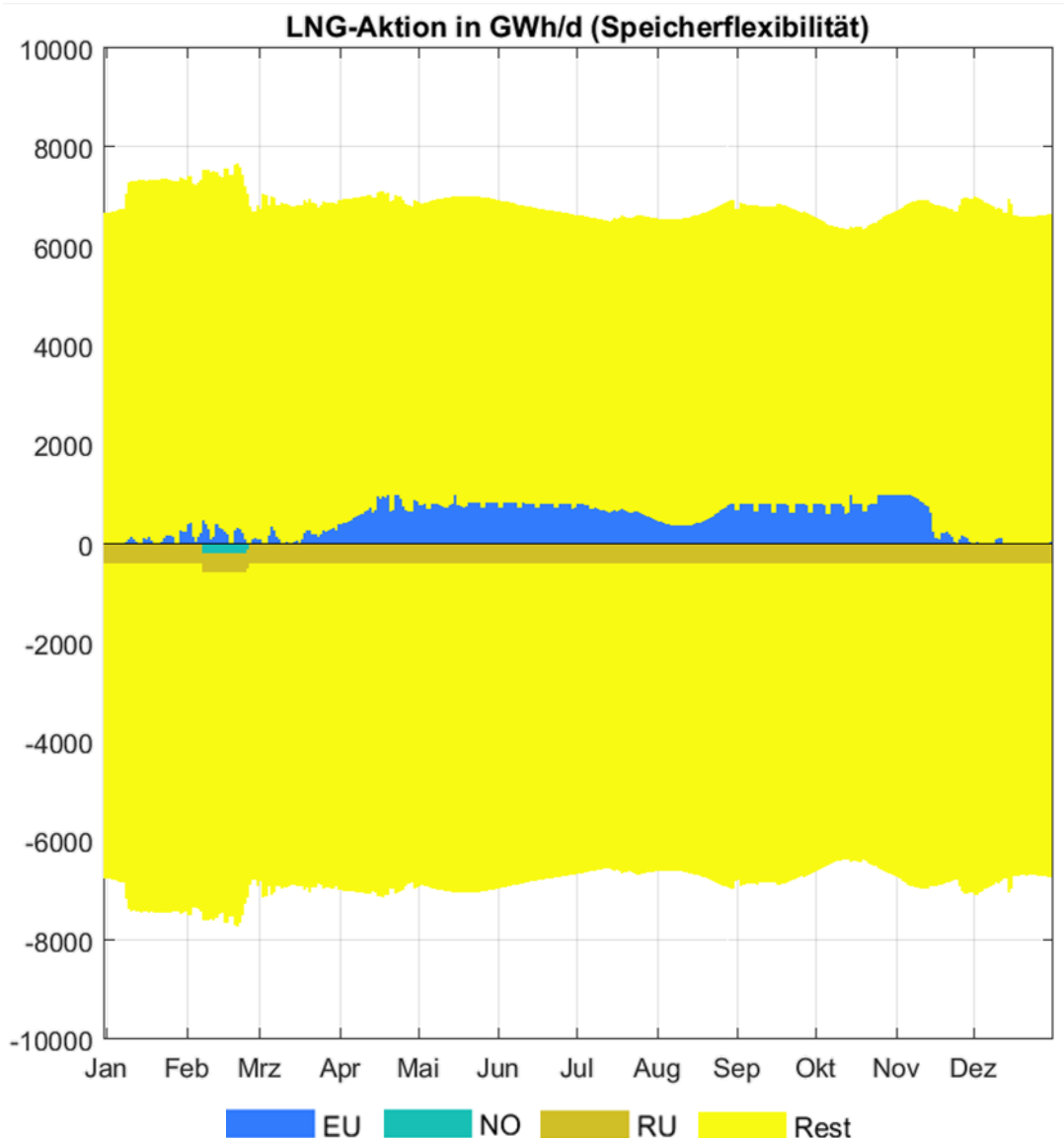


Abbildung 23: LNG Nutzung in Europa und dem Rest der Welt

Im Vergleich zu anderen Teilen der Welt spielt die Nutzung von LNG, bezogen auf den gesamten Gasmarkt, in Europa derzeit eine eher untergeordnete Rolle.

5.2.3 Speicherbilanz Europa und Russland

Die Speicher in den aggregierten Zonen EU und RU werden ebenfalls genutzt, um verbrauchsnah Flexibilität bereitzustellen und so die Gaslieferungen zu strukturieren. Die Nutzung der Speicher folgt der optimierten Einsatzweise: Gasmengen werden im Winter ausgespeichert und im Sommer eingespeichert, wie in Abbildung 24 dargestellt. Der Produktion wird damit die Einhaltung einer weitestgehend bandförmigen Struktur ermöglicht. Zudem sind vorhandene Transport-Pipelines gleichmäßiger ausgelastet und werden in der Folge optimal bewirtschaftet.

Die Darstellung ist um deutsche Gasspeicher bereinigt, um einen späteren Vergleich der Speicherfahrweisen in den aggregierten Regionen EU und RU zu ermöglichen.

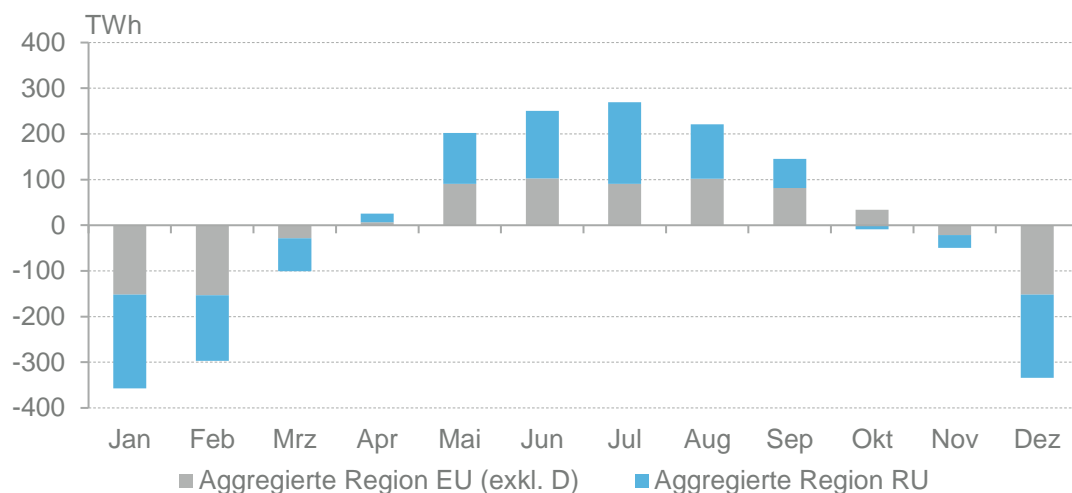


Abbildung 24: Speicherbilanz in den aggregierten Regionen EU und RU (neg. Ausspeicherung, pos. Einspeicherung)

5.3 Zwischenfazit zum Szenario *Speicherflexibilität*

Im betrachteten Szenario *Speicherflexibilität* können alle Regionen mit den vorhandenen Produktions-, Transport-, LNG- und Speicherkapazitäten versorgt werden. Es treten keine Lastabwürfe auf und daher sind keine Netzausbauten an den Grenzen der Regionen notwendig; auch das Speicherinventar ist ausreichend dimensioniert, um das unterstellte Wetterszenario ohne Unterbrechung der Versorgung abdecken zu können. Hierbei ist zu beachten, dass alle Anlagen durch die perfekte Vorausschau optimal eingesetzt werden.

Deutschland verfügt im H-Gas über hohe Importkapazitäten, durch die norwegisches und russisches Gas importiert werden kann. Darüber hinaus ist es möglich, Transitmengen an Anrainerregionen weiterzureichen. Im L-Gas-Markt ist Deutschland vor allem von den Niederlanden und eigenen Erzeugungsmengen abhängig.

Der Einsatz der Anlagen und Infrastrukturen erfolgt im Modell kostenoptimal. Im Ergebnis kann festgestellt werden, dass Speicher vorrangig vor der Flexibilisierung der Produktion und des Transports eingesetzt werden. Die Entscheidung des Modells, Speicher vorrangig einzusetzen, verringert in der Folge notwendige Transportkapazitäten an den Grenzen der Regionen. Es kann von einem netzdienlichen Einsatz der Speicher gesprochen werden. Gleichzeitig werden im Modell keine Kapazitätsengpässe ausgewiesen. Für die Beherrschung der Lastflusssituation im verwendeten Wetterjahr ist dem Modell folgend kein Ausbau der Kapazitäten zwischen den Regionen notwendig, sofern die Gasspeicher netzdienlich eingesetzt werden.

Deutschland ist in der Lage, durch die vorhandene Speicherinfrastruktur Flexibilität in andere Regionen zu exportieren. Darüber hinaus ermöglicht der Speicherbestand in Deutschland einen höheren Import in den Sommermonaten, was wiederum den Produktionsländern ermöglicht, mehr Wintermengen an andere Regionen zu liefern und dennoch eine gleichmäßige Auslastung der Produktion beizubehalten.

6 Szenariovergleich: Speicherflexibilität vs. Flexibilitätsimport

Das Szenario *Speicherflexibilität* wird in diesem Abschnitt mit dem Szenario *Flexibilitätsimport* verglichen. Im Szenario *Flexibilitätsimport* wurden die Gasspeicher in Deutschland aus dem Modell entfernt. Diese stehen dem Markt somit nicht mehr zur Verfügung.

Der Fokus der Studie liegt auf Deutschland. Der Auswertung des deutschen Marktes wird daher eine besondere Bedeutung beigemessen. Dennoch ist die weltweite Gasinfrastruktur über existierende Pipelineverbindungen, Gasspeicher, LNG und Produktionsstätten miteinander verbunden, wodurch es zum Austausch von Flexibilität zwischen Regionen kommt. In diesem System aus „kommunizierenden Röhren“ sind auch Auswirkungen außerhalb Deutschlands zu erwarten, wenn die deutschen Gasspeicher nicht mehr zur Verfügung stehen.

In der nachfolgenden Analyse werden direkte Vergleiche zwischen den beiden Szenarien *Speicherflexibilität* und *Flexibilitätsimport* angestellt und insbesondere auftretende Unterschiede herausgearbeitet.

6.1 Deutschland

Die Auswirkungen auf Deutschland werden in diesem Abschnitt analysiert. In Abschnitt 6.1.1 werden die Lastflüsse der deutschen Regionen im Szenario *Flexibilitätsimport* mit den Lastflüssen im Szenario *Speicherflexibilität* verknüpft. Anschließend werden detailliert die Erdgasbilanzen der vier deutschen Regionen untersucht und Unterschiede zum Szenario *Speicherflexibilität* herausgestellt (vgl. Abschnitt 6.1.2). Zum Abschluss dieses Abschnitts werden die Veränderungen in der Import- und Exportbilanz Deutschlands zwischen dem Szenario *Flexibilitätsimport* und *Speicherflexibilität* erläutert (vgl. 6.1.3).

6.1.1 Verschiebungen der Lastflüsse in Deutschland

H-Gas-Regionen:

In der Abbildung 25 sind die Lastflüsse der deutschen H-Gas-Regionen im Szenario *Flexibilitätsimport* den Lastflüssen des Szenarios *Speicherflexibilität* (vgl. Abschnitt 5.1.1) gegenübergestellt.

Die roten Pfeile stellen die Lastflüsse des Szenarios *Flexibilitätsimport* dar, die orangenen die des Szenarios *Speicherflexibilität*. Der Flächeninhalt zeigt die Stärke des Lastflusses zwischen Regionen an. Insofern es durch das Entfernen der Speicher aus dem Energiesystem zu Verschiebungen in den Lastflüssen gekommen ist, ist der jeweilige Pfeil des Szenarios *Flexibilitätsimport* größer oder kleiner als im Szenario *Speicherflexibilität*.

