



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Abteilung Energiewirtschaft

20. August 2014

Risikobewertung Erdgasversorgung Schweiz

Bericht in Anlehnung an die Verordnung (EU) Nr. 994/2010



Kurzfassung

Gas bleibt auch zukünftig ein bedeutender Energieträger, der praktisch vollständig aus dem Ausland importiert wird. Während die Nachfrage bei Haushalten und Industrie wegen eines geringeren Wärmebedarfs und wegen Effizienzsteigerungen längerfristig sinken dürfte, könnte ein etwaiger Ausbau der fossilen Stromproduktion die Gesamtnachfrage auch erhöhen. Vor diesem Hintergrund hat die Gaskrisenvorsorge grosse Bedeutung. Insbesondere die Koordination mit den Nachbarländern ist dabei zentral.

Die EU hat als Folge der russisch-ukrainischen Erdgaskrise von 2009 ihr Gaskrisenmanagement ausgebaut und eine „Koordinierungsgruppe Erdgas“ gebildet. Die Verordnung (EU) Nr. 994/2010 (SoS-VO) verpflichtet die Mitgliedstaaten, eine Risikobewertung ihrer Gasversorgung durchzuführen und Präventions- und Notfallpläne zu erstellen. Die Schweiz strebt eine ständige Teilnahme an der Koordinierungsgruppe an und erarbeitet entsprechende Grundlagen in Anlehnung an die EU-Verordnung.

Aus der Risikobewertung ergeben sich folgende Hauptkenntnisse:

- Die Standards gemäss SoS-VO werden in der Schweiz erfüllt. Sowohl beim Ausfall der grössten Versorgungsinfrastruktur (Infrastrukturstandard) als auch unter aussergewöhnlichen Witterungs- oder Verbrauchsbedingungen (Versorgungsstandard) kann die Versorgung mit Erdgas für die Schweizer Kunden gewährleistet werden.
- Für die Erfüllung der Standards gemäss SoS-VO sind in erster Linie die Importkapazitäten der Erdgasnetze entscheidend, weil die Schweiz im Inland nicht über grosse Gasspeicher, Gasproduktion oder aber Anlagen verfügt, die verflüssigtes Erdgas (Liquefied Natural Gas, LNG) umwandeln. Daneben bleibt der grosse Anteil der Nachfrage von unterbrechbaren Erdgas-Kunden mit Zweistoffanlagen weiterhin bedeutend für die Versorgungssicherheit der Schweiz, wobei die möglichen Verbrauchsreduktionen von der Temperatur und weiteren Faktoren abhängen.
- Die Sicherheit der Schweizer Erdgasversorgung wird sich zukünftig weiter verbessern, wenn der physikalische Umkehrfluss auf der Transitgasleitung und den vorgelagerten italienischen Systemen ermöglicht wird.
- Die untersuchten Störszenarien orientieren sich an realen Ereignissen der letzten Jahre, welche zu kritischen Situationen in der Gasversorgung geführt haben. Auch in diesen Situationen konnte jedoch die Versorgung der Schweizer Gaskunden immer aufrechterhalten werden.



Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung.....	2
1 Einleitung.....	4
1.1 Ausgangslage und Motivation	4
1.2 Vorgehen	5
2 Übersicht der schweizerischen Gasversorgung und Infrastruktur	6
2.1 Aktuelle Bedeutung von Erdgas in der schweizerischen Energieversorgung.....	6
2.2 Perspektiven der zukünftigen Gasnachfrage	7
2.3 Gasangebot und Importe.....	9
2.4 Gasinfrastruktur in der Schweiz	11
2.4.1 Schweizerisches Transportnetz und Einbindung ins europäische Fernleitungsnetz	11
2.4.2 Transitgasleitung.....	14
2.4.3 Speicher.....	16
2.4.4 Zweistoffanlagen.....	16
3 Beurteilung Infrastrukturstandard.....	17
3.1 Definition der N-1-Formel	17
3.2 Verwendete Datengrundlagen.....	18
3.3 Bestimmung der Parameter der N-1-Formel.....	18
3.3.1 Nachfrageseite.....	19
3.3.2 Angebotsseite	22
3.4 Berechnung der N-1-Formel für die Schweiz und Fazit zum Infrastrukturstandard.....	23
4 Beurteilung Versorgungsstandard	24
4.1 Definition Versorgungsstandard und geschützte Kunden	24
4.2 Extreme Temperaturen an sieben aufeinanderfolgenden Tagen mit Spitzenlast.....	24
4.3 Aussergewöhnlich hoher Gasverbrauch während mindestens 30 Tagen.....	25
4.4 Ausfall der grössten einzelnen Infrastruktur unter durchschnittlichen Winterbedingungen während mindestens 30 Tagen	25
4.5 Fazit zum Versorgungsstandard	26
5 Störszenarien und deren Bewertung im Bezug auf die Versorgungssicherheit	27
5.1 Ausfall Wallbach	27
5.2 Ausfall eines Produzenten.....	27
5.3 Unterbruch der Transitgasleitung bei Guttannen	28
5.4 Gaskrise Ukraine–Russland im Jahr 2009.....	28
6 Konsultation von Nachbarländern und weiteren Akteuren.....	29
7 Schlussfolgerungen zur Risikobewertung.....	31