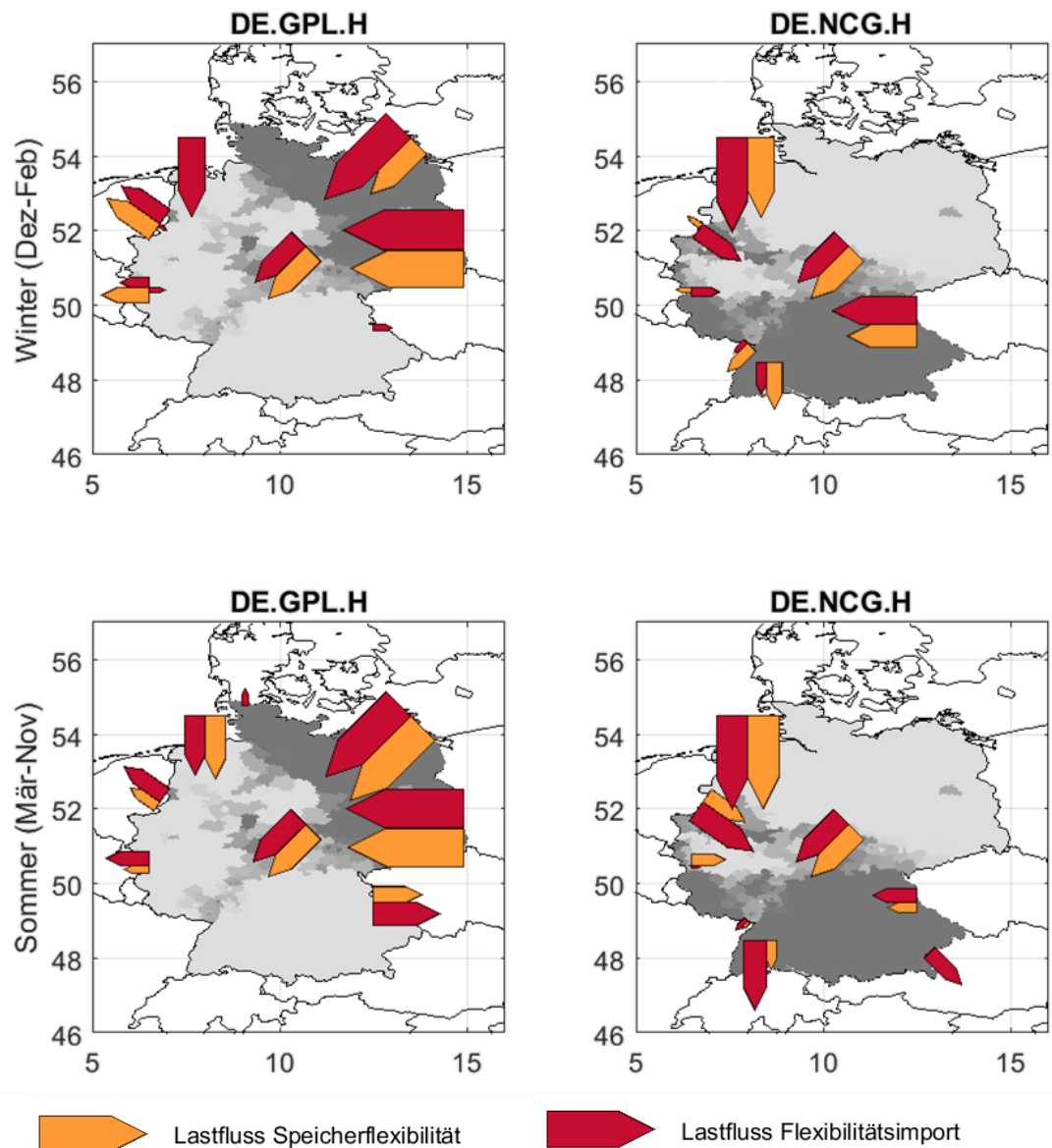


Abbildung 25: Durchschnittliche Kapazitätsauslastung der deutschen H-Gas-Regionen zu den Anrainerregionen

Im Gegensatz zu den Ergebnissen des Szenarios *Speicherflexibilität* werden im Szenario *Flexibilitätsimport* die Importkapazitäten in der Region GPL H-Gas deutlich stärker genutzt. Insbesondere fällt der zusätzliche Import über Norwegen und Russland auf. Gleichzeitig werden die Exportkapazitäten in Richtung Niederlande und Belgien in den Wintermonaten weniger stark genutzt, steigen aber im Gegensatz dazu in den Sommermonaten an.

In der Region NCG H ergibt sich ein ähnliches Bild. Es werden ebenfalls die Importkapazitäten sowohl in den Sommer- als auch in den Wintermonaten stärker ausgenutzt. Gleichzeitig werden Exporte in Nachbarregionen in den Wintermonaten reduziert und Exporte in den Sommermonaten erhöht.

Interessant ist in diesem Zusammenhang die Betrachtung des Übergangs NCG H-Gas in die Schweiz: Im Szenario *Speicherflexibilität* werden im Winter große und im Sommer kleine Mengen

in die Schweiz weitergeleitet. Im Szenario *Flexibilitätsimport* kehrt sich dieses Verhalten um. Im Winter werden nur geringe, im Sommer dagegen große Mengen weitergegeben. Aufgrund der in Deutschland fehlenden Gasspeicher kann der Export nach Süden nicht mehr winterlastig strukturiert werden.

Es kann festgestellt werden, dass Deutschland sich in beiden H-Gas-Regionen über die Steuerung von Im- und Export strukturiert.

Werden beide Regionen GPL H-Gas und NCG H-Gas gemeinsam betrachtet, kann ein weiterer Effekt beobachtet werden: Es ist im Winter eine deutlich stärkere Auslastung von Importkapazitäten aus den Niederlanden und Belgien im Marktgebiet NCG H-Gas erkennbar. Dies geschieht, um vorher aus GPL H-Gas exportierte Mengen wieder in die NCG H-Gas-Region zu bringen. Hintergrund ist eine Auslastung der innerdeutschen Kapazitäten zwischen den Marktgebieten, die über den Im- und Export über die Niederlande bzw. Belgien kompensiert werden.

Die Kapazitätssituation ist im Szenario *Flexibilitätsimport* deutlich angespannter. Sowohl Importe als auch Exporte weisen eine hohe Auslastung der Kapazitäten zwischen den Regionen auf. Es existieren zwar weiterhin Routen, die über freie Kapazitäten verfügen. Diese können jedoch nicht genutzt werden, da aus diesen Märkten keine zusätzliche Flexibilität mehr über die Transportketten bereitgestellt werden kann.

L-Gas-Regionen:

Die von Importen geprägten L-Gas-Regionen weisen im Szenario *Flexibilitätsimport* ebenfalls Veränderungen auf. Die Ergebnisse sind in Abbildung 26 dargestellt.

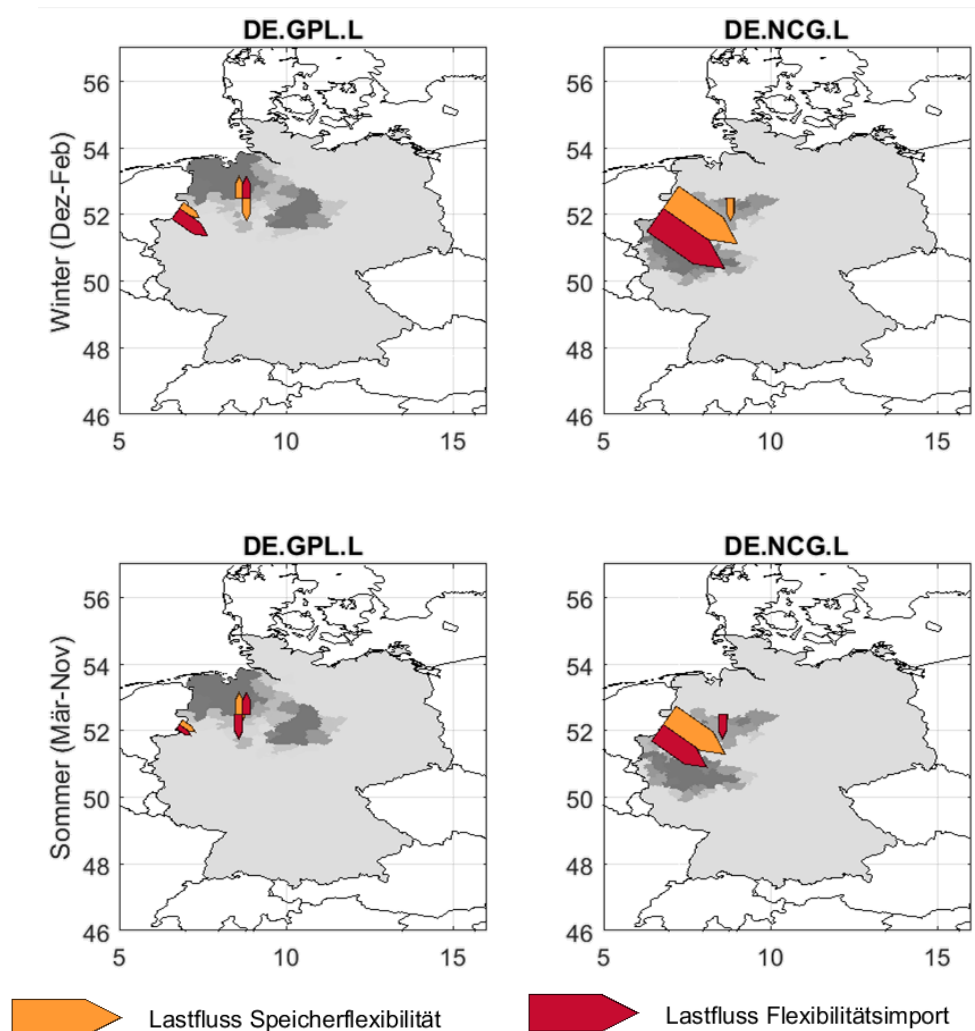


Abbildung 26: Durchschnittliche Kapazitätsauslastung der deutschen L-Gas-Regionen zu den Anrainerregionen

Die Region GPL L-Gas verfügt über Produktionsstätten, die einen Teil des Bedarfs decken können. Dennoch muss der Import aus den Niederlanden vor allem in den Wintermonaten deutlich erhöht werden. In Abwesenheit der Gasspeicher ist dies auch nachzuvollziehen. Eine Flexibilitätsbereitstellung erfolgt folglich von niederländischer Seite aus.

Die Region NCG L-Gas war bereits im Szenario *Speicherflexibilität* maßgeblich auf Importe aus den Niederlanden angewiesen. Es kommt im Szenario *Flexibilitätsimport* nur zu kleineren Verschiebungen der Importe. Es stehen zwar weiterhin freie Importkapazitäten zur Verfügung. Sie können jedoch nicht genutzt werden, weil die Niederlande sowohl den niederländischen Inlandsbedarf als auch die L-Gas-Zonen in Belgien und Frankreich versorgen müssen – es fehlt letztlich an L-Gas-Leistung in dieser wenig diversifizierten Region, um Spitzenlasten zu decken.

In den folgenden Tabellen ist für beide Szenarien die Kapazitätsauslastung der Pipelineverbindungen zwischen den oben beschriebenen aggregierten Regionen ausgewiesen. Die aggregierte Region „Andere“ beinhaltet die Türkei, Algerien und Libyen. Die vier deutschen Regionen sind ebenfalls aggregiert und unter DE ausgewiesen.

Speicherflexibilität				Flexibilitätsimport			
Von \ Nach	DE	EU	Andere	Von \ Nach	DE	EU	Andere
DE		14%		DE		↑ 32%	
EU	40%		0%	EU	↑ 46%		↑ 29%
NO	70%	89%		NO	↑ 82%	↓ 82%	
Rest		70%		Rest		↓ 54%	
RU	83%	51%	100%	RU	↑ 98%	→ 49%	↓ 93%

Abbildung 27: Kapazitätsauslastung zwischen den aggregierten Regionen (jährlicher Durchschnitt)

Im Szenario *Flexibilitätsimport* steigen insbesondere die Auslastungen der Pipelines, die Deutschland mit dem restlichen Europa verbinden. Dieser Effekt wird durch die saisonale Strukturierung des deutschen Bedarfs, die nun außerhalb Deutschlands erfolgen muss, verursacht.

6.1.2 Veränderungen in der Gasbilanz Deutschlands

Die Gasbilanz Deutschlands, sowie jeder einzelnen Sub-Region, ist durch den Wegfall der Speicher geprägt. Importe und Exporte haben sich gegenüber der Bilanz des Szenarios *Speicherflexibilität* deutlich verschoben.

Nachfolgend werden zuerst die Auswirkungen auf die H-Gas-Regionen GPL und NCG skizziert (Abbildung 28 und Abbildung 29). Anschließend wird ein Fokus auf die L-Gas-Regionen gelegt (Abbildung 30 und Abbildung 31).

Die linke Bilanz der Grafiken zeigt die bereits in Abschnitt 5.1.2 vorgestellten Gasbilanzen des Szenarios *Speicherflexibilität*. Der rechte Teil der Grafik enthält die neuen Gasbilanzen des Szenarios *Flexibilitätsimport*, bei dem keine Gasspeicher in Deutschland existieren. Beide Szenarien werden im Anschluss an die Grafik direkt miteinander verglichen.