1 Einleitung

1.1 Ausgangslage und Motivation

Im Postulatsbericht „Energiesicherheit“¹ und auch im Grundlagenbericht des BFE zur Energiestrategie 2050 zum Thema „Energieversorgungssicherheit“² wird festgehalten, dass die Versorgungssicherheit der Schweiz kurz- und mittelfristig als gesichert anzusehen ist, aber durch eine hohe Auslandsabhängigkeit bei den fossilen Energieträgern geprägt wird. Die IEA bescheinigt der Schweiz in ihrer neusten Tiefenprüfung³, dass sie grundsätzlich über eine solide Energieversorgungspolitik verfügt. Erdgas wird aus verschiedenen Ländern und über verschiedene Routen bezogen. Die Versorgung mit Erdgas bleibe weiterhin gesichert. Im Unterschied zu den Nachbarländern verfügt die Schweiz über keine grossen Erdgasspeicher im Inland. Vor diesem Hintergrund spielen die abschaltbaren Erdgaskunden (Zweistoffkunden) eine wichtige Rolle. Diese werden zu einem günstigeren Preis beliefert, müssen jedoch in der Regel bei tiefen Temperaturen auf einen Ersatzbrennstoff umstellen. In der Schweiz betrifft dies derzeit rund 30 % des Erdgasabsatzes. Die Gaswirtschaft hat sich auch über Langfristbezugsverträge abgesichert, die Klauseln zur fortlaufenden Versorgung im Krisenfall beinhalten. Ausserdem hat sich die westschweizerische, regionale Gasgesellschaft Speicherkapazitäten in dem von ihr mitfinanzierten Erdgasspeicher in Etrez bei Lyon (F) vertraglich gesichert. Neben dem Risikomanagement der Gasversorgungsunternehmen trifft auch die Abteilung Erdgas der Wirtschaftlichen Landesversorgung Vorkehrungen zur Gaskrisenvorsorge und erstellt insbesondere Gefährdungsanalysen und Bewirtschaftungskonzepte für den Fall einer Mangellage.

Zu Beachten ist jedoch auch die europäische Entwicklung: Die EU hat als Folge der russisch-ukrainischen Erdgaskrise von 2009 ihr Gaskrisenmanagement ausgebaut und eine so genannte „Koordinierungsgruppe Erdgas“ gebildet. Ende 2011 trat zudem eine neue Erdgasversorgungsverordnung⁴ – nachfolgend SoS-VO genannt – in Kraft. Diese besagt, dass die Sicherstellung der Erdgasversorgungssicherheit eine gemeinsame Aufgabe der Gaswirtschaft, der Mitgliedstaaten – insbesondere deren zu benennende zuständige Behörde – sowie der EU-Kommission ist. In der SoS-VO wird darauf hingewiesen, dass es für einen gut funktionierenden Erdgasbinnenmarkt von wesentlicher Bedeutung ist, dass die Massnahmen, die zur Gewährleistung einer sicheren Erdgasversorgung ergriffen werden, den Wettbewerb bzw. das reibungslose Funktionieren des Erdgasbinnenmarkts nicht in unangemessener Weise behindern. Mit der Verordnung wurden den Mitgliedstaaten sowie der EU-Kommission auch neue verbindliche Aufgaben auferlegt. Der zuständigen Behörde jedes EU-Mitgliedstaates kommen gemäss SoS-VO folgende Aufgaben zu:

¹ Energiesicherheit, Bericht des Bundesrates in Erfüllung des Postulates 08.3522 der Freisinnig-demokratischen Fraktion vom 24. September 2008:

http://www.bfe.admin.ch/dokumentation/publikationen/index.html?start=0&lang=de&marker_suche=1&ps_text=energiesicherheit

² Grundlagen Energieversorgungssicherheit – Bericht zur Energiestrategie 2050

http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de&name=de_293228136.pdf

³ Pressemitteilung zur IEA-Tiefenprüfung 2012 der Schweiz:

<http://www.bfe.admin.ch/energie/00588/00589/00644/index.html?lang=de&msg-id=45260>

⁴ Verordnung (EU) Nr. 994/2010 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 20. Oktober 2010 über Massnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung und zur Aufhebung der Richtlinie 2004/67/EG des Rates: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:32010R0994:DE:NOT>



1. Eine Risikobewertung gemäss Artikel 9 der SoS-VO durchzuführen,
2. einen Präventionsplan aufzustellen, um festgestellte Risiken zu beseitigen resp. einzudämmen,
3. sowie einen Notfallplan zu erstellen, um die Folgen einer Störung der Gasversorgung zu beseitigen resp. einzudämmen.

Die „Koordinierungsgruppe Erdgas“ hat die Aufgabe, die Massnahmen zur Versorgungssicherheit EU-weit zu koordinieren. Mitglieder sind die Mitgliedsstaaten, insbesondere deren zuständige Behörden, ENTSO-G (Verband der nationalen Ferngas-Netzbetreiber), ACER (europäische Regulierungsbehörde) sowie die Interessenverbände der Erdgasbranche und der betreffenden Konsumentenorganisationen. Die EU-Kommission kann auch einen regionalen oder unionsweiten Notfall ausrufen, womit die Kommission eine Koordinationsfunktion sowie begrenzte Entscheidungsrechte erhält. Zudem hat die EU-Kommission die Aufgabe die nationalen und evtl. regionalen Massnahmen zur Versorgungssicherheit zu überwachen und darüber Bericht zu erstatten.

Im Hinblick darauf, dass die Bedeutung des Energieträgers Gas im Rahmen der Energiestrategie 2050 in der Schweiz in den nächsten Jahren weiterhin hoch bleibt, strebt die Schweiz eine ständige Teilnahme in der EU-„Koordinierungsgruppe Erdgas“ an, um die Versorgungssicherheit des Landes weiter zu verbessern. Eine Zusammenarbeit auf diesem Gebiet könnte für beide Parteien gewinnbringend sein. Im Mai 2013 wurde ein Schweizer Vertreter erstmals als Gast zu einer Sitzung der Koordinierungsgruppe Erdgas eingeladen. An der Sitzung im Dezember 2013 wurden die zentralen Erkenntnisse der Schweizer Risikobewertung präsentiert. Der zukünftige Status der Schweiz in der Gruppe ist aber noch unklar.

Als Voraussetzung für die Zusammenarbeit mit der Koordinierungsgruppe Erdgas und den Nachbarländern müssen auch in der Schweiz die Grundlagen zur Gaskrisenvorsorge gemäss SoS-VO (Risikobewertung, Notfall- und Präventionsplan) erstellt werden. In einem ersten Schritt wurde die vorliegende Risikobewertung für die Schweiz ausgearbeitet, wobei die Umsetzung pragmatisch in einem auf die Schweiz angepassten Rahmen erfolgte. Der Bericht soll jedoch die in der EU-Verordnung beschriebenen Anforderungen gleichwertig erfüllen. Weiter wurden möglich bereits bestehende Arbeiten (beispielsweise Unterlagen der Gaswirtschaft für die wirtschaftliche Landesversorgung) genutzt.

1.2 Vorgehen

Der Bericht zur Risikobewertung der Erdgasversorgung der Schweiz wurde von einer Arbeitsgruppe (AG Risikobewertung Gas), zusammengesetzt aus Vertretern von Swissgas, dem Verband der Schweizerischen Gasindustrie VSG, dem Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung BWL, dem Staatssekretariat für Wirtschaft SECO und dem Bundesamt für Energie BFE, erstellt. Diese Zusammensetzung der Arbeitsgruppe gewährleistete den Zugang zu allen relevanten Informationen und Daten. Die Daten für die im Rahmen des Bericht notwendigen Berechnungen wurden von der Erdgaswirtschaft zur Verfügung gestellt. Das BFE koordinierte die Arbeiten und trägt die Verantwortung für den abschliessenden Bericht. Dieser gibt jedoch eine gemeinsame Position aller Beteiligten wieder.



2 Übersicht der schweizerischen Gasversorgung und Infrastruktur

2.1 Aktuelle Bedeutung von Erdgas in der schweizerischen Energieversorgung

Erdgas deckte 2013 rund 14 % des schweizerischen Endenergieverbrauchs, gegenüber rund 8 % im Jahr 1990. In absoluten Zahlen hat sich der Endverbrauch von Erdgas der Schweiz in den letzten beiden Jahrzehnten beinahe verdoppelt und belief sich 2013 auf rund 34 Mrd. kWh (bzw. rund 3.3 Mrd. Nm³)⁵. Das Verbrauchswachstum beim Erdgas betrug in den 1990er Jahren in Durchschnitt knapp 5 % pro Jahr, vor allem auf Kosten von Heizöl, während es sich seit 2000 auf durchschnittlich rund 2 % pro Jahr verlangsamt hat, was teilweise mit der zunehmenden Nutzung von Wärmepumpen zu erklären ist (siehe Abbildung 1). Weiter tragen auch die verbesserte Wärmedämmung von Gebäuden und der Strukturwandel in der Industrie dazu bei.

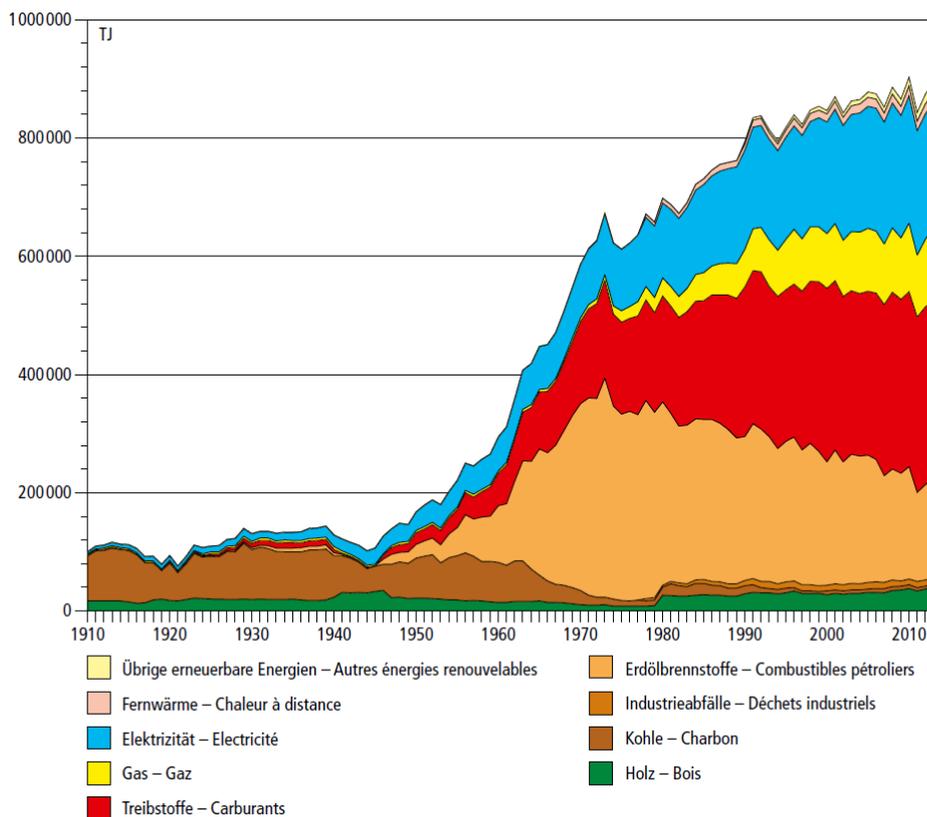


Abbildung 1: Endenergieverbrauch der Schweiz, in TJ (1 TJ = 0.2778 Mio. kWh). Quelle: Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2013, BFE.