H-Gas-Regionen:

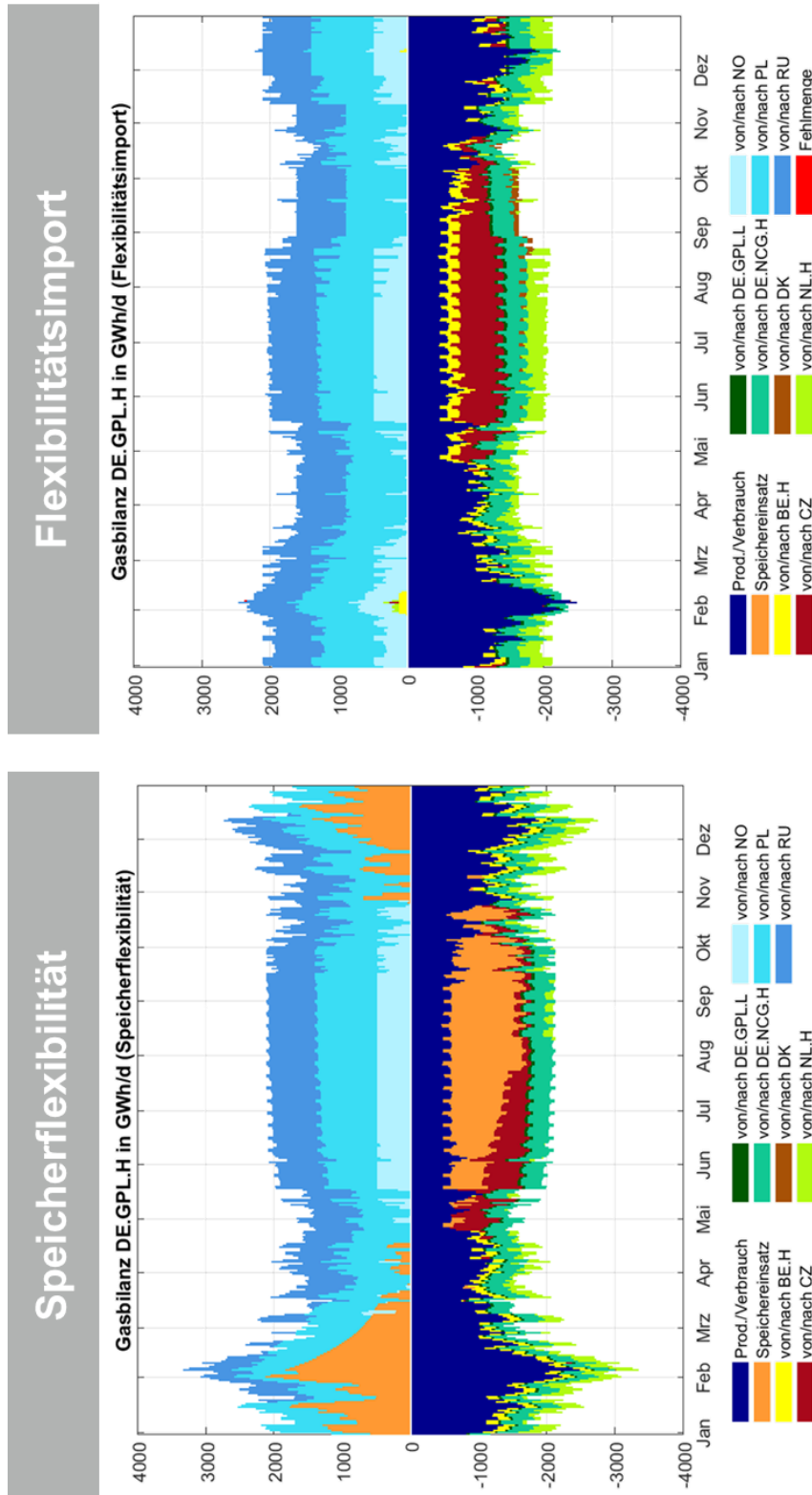


Abbildung 28: Gasbilanzen der GPL H-Gas-Region in Deutschland im Vergleich (Szenario *Speicherflexibilität* und Szenario *Flexibilitätsimport*)

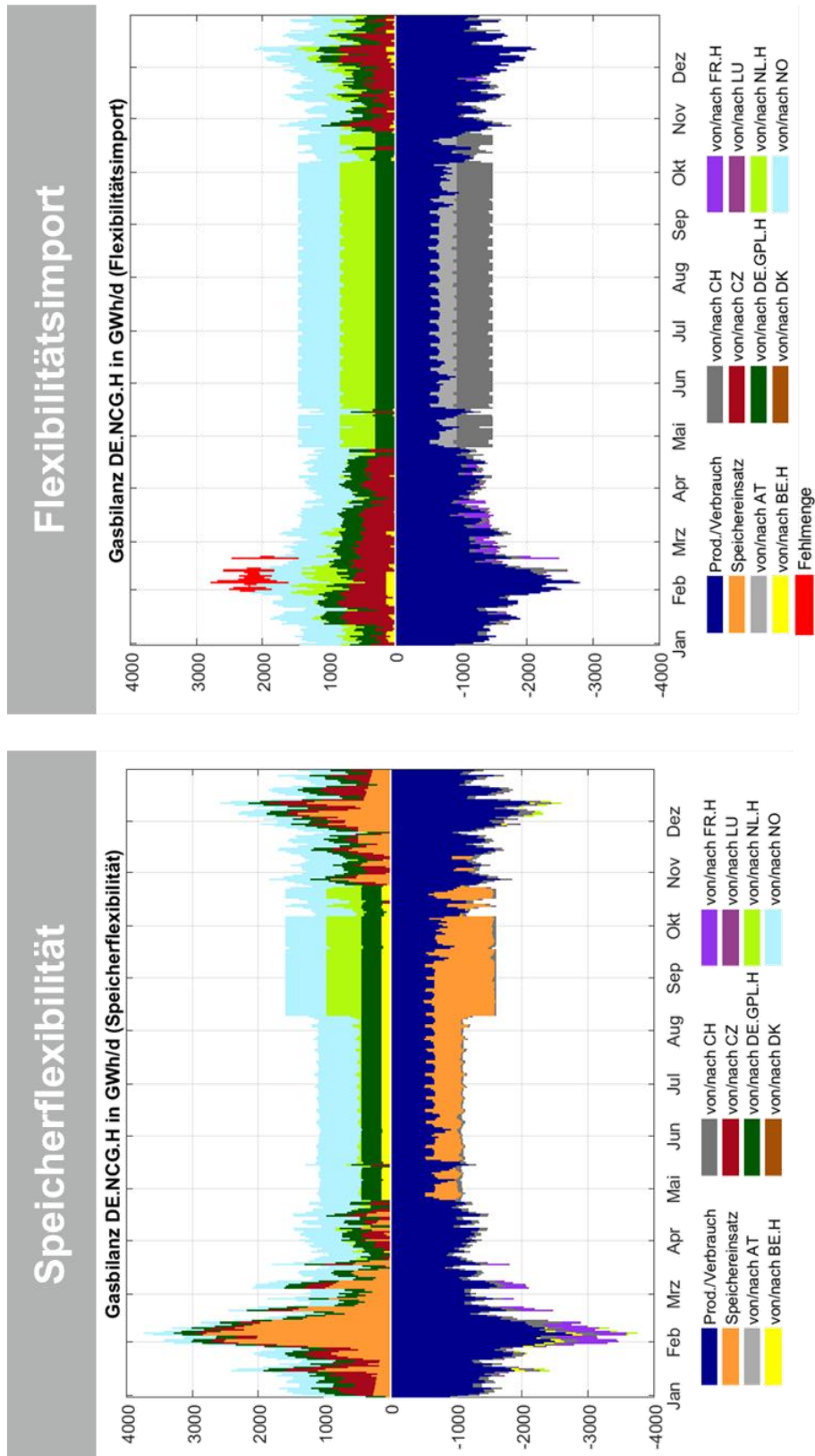


Abbildung 29: Gasbilanzen der NCG H-Gas-Region in Deutschland im Vergleich (Szenario *Speicherflexibilität* und Szenario *Flexibilitätsimport*)

Der Wegfall der Speicher im Szenario *Flexibilitätsimport* ist in beiden Regionen deutlich zu erkennen. Große Mengen der vorher durch Speicher bereitgestellten Flexibilität müssen durch den Im- und Export mit anderen Regionen ausgeglichen werden. Allerdings ist dies nicht in jedem Falle möglich. In beiden H-Gas-Gebieten tritt ein Versorgungsengpass („Fehlmenge“) auf. Die Nachfrage der Endkunden kann nicht mehr bedient werden. Flexibilitätsquellen in Nachbarregionen reichen nicht mehr aus und/oder die Im- und Exportkapazität ist ausgereizt. Das System ist bereits überlastet. Im Modell wird diese Situation durch Lastabwurf zu Spitzenlastzeiten markiert. Kunden werden in diesen Gebieten nicht mehr mit den eigentlich notwendigen Mengen versorgt und abgeschaltet. Der Lastabwurf tritt in der Marktregion GPL H-Gas nur an einem Tag auf. Im Marktgebiet NCG H-Gas ist ein deutlich längerer Zeitraum von erheblich stärkeren Lastabwürfen betroffen. Zu diesen Zeiten sind die europäischen Nachbarländer letztendlich nicht mehr in der Lage, die saisonale Strukturierung für Deutschland mit zu übernehmen.

L-Gas-Regionen:

Noch drastischer stellt sich die Situation in den L-Gas-Marktregionen dar, wie den nachfolgenden Abbildungen entnommen werden kann. Im Gebiet DE.NCG.L muss an einzelnen Tagen die komplette Last abgeworfen werden. In der DE.GPL.L Region kann durch die heimische Produktion die Versorgung zum Teil aufrechterhalten werden, dennoch treten hohe Lastabwürfe auf. Von den Lastabwürfen wären sämtliche Verbraucher bis hin zu Haushaltskunden und Fernwärmeerzeugern betroffen. Diese Kunden gelten als „geschützte Kunden“¹⁷. Gasversorgungsunternehmen sind zu entsprechender Vorsorge verpflichtet, um diese Kunden mit Gas in verschiedenen Versorgungsszenarien beliefern zu können. Die hierfür in Art. 8 Abs. 1 der Erdgasversorgungssicherheits-VO (EU-Verordnung Nr. 2017/1938 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung) definierten Versorgungsfälle können ohne die Existenz der deutschen Gasspeicher nicht mehr gewährleistet werden.

¹⁷ EU-Verordnung 994/2010, Artikel 2 Abs. 1, 12.11.2010 (auch SoS-VO); BMWi, Notfallplan Gas für die Bundesrepublik Deutschland, Dezember 2016

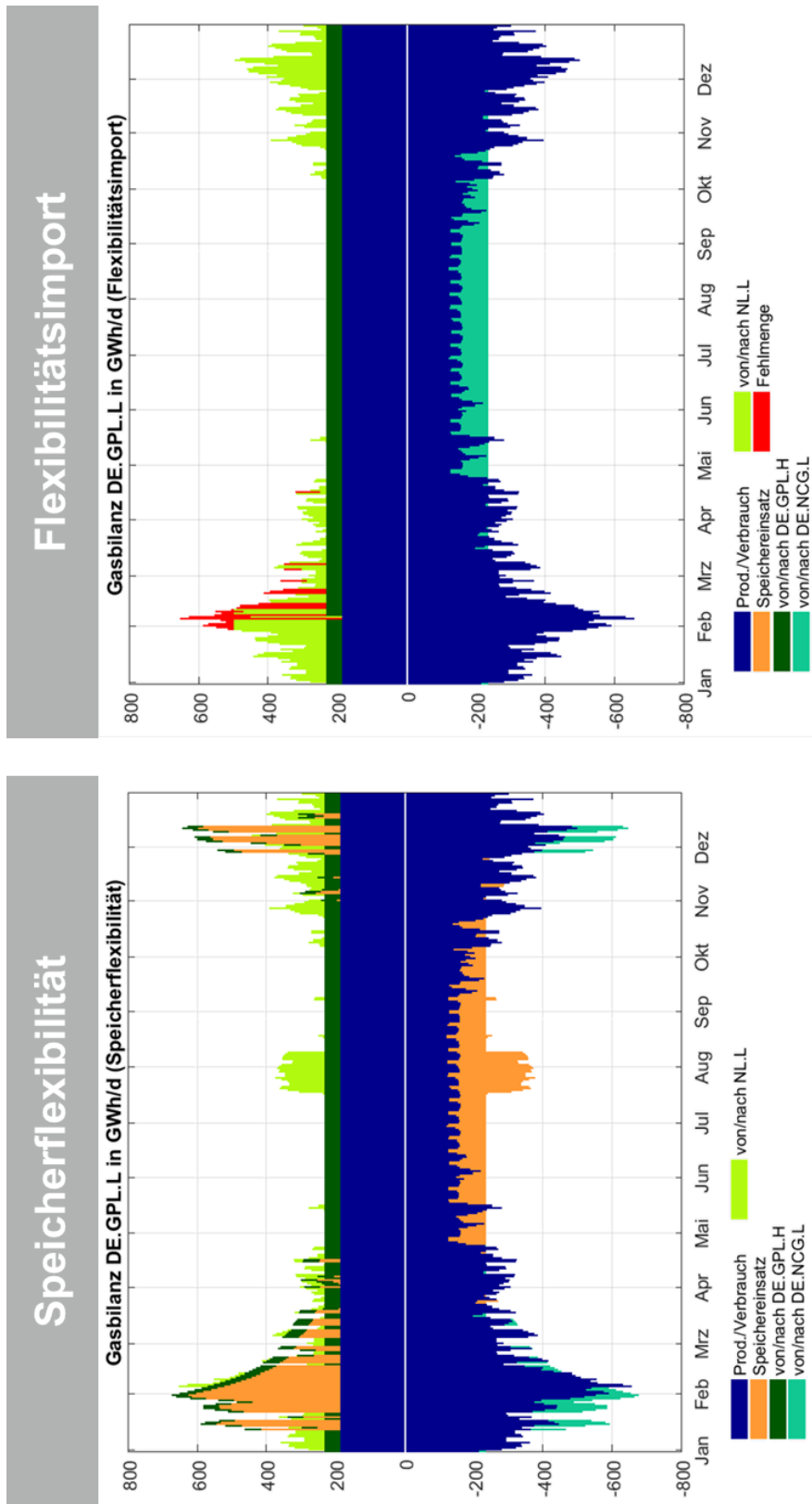


Abbildung 30: Gasbilanzen der GPL L-Gas-Region in Deutschland im Vergleich (Szenario *Speicherflexibilität* und Szenario *Flexibilitätsimport*)