⁵ Gemäss Gesamtenergiestatistik des BFE wird hier der untere Heizwert ($36.3 \text{ MJ/Nm}^3 = 10.1 \text{ kWh/Nm}^3$) verwendet; in der Gasindustrie wird als Rechnungseinheit der Brennwert ($40.3 \text{ MJ/Nm}^3 = 11.2 \text{ kWh/Nm}^3$) verwendet. Umrechnung: unterer Heizwert = $0.9 \cdot$ Brennwert. Nm³: Normkubikmeter; damit wird eine Gasmenge bezeichnet, welche bei einer Temperatur von 0°C und einem Druck von 1013 mbar ein Volumen von 1 m³ einnimmt.



Erdgas wird hauptsächlich zur Wärmeerzeugung in Haushalten (Raumheizung, Warmwasseraufbereitung und Kochen) und Industrie (Prozesswärme) genutzt. Die grösste Verbrauchergruppe sind die Haushalte mit rund 40 % des schweizerischen Endverbrauchs von Erdgas, gefolgt von der Industrie mit einem Drittel des Endverbrauchs. Ausserdem wird Gas im Dienstleistungsbereich und in geringem Masse im Mobilitätsbereich verwendet.

Neben dem direkten Endverbrauch von Erdgas wurden 2012 in der Schweiz auch rund 2 Mrd. kWh (bzw. rund 220 Mio. Nm³) Erdgas in konventionell-thermischen Kraft- und Heizwerken zur Erzeugung von Elektrizität und Fernwärme eingesetzt (Umwandlungsverbrauch). Im Gegensatz zu anderen europäischen Ländern, spielt heute in der Schweiz der Gasverbrauch der Stromproduktion und der Fernwärme eine untergeordnete Rolle.

2.2 Perspektiven der zukünftigen Gasnachfrage

Die schweizerische Energiestrategie 2050⁶, für welche dem Bundesrat und Parlament im Herbst 2013 eine Gesetzesvorlage unterbreitet wurde, wird bei ihrer Umsetzung auch Einfluss auf die Verwendung von Erdgas in der Schweiz haben. Diese Auswirkungen werden in den Energieperspektiven 2050⁷ anhand von drei verschiedenen Szenarien analysiert und quantifiziert.

Das Szenario „Weiter wie bisher“ geht von einer Fortführung der bisherigen (bis 2010) schweizerischen Energiepolitik aus. Das Szenario „Politische Massnahmen“ ist ein Instrumentenszenario. Es zeigt auf, wie sich die Massnahmen des ersten Massnahmenpakets zur Konkretisierung der Energiestrategie 2050 auf die Energienachfrage und das Elektrizitätsangebot auswirken werden. Ein besonderes Augenmerk wird in den Szenarien der zukünftigen Stromversorgung geschenkt, vor dem Hintergrund des im Grundsatz von Bundesrat und Parlament beschlossenen schrittweisen Ausstiegs aus der Kernenergie. Das Szenario „Neue Energiepolitik“ ist ein Zielszenario. Darin werden die Voraussetzungen dargestellt, um das Ziel zu erreichen, die energiebedingten CO₂-Emissionen pro Kopf und Jahr auf 1–1.5 t bis 2050 zu reduzieren. Dieses Szenario bedingt eine international abgeglichene CO₂-Reduktions- und Energieeffizienzpolitik sowie eine vertiefte internationale Zusammenarbeit im Bereich der Forschung und Entwicklung.

Der Bundesrat strebt mit der Energiestrategie 2050 mittelfristig eine Entwicklung gemäss Szenario „Politische Massnahmen“ und längerfristig gemäss Szenario „Neue Energiepolitik“ an, mit einer Stromproduktion, die hauptsächlich auf erneuerbaren Energien basiert, ergänzt mit fossiler Stromproduktion aus Wärme-Kraft-Koppelungsanlagen und Gaskombikraftwerken (Stromangebotsvariante C&E, siehe unten). Je nach Entwicklung des Stromangebots auf dem europäischen Markt – insbesondere bei den erneuerbaren Energien – stehen Stromimporte als Option zur Ergänzung zur Verfügung.

Bei der Betrachtung der zukünftigen Gasnachfrage ist zu unterscheiden zwischen dem direkten Endverbrauch, welcher primär der Wärmeerzeugung in Haushalten und Industrie dient, und dem Umwandlungsverbrauch aus der gasbasierten Stromerzeugung.

Dieser Bericht stützt sich auf die detaillierten Bilanzen des Gasverbrauchs der Energieperspektiven 2050. Die Bilanzen entsprechen den Abgrenzungen gemäss Gesamtenergiestatistik. So werden neben dem Endverbrauch von Haushalten, Industrie, Dienstleistungen und Verkehr sowie dem Erdgas-einsatz zur Elektrizitätsproduktion auch der Endverbrauch der Statistischen Differenz inkl. Landwirt-

⁶ Siehe: www.energiestrategie2050.ch

⁷ Prognos AG, 2012, http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00527/index.html?lang=de&dossier_id=05673



schaft sowie der Erdgaseinsatz zur Fernwärmeproduktion einbezogen. Dabei sind auch die „Wärmegutschriften“⁸ für die Bilanzierung des Verbrauchs von Wärme-Kraft-Koppelungsanlagen (WKK) zu berücksichtigen. Deshalb können die hier publizierten Zahlen von der Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 abweichen, bei welcher der Endverbrauch von Haushalten, Industrie, Dienstleistungen und Verkehr sowie der Energieträgereinsatz zur Elektrizitätsproduktion die Grundlage bilden.

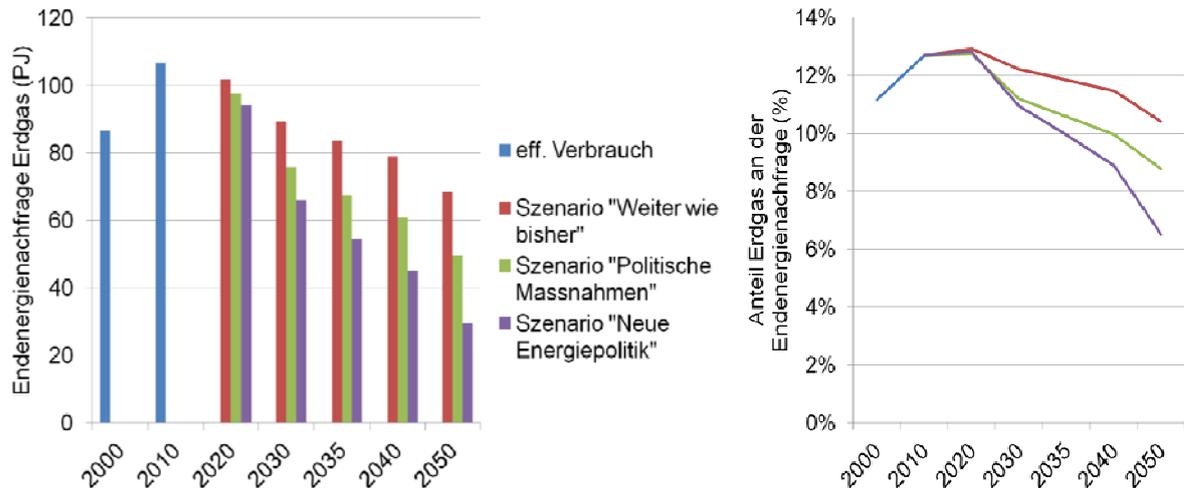


Abbildung 2: Szenarienvergleich der Endenergienachfrage nach Erdgas (d.h. ohne fossile Stromproduktion) in PJ (1 PJ = 0.2778 Mrd. kWh), sowie Entwicklung des Anteils von Erdgas an der Endenergienachfrage in den Szenarien (Stromangebotsvariante C&E). Datenquelle: Energieperspektiven 2050, Prognos, 2012.