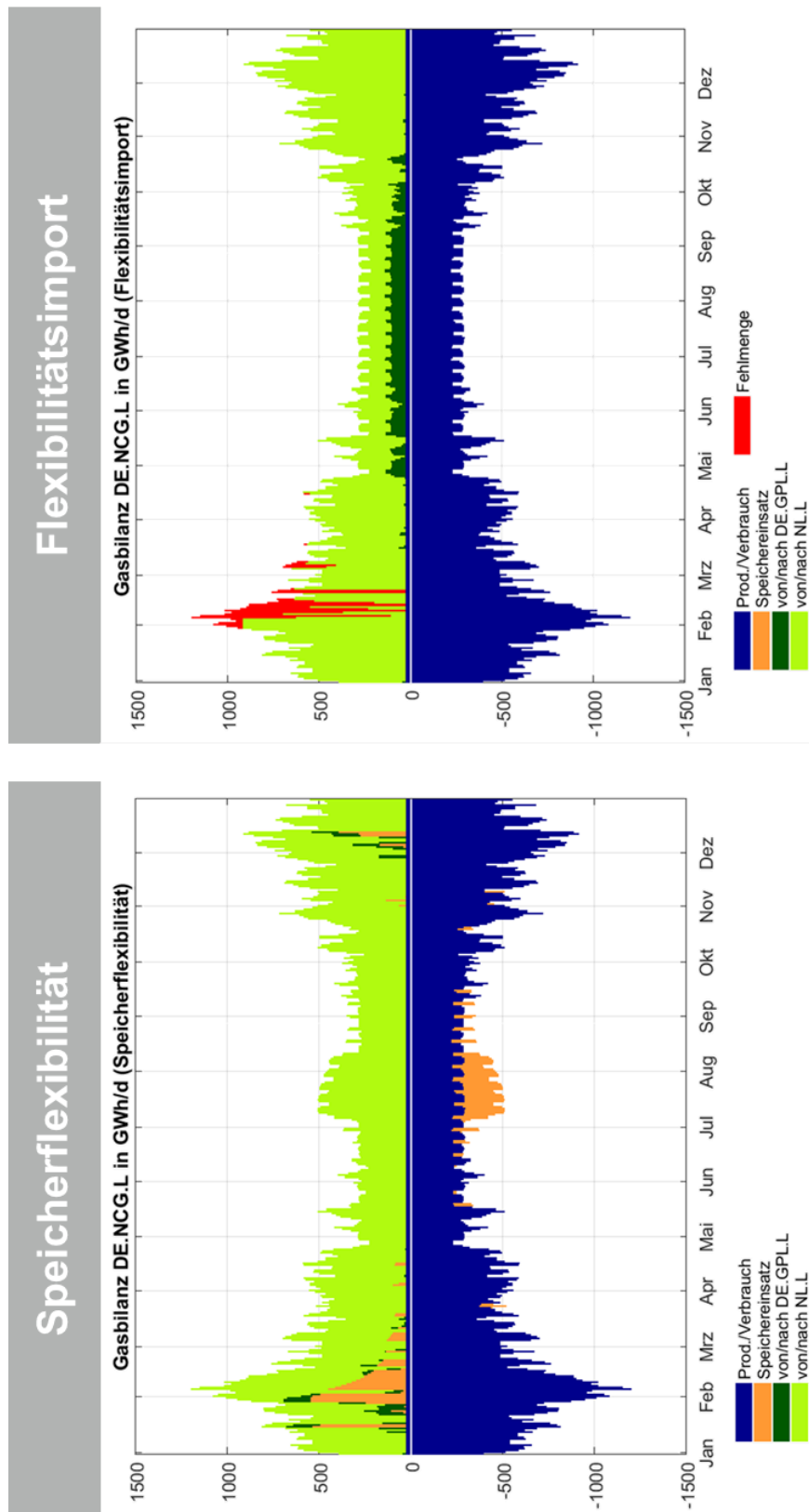


Abbildung 31: Gasbilanzen der NCG L-Gas-Region in Deutschland im Vergleich (Szenario *Speicherflexibilität* und Szenario *Flexibilitätsimport*)

Im Szenario *Flexibilitätsimport* lassen sich Versorgungslücken – trotz regionenübergreifender, weltweiter Optimierung mit perfekter Vorausschau – nicht mehr vermeiden. Daraus resultieren Lastabwürfe, die in der Spitze 2.210 GWh/d umfassen. Es wurde bereits darauf hingewiesen, dass perfekte Vorausschau und perfekte Kooperation in der realen Welt nicht zu erwarten sind. Daher sind die Ergebnisse zu den Lastabwurfmengen konservativ einzustufen – es würde sehr wahrscheinlich zu deutlich drastischeren Verbrauchseinschränkungen kommen.

6.1.3 Veränderungen des Im- und Exportsaldos

In Abschnitt 6.1.1 hat sich eine massive Verschiebung der Im- und Exporte bereits abgezeichnet. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Verschiebungen des Import-/Exportsaldos.

Der grundsätzliche Importbedarf von Gasmenge zur Versorgung Deutschlands verändert sich nicht. Im Szenario *Speicherflexibilität* konnte Deutschland noch als Flexibilitätsexporteur auftreten. Die Speicherkapazitäten sind ausreichend, um auch andere Regionen mit Flexibilität zu versorgen. Der Wegfall der Speicherkapazitäten im Szenario *Flexibilitätsimport* führt demgegenüber zu erheblichen Umbrüchen in der Gasversorgung. Zur Versorgung der Endkunden muss neben der notwendigen Gasmenge auch Flexibilität importiert werden. Die Importe werden deutlich winterlastig. Die Exporte werden vor allem in den Sommermonaten vorgenommen. Hierdurch verbleibt ein typisches Abnahmeprofil in Deutschland, welches zur Versorgung der Kunden genutzt werden kann.

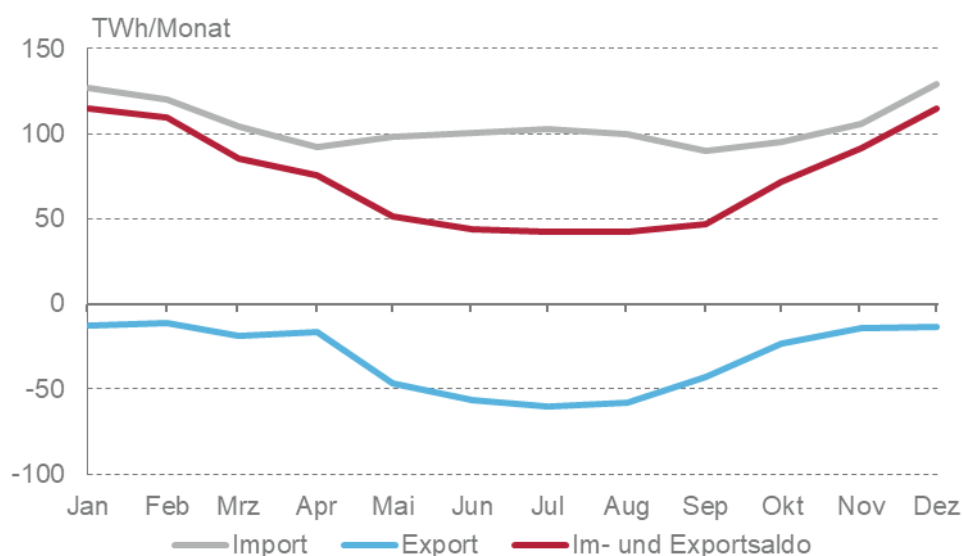


Abbildung 32: Im- und Exportsaldo Deutschlands auf Monatsbasis (Szenario *Flexibilitätsimport*)

Deutlicher ist dieser Effekt, wenn die Im- und Exportbilanzen der beiden Szenarien auf Tagesbasis miteinander verglichen werden. Die Abbildung 33 zeigt die hohen Lastspitzen, die in den Wintermonaten importiert werden müssen. Auch die deutliche Reduktion in den Sommermonaten, zur Anpassung des Gasaufkommens an den niedrigen Gasbedarf, ist erkennbar.

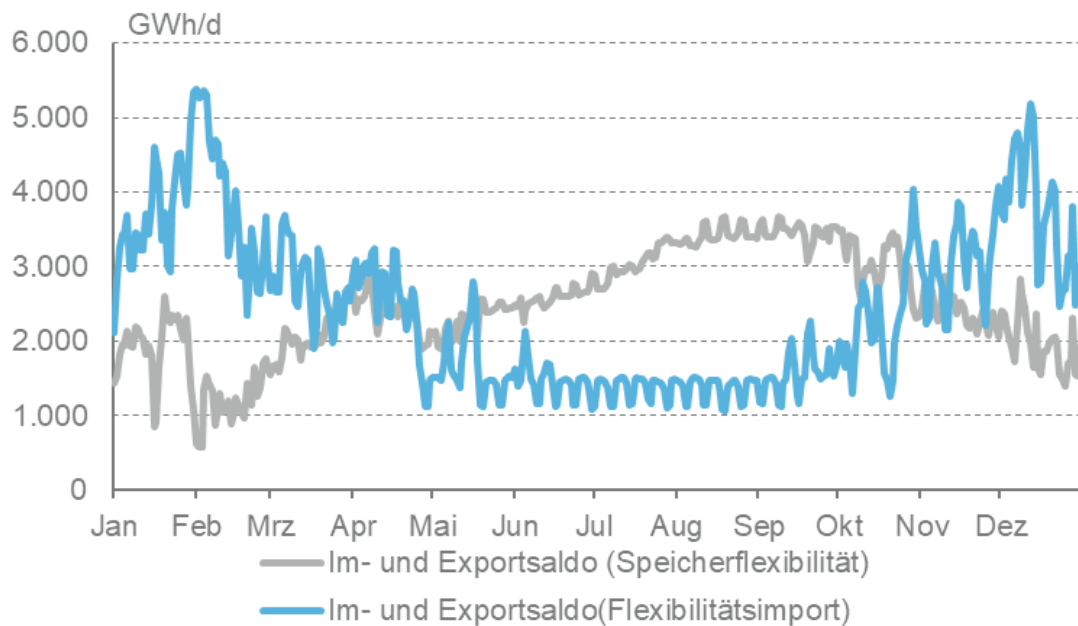


Abbildung 33: Import- und Exportbilanzen der Szenarien auf Tagesbasis

Deutschland wandelt sich vom Flexibilitätsexporteur zu einem Flexibilitätsimporteuer. Die Wertschöpfungsstufe der Flexibilitätsbereitstellung wird auf andere Regionen verschoben. Die Abhängigkeit von flexibler Produktion und LNG-Mengen steigt drastisch, sowohl europaweit als auch mittelbar in Deutschland. Weiterhin ist Deutschland extrem von der Flexibilitätsbereitstellung der Nachbarländer abhängig. Außer durch das Abschalten von Verbrauchern hat Deutschland keine Möglichkeit innerhalb der Landesgrenzen zu reagieren.

6.2 Entwicklungen außerhalb Deutschlands

Die Auswirkungen des Wegfalls der deutschen Gasspeicher sind daher auch in Nachbarregionen zu spüren. Es sind Produktionsfahrweise, Speicherauslastungen, LNG-Liefermengen und -struktur betroffen. Die Effekte werden in den nachfolgenden Abschnitten erläutert.

6.2.1 Veränderungen der Produktionsauslastung

Zur Bereitstellung von Flexibilität passen vor allem „verbrauchsnahe“ Lieferländer ihre Produktion an. Effekte auf die weltweite Produktion sind allerdings nicht feststellbar. Eine „Drill down“-Betrachtung zeigt, dass die Produktion in Norwegen im Unterschied zum Szenario *Speicherflexibilität* eine saisonale Fahrweise aufweist, die in der Folge den Ausfall der deutschen Gasspeicher teilweise kompensiert. Die Abbildung 34 zeigt die Produktion der Region Norwegen je Szenario. Im Szenario *Flexibilitätsimport* erhöht Norwegen im Rahmen verfügbarer Kapazitäten die Produktionsleistung und senkt entsprechend in Schwachlastzeiten die Produktionsmengen ab (vgl. auch Abschnitt 5.2.1).

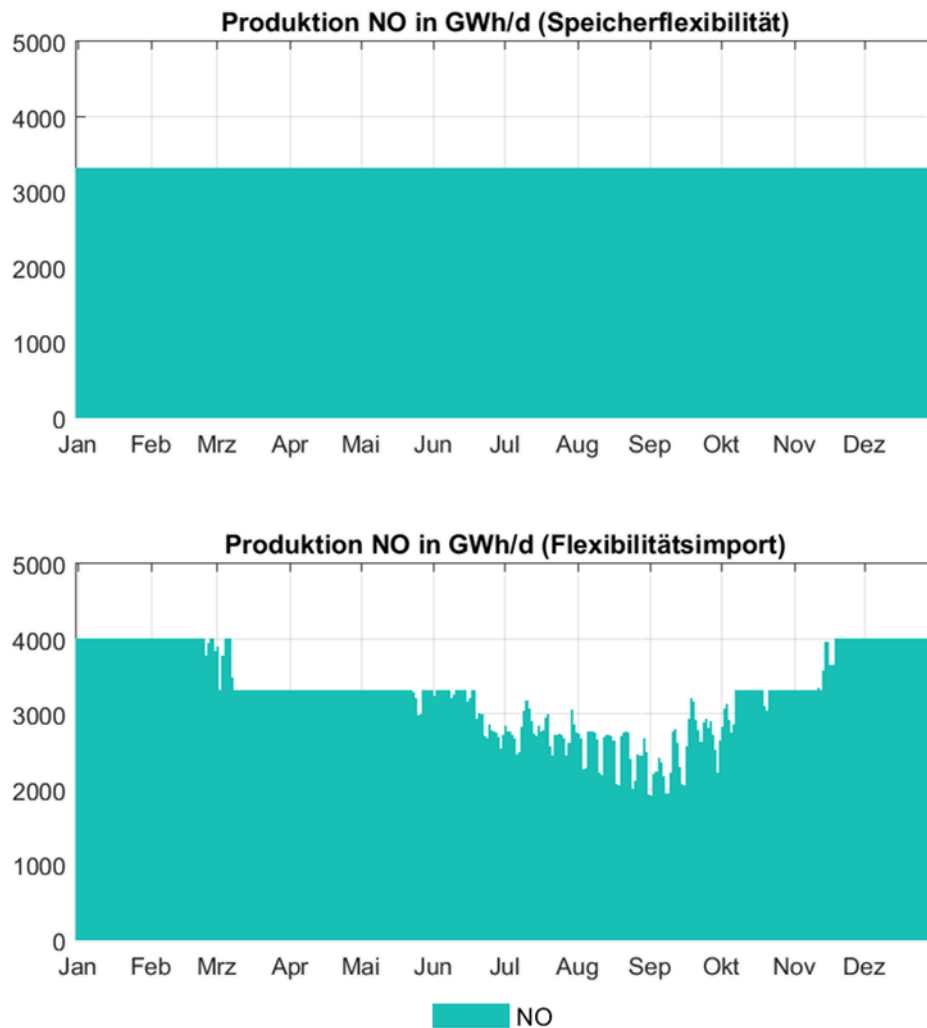


Abbildung 34: Norwegische Produktion im Szenariovergleich

Diese Maßnahmen sind jedoch nicht ausreichend um die im Szenario *Flexibilitätsimport* weggefallenden deutschen Gasspeicher zu kompensieren. Vielmehr sind weitere Schritte erforderlich.

6.2.2 Veränderungen der LNG-Auslastung

Die zusätzliche Beschäftigung von LNG-Importen ist notwendig. Die LNG-Beschäftigung verändert sich deshalb zwischen den Szenarien deutlich. Über LNG ist es in den betrachteten Szenarien möglich, Mengen und letztlich auch Flexibilität bereitzustellen. Über die bestehende LNG-Infrastruktur kann ein Zugriff auch auf weit entfernte Flexibilitätsquellen stattfinden. Insbesondere in den Wintermonaten wird im Szenario *Flexibilitätsimport* von dieser Möglichkeit Gebrauch gemacht, wie die nachfolgende Abbildung zeigt.

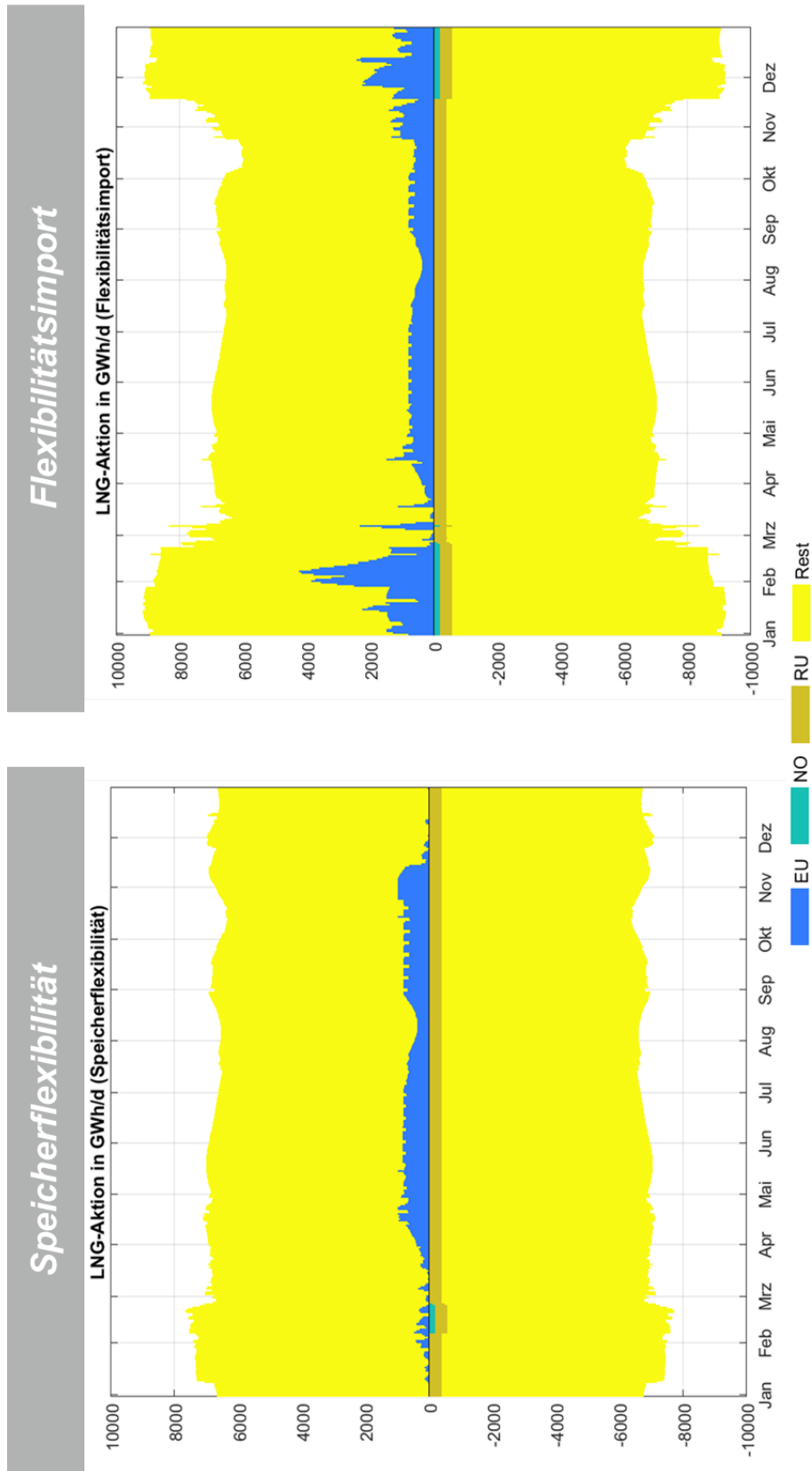


Abbildung 35: LNG Produktion und Importe im Szenarienvergleich

Positive Werte stehen für Regasifizierung (Gasimport in die aggregierten Regionen), negative Werte für Verflüssigung. Im Szenario *Speicherflexibilität* ist die weltweite LNG-Produktion und Nutzung weitgehend bandförmig. Im Szenario *Flexibilitätsimport* zeigt sich dagegen eine deutliche saisonale Struktur. Farblich abgesetzt (blaue Fläche) ist der Import nach Europa sichtbar. Es ist zu erkennen, dass die saisonale Nutzungsstruktur der LNG-Terminals im Szenario *Flexibilitätsimport* durch eine saisonale Nutzung der europäischen LNG-Regasifizierung getrieben wird.

Insgesamt wird im Szenario *Flexibilitätsimport* mehr LNG transportiert als im Szenario *Speicherflexibilität*. Die in die EU zu importierenden Mengen verdoppeln sich zwischen den Szenarien beinahe.

Gerade die Betrachtung des LNG-Bereichs zeigt noch einmal deutlich, wie eine regionenübergreifende Systemoptimierung mit perfekter Vorausschau regionale Effekte (wie die Entfernung der deutschen Gasspeicher) international abbildet, um zu einem effizienten und kostenminimalen Ergebnis zu kommen. Jedoch ist die „just-in-time“ Lieferung von LNG und dem damit verbundenen Beitrag zur Versorgungssicherheit nur durch die unterstellte perfekte Vorausschau möglich. Durch die Unsicherheiten in Wetterprognosen und den langen Schiffslaufzeiten zwischen den Verflüssigungs- und Regasifizierungsanlagen sind diese Ergebnisse als äußerst optimistisch zu bewerten.

6.2.3 Veränderungen im Speichereinsatz Europa und Russland

Zusätzlich zu Veränderungen der Produktion und den LNG-Importen müssen weitere Flexibilitätspotenziale genutzt werden. Hierfür ist eine Betrachtung der Speichernutzung der Regionen sinnvoll.

Bereits im Szenario *Speicherflexibilität* wurden Speicher an verbrauchsnahen Standorten bevorzugt eingesetzt, sodass im Szenario *Flexibilitätsimport* keine erheblichen Veränderungen in den direkten Nachbarländern Deutschlands zu erwarten sind. Dennoch verfügen entferntere Regionen über weiteres Speicherpotenzial das genutzt werden kann.

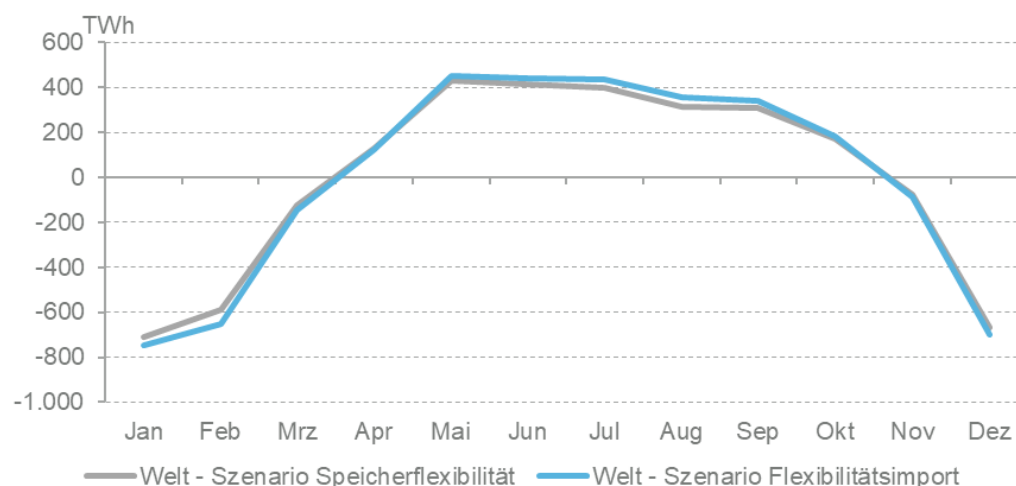


Abbildung 36: Weltweite Änderung der Speichernutzung

Der Abbildung 36 kann die Veränderung der weltweiten Speichernutzung entnommen werden. Einspeicherungen in den Sommermonaten und Ausspeicherungen in den Wintermonaten nehmen geringfügig zu. Diese Unterschiede des Szenarios sind zwar erkennbar, im weltweiten Markt aber von nachrangiger Bedeutung.

Erst bei genauerer Betrachtung der aggregierten Region EU (exkl. Deutschland) und der aggregierten Region RU kann festgestellt werden, dass insbesondere in diesen Regionen ein Anstieg der Speichernutzung festzustellen ist (vgl. Abbildung 37). Die Speicher der Regionen werden vor allem in den Monaten Januar, November und Dezember zur Bereitstellung von Gasmengen genutzt. Hierfür werden zusätzliche Mengen in den Sommermonaten eingespeichert. Dies ist notwendig, um den Wegfall deutscher Speicher im Szenario *Flexibilitätssimport* zu kompensieren und die Versorgung der aggregierten Region EU und letztlich Deutschlands zu ermöglichen.