In allen drei Szenarien wird der Endverbrauch der fossilen Energieträger langfristig in absoluten Zahlen reduziert, hierbei ist Erdgas relativ gesehen gegenüber den Heizölprodukten ein Substitutionsgewinner. Obwohl die Nachfrage nach Gas im Szenario „Weiter wie bisher“ bis 2050 gegenüber 2010 vor allem aufgrund der Effizienzsteigerungen bei der Raumwärme um 36 % zurück geht, sinkt der Anteil am Energiemix nur leicht auf gut 10 %. Im Szenario „Politische Massnahmen“ und besonders im Szenario „Neue Energiepolitik“ ist der absolute Rückgang im Endverbrauch ausgeprägter mit -53 % bzw. -73 % gegenüber dem Verbrauch von 2010 (siehe Abbildung 2).

Bei den Haushalten steigt der Endverbrauch von Erdgas kurz- bis mittelfristig in allen Szenarien bis etwa 2020 leicht an und geht anschliessend deutlich zurück. Im Szenario „Weiter wie bisher“ reduziert sich der Verbrauch der Haushalte bis ins Jahr 2050 gegenüber 2010 um 25 %. Der Rückgang ist hauptsächlich auf die Senkung des spezifischen Heizenergiebedarfs zurückzuführen.

Die Elektrizität nimmt anteilig am Energiemix in allen drei Szenarien zu. Absolut steigt die Elektrizitätsnachfrage im Szenario „Weiter wie bisher“ bis 2050 um 17 % an, während sie im Szenario „Neue Energiepolitik“ um 10 % zurück geht. Das Szenario „Politische Massnahmen“ liegt mit einem geringen Anstieg von 4 % dazwischen. Aufgrund dieser Entwicklung und dem schrittweisen Ausstieg aus der

⁸ Werden WKK-Anlagen zur Stromproduktion eingesetzt, kann Wärme ausgekoppelt und genutzt werden. Diese genutzte Wärme wird bei den Energieperspektiven 2050 über sogenannte „Wärmegutschriften“ bilanziert. WKK-Wärme substituiert dabei Wärme aus konventionellen Heizungs- und Produktionsanlagen, welche modelltechnisch in einem ersten Schritt entsprechend der unterstellten dynamischen Heizungs- und Produktionsstruktur beim Endverbrauch anfällt. Somit sind die „Wärmegutschriften“ vom Endverbrauch abzuziehen.



Kernenergie ergibt sich in allen Szenarien mittel- bis längerfristig ein Bedarf an neuen Stromproduktionskapazitäten. Je nach dem, in welchem Umfang Erdgas künftig für die Stromproduktion eingesetzt wird, dürfte der Gesamtverbrauch von Erdgas in der Schweiz durch den zusätzlich zum Endverbrauch anfallenden Umwandlungsverbrauch der Stromproduktion weiter ansteigen.

Für den Fall, dass vor allem die Stromproduktion mit zentralen Gaskombikraftwerken (Stromangebotsvariante C) ausgebaut wird, dürfte die gesamte Gasnachfrage in gewissen Szenarien beträchtlich steigen. Im Szenario „Weiter wie bisher“ (Variante C) wird der gesamte Erdgasverbrauch bis 2050 gegenüber 2010 mehr als verdoppelt (Wachstum um 107 %). Im Szenario „Politische Massnahmen“ (Variante C) wächst er um 54 %, während er im Szenario „Neue Energiepolitik“ (Variante C) um 6 % abnimmt. Auch unter dem in diesen Szenarien angenommenen hohen Zubau von Gaskraftwerken sinken gemäss den Szenarien die gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen bis 2050 gegenüber 2010.

Wenn von einem ambitionierten Ausbaupfad bei den erneuerbaren Energien ausgegangen wird und der verbleibende Restbedarf mit Gaskombikraftwerken gedeckt wird (Stromangebotsvariante C&E), reduziert sich der Anstieg des gesamten Erdgasverbrauchs weiter – im Szenario „Weiter wie bisher“ (Variante C&E) auf 32 %. Im Szenario „Politische Massnahmen“ (Variante C&E) sinkt der gesamte Verbrauch um 4 % und im Szenario „Neue Energiepolitik“ (Variante C&E) gar um 47%. Bei dieser Stromangebotsvariante sinken die gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen stärker.