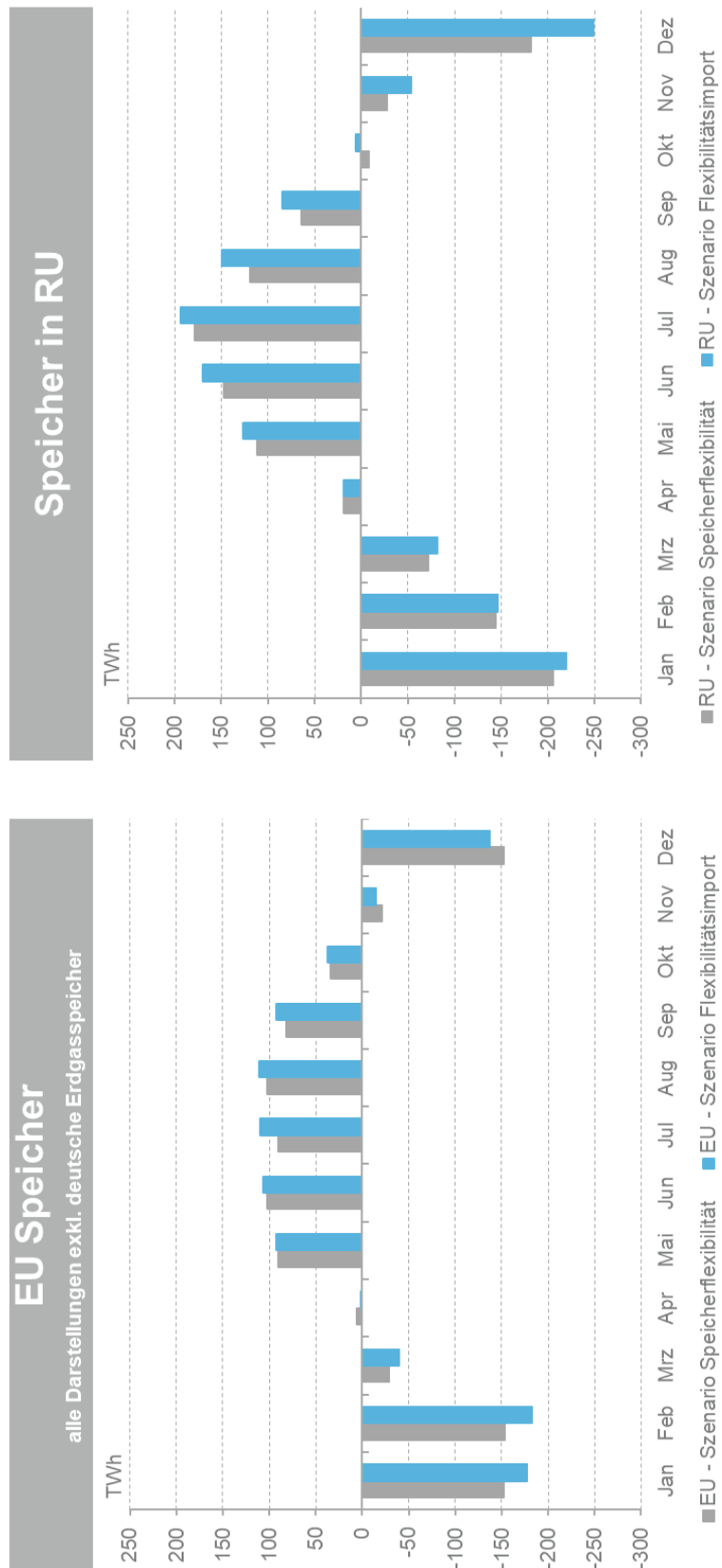


Abbildung 37: Veränderung der Speichernutzung in den aggregierten Regionen EU und RU

6.2.4 Herkunft der Flexibilität

In der nachfolgenden Abbildung 38 sind die Veränderungen der Import- und Exportbilanz Deutschlands zwischen den beiden Szenarien dargestellt, die die ursprüngliche Speichernutzung im Szenario *Speicherflexibilität* kompensieren. Deutlich erkennbar ist, dass Belgien, die Niederlande, die Tschechische Republik, Norwegen und Russland zusätzliche Flexibilität liefern, aber auch andere Anrainerregionen ihren Beitrag leisten.

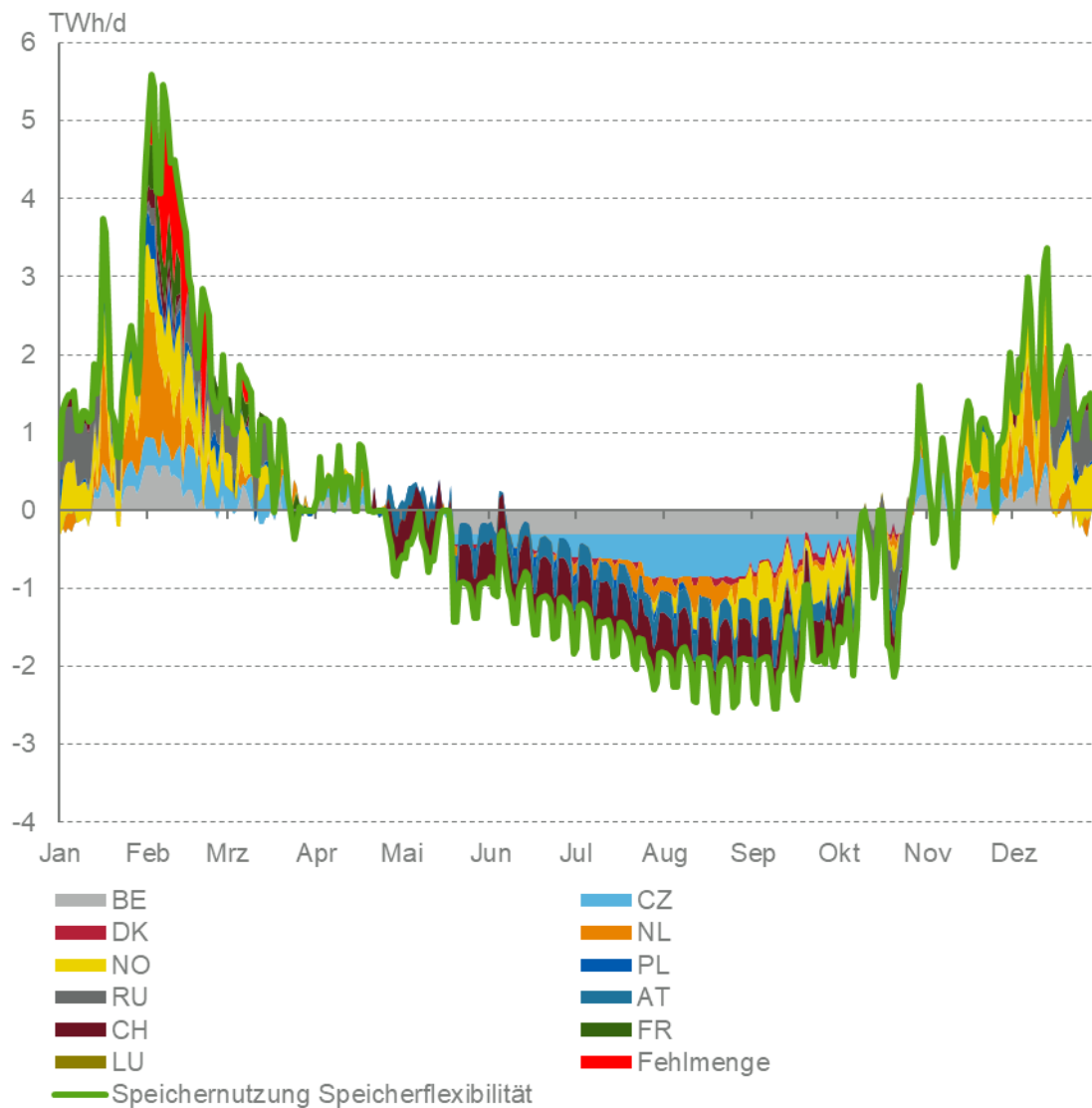


Abbildung 38: Lieferanten der Flexibilität im Szenario *Flexibilitätsimport*

Zu beachten ist, dass die Flexibilität auch mittelbar über andere Länder bereitgestellt wird und nur durch die Regionen geleitet wird, die direkt mit Deutschland verknüpft sind. Dies soll an zwei Beispielen erläutert werden.

Beispiel 1: Russland kann Flexibilität einerseits direkt über die Nord Stream Pipeline für Deutschland bereitstellen. Andererseits kann über den Landtransportweg (YAMAL Pipeline über Weißrussland und Polen) ebenfalls Struktur bereitgestellt werden. Im letzteren Fall

würde die Flexibilitätsbereitstellung in der obigen Betrachtung nicht Russland, sondern Polen zugeordnet, da der Übertritt an der deutsch-polnischen Grenze erfolgt.

Beispiel 2: Es wird zusätzliches LNG an Italien geliefert. Diese Lieferung verdrängt Pipelinegas, z.B. aus der Schweiz oder Österreich. Die so gewonnene Flexibilität kann über andere Transportwege, z.B. durch russische Quellen an Deutschland geliefert werden.

Die Zuordnung der Flexibilität zu einzelnen Ländern kann daher nicht eindeutig vorgenommen werden.

Die Herkunft der Flexibilität kann nur über die Nutzung der gesamten Infrastruktur, die in den vorangestellten Unterkapiteln beschrieben wurde, erklärt werden: Produktion, Pipelines, LNG und Speicher. Daher können zumindest die Transportarten identifiziert werden, d.h. also wie Flexibilität bereitgestellt wird. Eine genaue Zuordnung der bereitgestellten Flexibilität zu einzelnen Regionen ist nicht möglich. Um dennoch eine Darstellung der Flexibilitäts-herkunft zu gewährleisten, wurde die aggregierte EU-Region an ihren Grenzen betrachtet: Die Importe wurden nach LNG-Import, Pipelinegas sowie EU-eigene Speicher- und Produktion getrennt. Das Ergebnis kann der nachfolgenden Grafik entnommen werden.

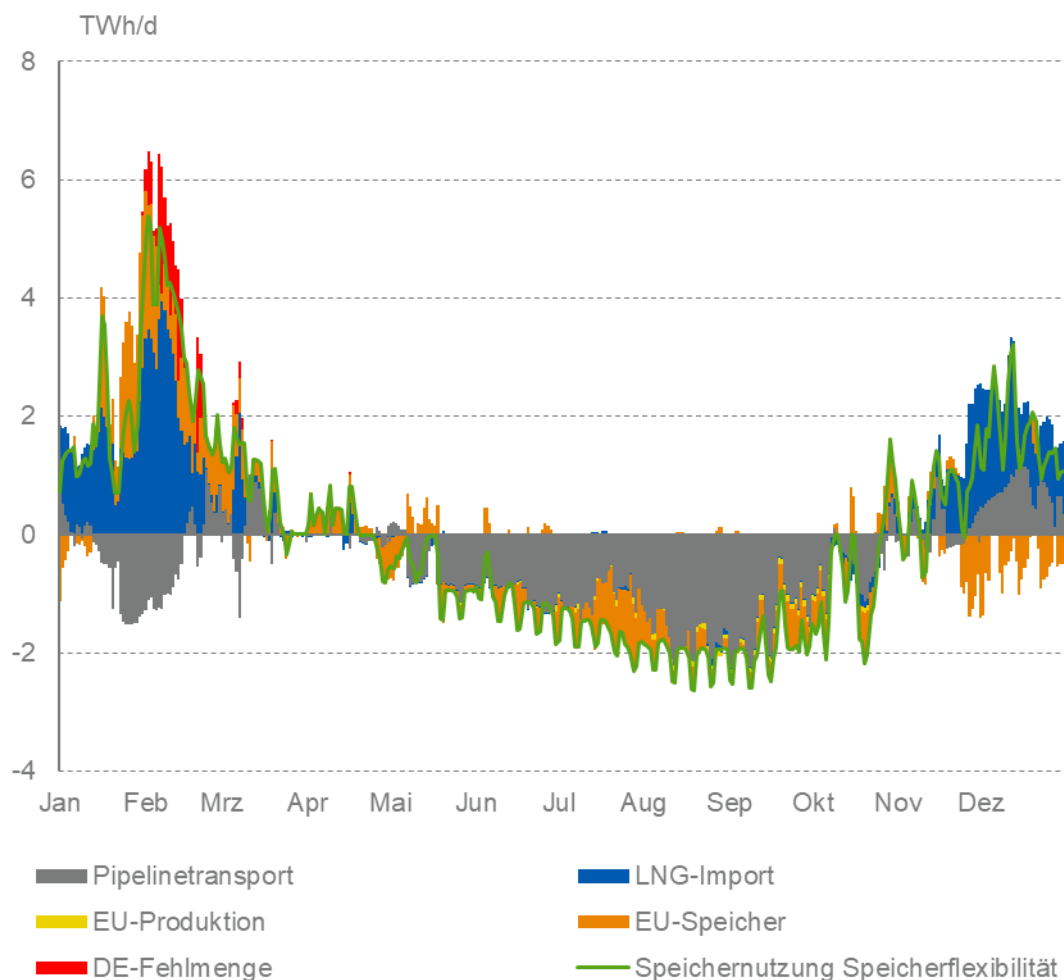


Abbildung 39: Flexibilität nach Transportweg

Die Grafik veranschaulicht, wie Flexibilität bereitgestellt wird. Zum Teil können EU-Speicher einen Teil der deutschen Speicher kompensieren. Hohe Anteile an zusätzlicher Flexibilität werden jedoch durch die LNG Infrastruktur bereitgestellt. Auch Verschiebungen von Pipelinetransporten und der Im- und Exportmengen der EU führen zu einer Bereitstellung von Flexibilität.

Die Verschiebung der Lastflüsse und die stärkere Nutzung von LNG führen letztlich zu höheren Kosten des Systems. Zusätzlich geht die Wirtschaftsleistung der Speicher in Deutschland verloren und wird auf andere Länder verlagert, die die Flexibilität bereitstellen. Zudem müssen Lasten in Deutschland abgeschaltet werden. Die Flexibilität kann nicht ausreichend über andere Quellen importiert werden, wenn die deutschen Gasspeicher aus dem Modell entfernt werden.

6.3 Vermeidung von Lastabwurf durch Infrastruktur

Das Abschalten der deutschen Gasspeicher führt zu Versorgungsengpässen in Deutschland. Abschaltungen von Endkunden mit erheblichen volkswirtschaftlichen Kosten wären die Folge. Die Berechnungen in den vorherigen Abschnitten wurden auf Basis des derzeitigen Fernleitungsnetzes (vgl. Abschnitt 3.2.5) durchgeführt. In diesem Abschnitt wird dargelegt, inwiefern ein Ausbau des Fernleitungsnetzes Lastabwürfe vermeiden kann. Dazu wurden, angelehnt am Ten Year Network Development Plan (TYNDP), Pipeline-Projekte und damit einhergehende Netzkapazitäten modelliert.

Für die Pipeline-Projekte werden Investitionskosten in Höhe von ca. 120 Tsd. €/ (GWh/h) pro Kilometer angenommen.¹⁸ Zur weitgehenden Kompensation des identifizierten Lastabwurfs wären Projekte mit einem Investitionsvolumen von ca. 16,5 Mrd. € erforderlich.

Diese Pipeline-Projekte allein sind allerdings nicht ausreichend um Lastabwürfe im L-Gas zu vermeiden. Im L-Gas-Markt können nicht ausreichend Flexibilitätsquellen erschlossen werden. Daher wird im Modell mit der Installation einer technischen Konvertierungsanlage ein Lastabwurf in den deutschen L-Gas-Regionen vermieden. Hierfür ist ein Kapazitätsszubau von 18,8 GW mit einem Investitionsvolumen von ca. 178 Mio. € notwendig.¹⁹ Ein Lastabwurf in den H-Gas-Regionen lässt sich jedoch ebenfalls nicht vollständig durch Netzausbau vermeiden, da auch im H-Gas-Bereich Flexibilitätsquellen in nicht ausreichendem Maße erschlossen werden können.

In Summe entsprechen die Ausbaumaßnahmen des Pipelinenetzes und der Konvertierungsanlage annuitätischen Kosten in Höhe von 1,4 Mrd. €/a.²⁰

Im Szenario *Flexibilitätsimport* ohne Ausbaumaßnahmen lag der Lastabwurf in der Spitze bei 2.210 GWh/d und es waren alle Regionen Deutschlands betroffen. Die modellierten kapazitätsschaffenden Maßnahmen reduzieren diese Spitze bis auf 462 MWh/d und es ist lediglich die Zone DE.NCG.H von diesem Lastabwurf betroffen. Die nachfolgende Abbildung 40 zeigt den Verlauf des Lastabwurfs im Szenario *Flexibilitätsimport* mit und ohne Ausbaumaßnahmen.

¹⁸ Analysen enervis; vgl. u.a. FNB Gas, Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 zzgl. Anhang „Ausbaumaßnahmen (2016 – NEP Bestätigt).

¹⁹ Basis bildet Investitionskosten von 9,43 €/kW abgeleitet aus: TU Clausthal, Alternativen für die Sicherstellung der Gasversorgung in heutigen L-Gas-Versorgungsgebieten, 2013, S. 6

²⁰ Pipeline-Projekte wurden über 40 Jahre, Konvertierungsanlagen über 25 Jahre abgeschrieben. Weiterhin wurde ein Mischzins von 6,91% p.a. der Berechnung zu Grunde gelegt sowie Betriebskosten i.H.v. 1% der Investitionssumme pro Jahr.

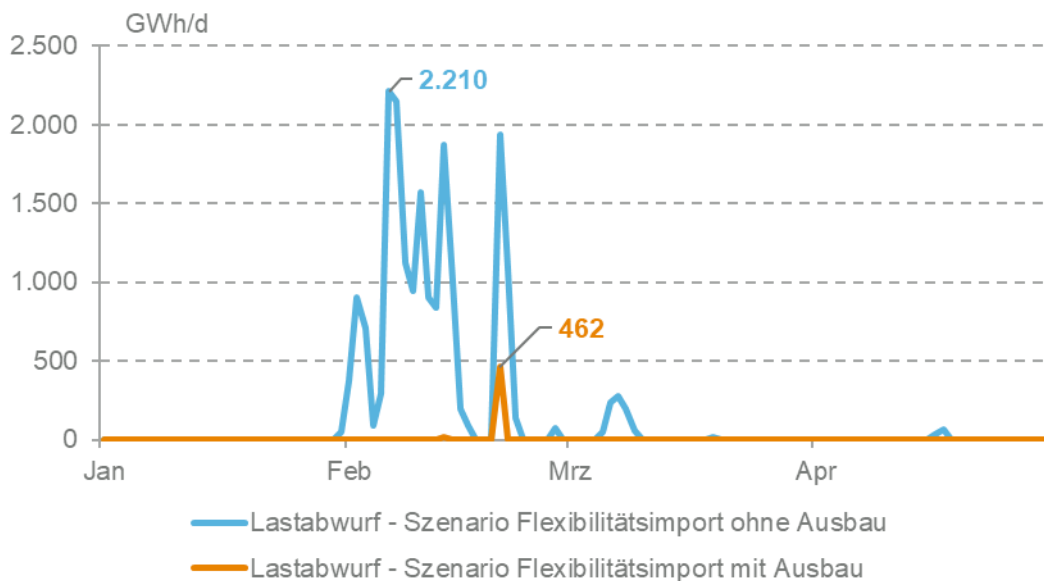


Abbildung 40: Vermeidung von Lastabwurf durch Ausbau des Fernleitungsnetzes

Mit dem reduzierten Lastabwurf geht eine Reduktion der Kosten des Lastabwurfs einher. Ohne Ausbaumaßnahmen beträgt der „Value of Lost Load“ etwa 4,3 Mrd. €/a. Durch den Kapazitätsausbau zwischen den Regionen sinken die Kosten des Lastabwurfs auf etwa 82 Mio. €/a.

Im weiteren Verlauf werden deshalb die Kosten des verminderten Lastabwurfs und die im vorhergehenden Abschnitt skizzierten Kosten für die Ausbaumaßnahmen berücksichtigt.

6.4 Kostendifferenzen der Szenarien

Der Kosteneffekt des Entfernens der deutschen Gasspeicher kann durch einen Vergleich der Systemkosten der beiden Szenarien näherungsweise quantifiziert werden. Dabei treten teilweise gegenläufige Kosteneffekte auf, wenn die Kosten für verschiedene Infrastrukturtypen betrachtet werden:

- Die Gasspeicherkosten sinken:
Der Einsatz der deutschen Gasspeicher im Szenario *Speicherflexibilität* kann durch die restlichen weltweit verfügbaren Gasspeicher im Szenario *Flexibilitätsimport* mit Ausbaumaßnahmen nicht komplett kompensiert werden. Hierdurch ergeben sich im Szenario *Flexibilitätsimport* geringere Nutzungen von Gasspeichern, was die weltweiten Systemkosten für den Gasspeichereinsatz senkt.
- Die Produktionskosten steigen:
Im Szenario *Flexibilitätsimport* mit Ausbaumaßnahmen treten in Deutschland Versorgungsengpässe auf, die zu Lastabwürfen führen. Die zugehörigen Mengen in diesem Szenario müssen folglich nicht mehr produziert werden, es verschieben sich jedoch die bisherigen Lastflüsse deutlich. Es werden andere Produktionsquellen genutzt und diese müssen teils selbst Flexibilität bereitstellen. Zudem werden die Mengen über weitere Strecken transportiert, was den Bedarf an Treibgas erhöht. Daher fallen die weltweiten Systemkosten für Produktion leicht höher aus als im Szenario *Speicherflexibilität*.
- Die LNG-Transportkosten steigen:

In Spitzenbedarfszeiten erhöht sich die Ausnutzung der LNG-Infrastruktur und die Transporte erfolgen über längere Seewege. Daher erhöhen sich auch die weltweiten Systemkosten für die Nutzung der LNG-Infrastruktur.

- Für die Lastabwürfe fallen Kosten an („Value of Lost Load“):
Der Ausfall von gesicherter Versorgung führt zu Kosten, welche in der Kalkulation berücksichtigt werden müssen.
- Zusätzliche Investitionen in Gasnetzinfrastruktur:
Da in Deutschland keine Gasspeicher zur Verfügung stehen, sind neue Pipelineinvestitionen notwendig. Diese erhöhen die Systemkosten.

Die Systemkostenunterschiede zwischen den Szenarien für Produktion, Transporte, Speicher und Lastabwürfen sind im Nachfolgenden näher erläutert. Es sind die Differenzkosten des Szenarios *Flexibilitätsimport* unter Berücksichtigung der Ausbaumaßnahmen zum Szenario *Speicherflexibilität* dargestellt.

Gegenüber dem Szenario *Speicherflexibilität* müssen im Szenario *Flexibilitätsimport* zur Reduktion von Lastabwürfen Netzausbaumaßnahmen berücksichtigt werden. Diese führen zu jährlichen Kosten in Höhe von 1,4 Mrd. € (vgl. Abschnitt 6.3).

Da die deutschen Gasspeicher im Szenario *Flexibilitätsimport* wegfallen, werden diese zum Teil durch andere Speicher kompensiert. Da der Ersatz nicht vollständig erfolgen kann, sinken die absoluten variablen Systemkosten der weltweiten Gasspeicher im Szenario *Flexibilitätsimport* gegenüber dem Szenario *Speicherflexibilität* um 66 Mio. €/a.

Gleichzeitig führen die Ausbaumaßnahmen zu längeren Transportwegen und damit zu einem höheren Treibgasbedarf und einer veränderten Nutzung der Produktionsquellen. Die Produktion selbst stellt Flexibilität bereit, dies erhöht die Produktionskosten im Szenario *Flexibilitätsimport* unter Berücksichtigung der Ausbaumaßnahmen um 196 Mio. €/a.

Da die Gasmengen über längere Strecken sowohl über Pipelines als auch LNG transportiert werden müssen, steigen die Transportkosten deutlich an. Die Nutzung der flexiblen LNG-Lieferungen aus aller Welt führen zu einem zusätzlichen Verflüssigungs- und Regasifizierungsbedarf. Die durchschnittliche Anzahl der Tage auf See steigt. Das Szenario *Flexibilitätsimport* greift also auch auf Flexibilitätsquellen außerhalb Europas zurück, die über den LNG-Transport deutlich kostenintensiver ausfallen als bei Gasspeicherung in Deutschland. Daher steigen die Transportkosten im Szenario *Flexibilitätsimport* unter Berücksichtigung der Ausbaumaßnahmen um 557 Mio. €/a gegenüber dem Szenario *Speicherflexibilität*.

Die getroffenen Maßnahmen sind dennoch nicht in der Lage die Versorgungssicherheit ohne deutsche Gasspeicher wiederherzustellen. Die weiterhin auftretenden Versorgungseinschränkungen führen zu Kosten in Höhe von rd. 0,1 Mrd. €/a.

Die Kostensituation dieses Szenarios stellt sich gegenüber dem Szenario *Speicherflexibilität* folgendermaßen dar:

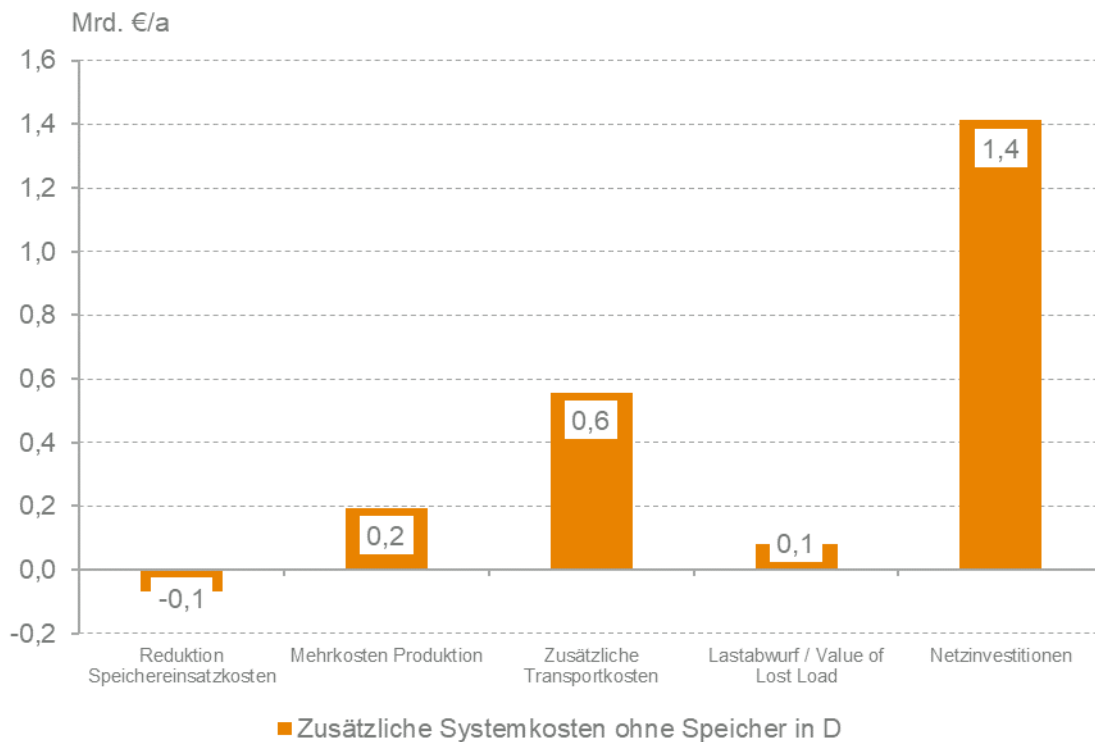


Abbildung 41: Zusätzliche Systemkosten des Szenarios *Flexibilitätsimport* unter Berücksichtigung der TYNDP FID Projekte gegenüber dem Szenario *Speicherflexibilität*

In Summe führt das Szenario *Flexibilitätsimport* mit den Ausbaumaßnahmen zu einem Anstieg der Systemkosten um etwa 2,2 Mrd. € pro Jahr gegenüber dem Szenario *Speicherflexibilität*.

Zwar kann der Lastabwurf durch Netzausbaumaßnahmen deutlich reduziert werden, jedoch können Speicher bei netzdienlichem Einsatz effizienter und kostengünstiger Flexibilität bereitstellen. Im Szenario *Speicherflexibilität* sind viele Projekte nicht zwingend notwendig, um eine europäische Versorgung aufrechtzuerhalten.

6.5 Fazit Szenariovergleich

Die Kompensation der deutschen Gasspeicher hat Auswirkungen auf die europa- und weltweite Gasinfrastruktur. Zum Ausgleich werden insbesondere „nahe“ Speicher in Europa, Russland, der Ukraine und Weißrussland genutzt. Darüber hinaus wird Flexibilität über LNG importiert, die aus weiter entfernten Speichern oder Produktionsstätten kommt. Um Lastabwürfe zu reduzieren, müssen darüber hinaus Ausbaumaßnahmen am Fernleitungsnetz zur Erhöhung der Kapazitäten zwischen Regionen vorgenommen werden. Diese Maßnahmen können 97% der Lastabwürfe vermeiden. Dennoch ist die gesamte Versorgungssituation auf das Äußerste angespannt.

Die saisonale Flexibilität, die vorher durch die deutschen Gasspeicher bereitgestellt worden ist, wird im Wesentlichen durch folgende Effekte kompensiert:

- Die Gasspeicher in den aggregierten Regionen EU und RU liefern Flexibilität, um die deutschen Gasspeicher zu kompensieren.
- Die norwegische Produktion liefert mehr Flexibilität.

- Auch LNG wird als Flexibilitätsquelle eingebunden.
- Deutschland flexibilisiert sich zu Lasten angrenzender Regionen.

Dennoch sind Flexibilitätsquellen nicht ausreichend vorhanden, was zu Abschaltungen von Verbrauchern führt. Diese Fehlmengen können durch Netzausbaumaßnahmen von 2.210 GWh/d auf 462 GWh/d reduziert werden. Es muss allerdings berücksichtigt werden, dass das verwendete enervis-Modell von einer absoluten Vorausschau aller Marktteilnehmer ausgeht und darüber hinaus eine weltweite, reibungslose Kooperation erfolgen muss.

Unter diesen Prämissen kann der Wegfall der Gasspeicher Deutschlands durch andere Regionen teilweise kompensiert werden. Die daraus folgende Flexibilisierung der Produktion, die Veränderungen der LNG-Flüsse und die veränderten Speicherfahrweisen nehmen erheblichen Einfluss auf die Im- und Exportbilanz in Deutschland.

Die massive Veränderung von Lastflüssen und Flexibilitätsquellen sowie der zur Vermeidung von Lastabwürfen notwendige Netzausbau führen zu einem Anstieg der Systemkosten von etwa 2,2 Mrd. €/a.

Vor dem Hintergrund der zahlreichen geplanten Investments in Pipeline-Projekte, die allerdings durch Nutzung des Systemwerts der Gasspeicher vermieden werden könnten, muss die derzeitige Situation der Gasspeicher überdacht werden. Bei Veränderungen des Gasmarktdesigns und des regulatorischen Rahmens sollten diese volkswirtschaftlichen Kostenvorteile stärker in den Fokus rücken. Derzeit werden in Deutschland Investitionen in Pipelines dem Einsatz von Speichern vorgezogen, weil nur auf das Sachanlagevermögen der Netzbetreiber eine Kapitalrendite gewährt wird. Der Einsatz von Speichern stellt hingegen Kosten dar, die bei 100%iger Effizienz lediglich zurückverdient werden dürfen. Aus diesem Grund wird der Systemwert der Speicher sukzessive über Netzinvestitionen substituiert, mit der Konsequenz einer Teuerung der Infrastrukturkosten. Diese Kosten müssen letztlich durch den Verbraucher getragen werden.

I. Anhang

I.1 Detailergebnisse Auslastung von Pipelines D zu Anrainerstaaten

Lastflüsse in GWh/d								
Szenario <i>Speicherflexibilität</i>								
Region	Saison	Nachbar	Bezug			Lieferung		
			Mittel	Max.	Kapaz.	Mittel	Max.	Kapaz.
DE.GPL.H	Winter (Dez-Feb)	BE	0	0	130	166	171	171
DE.GPL.H	Winter (Dez-Feb)	NL	0	0	98	256	334	334
DE.GPL.H	Winter (Dez-Feb)	NO	0	0	520	0	0	0
DE.GPL.H	Winter (Dez-Feb)	DK	0	0	0	0	13	97
DE.GPL.H	Winter (Dez-Feb)	RU	342	809	809	0	0	0
DE.GPL.H	Winter (Dez-Feb)	PL	810	925	925	0	0	197
DE.GPL.H	Winter (Dez-Feb)	CZ	0	0	198	1	101	639
DE.GPL.H	Winter (Dez-Feb)	DE	0	0	58	308	308	308
DE.GPL.H	Sommer (Mrz-Nov)	BE	0	0	130	46	171	171
DE.GPL.H	Sommer (Mrz-Nov)	NL	0	0	98	80	334	334
DE.GPL.H	Sommer (Mrz-Nov)	NO	296	520	520	0	0	0
DE.GPL.H	Sommer (Mrz-Nov)	DK	0	0	0	0	0	97
DE.GPL.H	Sommer (Mrz-Nov)	RU	773	809	809	0	0	0
DE.GPL.H	Sommer (Mrz-Nov)	PL	856	925	925	0	0	197
DE.GPL.H	Sommer (Mrz-Nov)	CZ	0	0	198	179	602	639
DE.GPL.H	Sommer (Mrz-Nov)	DE	0	0	58	308	308	308
DE.NCG.H	Winter (Dez-Feb)	AT	0	0	0	0	0	347
DE.NCG.H	Winter (Dez-Feb)	CH	0	0	0	173	544	544
DE.NCG.H	Winter (Dez-Feb)	FR	0	0	0	90	577	577
DE.NCG.H	Winter (Dez-Feb)	BE	0	0	138	18	147	147
DE.NCG.H	Winter (Dez-Feb)	NL	0	0	537	21	162	162
DE.NCG.H	Winter (Dez-Feb)	NO	477	655	655	0	0	0
DE.NCG.H	Winter (Dez-Feb)	CZ	329	732	906	0	0	0
DE.NCG.H	Winter (Dez-Feb)	DE	308	308	308	0	0	58
DE.NCG.H	Sommer (Mrz-Nov)	AT	0	0	0	0	0	347
DE.NCG.H	Sommer (Mrz-Nov)	CH	0	0	0	66	183	544
DE.NCG.H	Sommer (Mrz-Nov)	FR	0	0	0	6	416	577
DE.NCG.H	Sommer (Mrz-Nov)	BE	89	138	138	0	85	147
DE.NCG.H	Sommer (Mrz-Nov)	NL	156	537	537	0	6	162
DE.NCG.H	Sommer (Mrz-Nov)	NO	644	655	655	0	0	0
DE.NCG.H	Sommer (Mrz-Nov)	CZ	55	441	906	0	0	0
DE.NCG.H	Sommer (Mrz-Nov)	DE	308	308	308	0	0	58
DE.GPL.L	Winter (Dez-Feb)	NL	38	157	268	0	0	0
DE.GPL.L	Winter (Dez-Feb)	DE	47	47	47	42	147	147
DE.GPL.L	Sommer (Mrz-Nov)	NL	24	160	268	0	0	0
DE.GPL.L	Sommer (Mrz-Nov)	DE	47	47	47	2	147	147
DE.NCG.L	Winter (Dez-Feb)	NL	545	898	898	0	0	0
DE.NCG.L	Winter (Dez-Feb)	DE	42	147	147	0	0	0
DE.NCG.L	Sommer (Mrz-Nov)	NL	381	697	898	0	0	0
DE.NCG.L	Sommer (Mrz-Nov)	DE	2	147	147	0	0	0

Tabelle 6: Lastflüsse D und Anrainerstaaten in GWh/d – Szenario *Speicherflexibilität*

Lastflüsse in GWh/d Szenario *Flexibilitätsimport*

Region	Saison	Nachbar	Bezug			Lieferung		
			Mittel	Max.	Kapaz.	Mittel	Max.	Kapaz.
DE.GPL.H	Winter (Dez-Feb)	BE	21	130	130	61	171	171
DE.GPL.H	Winter (Dez-Feb)	NL	7	98	98	214	334	334
DE.GPL.H	Winter (Dez-Feb)	NO	465	520	520	0	0	0
DE.GPL.H	Winter (Dez-Feb)	DK	0	0	0	0	11	97
DE.GPL.H	Winter (Dez-Feb)	RU	808	809	809	0	0	0
DE.GPL.H	Winter (Dez-Feb)	PL	923	925	925	0	0	197
DE.GPL.H	Winter (Dez-Feb)	CZ	2	136	198	28	313	639
DE.GPL.H	Winter (Dez-Feb)	DE	0	0	58	287	308	308
DE.GPL.H	Sommer (Mrz-Nov)	BE	0	0	130	137	171	171
DE.GPL.H	Sommer (Mrz-Nov)	NL	0	0	98	187	334	334
DE.GPL.H	Sommer (Mrz-Nov)	NO	261	520	520	0	0	0
DE.GPL.H	Sommer (Mrz-Nov)	DK	0	0	0	21	97	97
DE.GPL.H	Sommer (Mrz-Nov)	RU	785	809	809	0	0	0
DE.GPL.H	Sommer (Mrz-Nov)	PL	878	925	925	0	0	197
DE.GPL.H	Sommer (Mrz-Nov)	CZ	0	0	198	332	639	639
DE.GPL.H	Sommer (Mrz-Nov)	DE	0	0	58	308	308	308
DE.NCG.H	Winter (Dez-Feb)	AT	0	0	0	0	0	347
DE.NCG.H	Winter (Dez-Feb)	CH	0	0	0	77	544	544
DE.NCG.H	Winter (Dez-Feb)	FR	0	0	0	21	508	577
DE.NCG.H	Winter (Dez-Feb)	BE	61	138	138	0	0	147
DE.NCG.H	Winter (Dez-Feb)	NL	201	537	537	1	38	162
DE.NCG.H	Winter (Dez-Feb)	NO	655	655	655	0	0	0
DE.NCG.H	Winter (Dez-Feb)	CZ	489	808	906	0	0	0
DE.NCG.H	Winter (Dez-Feb)	DE	287	308	308	0	0	58
DE.NCG.H	Sommer (Mrz-Nov)	AT	0	0	0	156	347	347
DE.NCG.H	Sommer (Mrz-Nov)	CH	0	0	0	373	544	544
DE.NCG.H	Sommer (Mrz-Nov)	FR	0	0	0	17	577	577
DE.NCG.H	Sommer (Mrz-Nov)	BE	5	138	138	0	0	147
DE.NCG.H	Sommer (Mrz-Nov)	NL	356	537	537	0	0	162
DE.NCG.H	Sommer (Mrz-Nov)	NO	647	655	655	0	0	0
DE.NCG.H	Sommer (Mrz-Nov)	CZ	130	743	906	0	0	0
DE.NCG.H	Sommer (Mrz-Nov)	DE	308	308	308	0	0	58
DE.GPL.L	Winter (Dez-Feb)	NL	125	268	268	0	0	0
DE.GPL.L	Winter (Dez-Feb)	DE	46	47	47	0	20	147
DE.GPL.L	Sommer (Mrz-Nov)	NL	19	164	268	0	0	0
DE.GPL.L	Sommer (Mrz-Nov)	DE	47	47	47	49	116	147
DE.NCG.L	Winter (Dez-Feb)	NL	593	898	898	0	0	0
DE.NCG.L	Winter (Dez-Feb)	DE	0	20	147	0	0	0
DE.NCG.L	Sommer (Mrz-Nov)	NL	298	704	898	0	0	0
DE.NCG.L	Sommer (Mrz-Nov)	DE	49	116	147	0	0	0

Tabelle 7: Lastflüsse D und Anrainerstaaten in Mio. m³/d – Szenario *Flexibilitätsimport*