Zusammenfassend ist zukünftig in der Schweiz mit einer sinkenden Endenergienachfrage beim Erdgas zu rechnen, aufgrund eines geringeren Wärmebedarfs durch Effizienzsteigerungen. Abhängig von der zukünftigen Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage und dem Anteil fossiler Stromproduktion, könnte die gesamte Gasnachfrage der Schweiz aber auch deutlich ansteigen.

2.3 Gasangebot und Importe

In der Schweiz wurden bis anhin nur kleinere Erdgasvorkommen entdeckt, die jedoch kaum abbauwürdig sind. Eine Ausnahme bildete eine Lagerstätte im Kanton Luzern (Finsterwald), wo zwischen 1985 und 1994 insgesamt 73 Mio. Nm³ Erdgas gefördert und ins Netz eingespiesen wurden, dies entspricht rund 2.5 % des jährlichen Konsums in der Schweiz. In der Schweiz werden weitere Öl- und Gasvorkommen vermutet, weil die geologischen Strukturen in verschiedenen Gebieten ähnlich sind wie in anderen Regionen der Welt, wo Erdöl- oder Erdgas gefunden wurde. Ausserdem wird in Nachbarländern unweit der Schweizer Grenze Erdgas gefördert. Zur Zeit sind mehrere Projekte zur Prospektion von Erdgas in der Schweiz in Gang (Genferseegebiet, Kanton Neuenburg, Zentralschweiz etc.). In Noville (Genfersee) wurde Erdgas gefunden. Die technische und wirtschaftliche Machbarkeit einer Ausbeutung muss aber noch geprüft werden. Im deutschen Bodenseegebiet wurde ausserdem Schiefergas gefunden. Gegenüber der Förderung solcher unkonventioneller Erdgasvorkommen mittels „Fracking“ bestehen jedoch beträchtliche politische und gesellschaftliche Widerstände wegen möglicher Gewässerverschmutzungen und induzierter Seismizität.

Einen kleinen Teil des Schweizer Gasangebots macht die Nutzung von biogenem Gas (Biogas, Klärgas, Holzgas) aus, d.h. Gas, welches aus erneuerbaren Quellen (Biomasse) gewonnen wird. Aktuell gibt es in der Schweiz gut 80 landwirtschaftliche Biogasanlagen, die das Biogas mehrheitlich direkt verstromen und knapp 30 industrielle Biogasanlagen, wovon einige das Biogas auf Erdgasqualität aufbereiten und ins Netz einspeisen. Auch sind knapp 300 Klärgasanlagen in Betrieb, die das Klärgas mehrheitlich direkt verstromen. Einige grosse Anlagen verfügen allerdings auch über eine Aufbereitung und Einspeisung ins Erdgasnetz. Total wurden 2011 in der Schweiz knapp 90 Mio. Nm³ Biogas produziert (inklusive Klärgasanlagen, die das Gas zur reinen Wärmenutzung verwenden). Davon wur-



den 8 Mio. Nm³ Biogas ins Erdgasnetz eingespeisen, wovon rund 9% aus landwirtschaftlichen und der Rest ungefähr hälftig aus industriellen Biogasanlagen und Klärgasanlagen stammt. Im Jahr 2012 stieg die Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz auf beinahe 9 Mio. Nm³ aus insgesamt 15 Anlagen, d.h. 0.3 % des schweizerischen Gasverbrauchs.

Vor diesem Hintergrund wird heute die schweizerische Gasnachfrage praktisch vollständig durch Erdgasimporte aus den umliegenden Ländern gedeckt⁹. Das Importportfolio der Schweizer Gaswirtschaft ist in Abbildung 3 dargestellt. Drei Viertel des Schweizer Erdgasbedarfs werden von Produzenten und Lieferanten in Westeuropa bezogen (aus vier EU-Staaten Niederlande, Deutschland, Frankreich und Italien; sowie Norwegen). Deutschland, Frankreich und Italien beziehen ihrerseits Gas hauptsächlich aus Russland, Norwegen, Algerien und in der Form von verflüssigtem Erdgas (Liquefied Natural Gas, LNG) von weiter entfernten Erdgasquellen (Frankreich und Italien), während die Niederlande über grosse eigene Vorkommen verfügt. Swissgas ist zudem gemeinsam mit deutschen und österreichischen Partnern direkt in der norwegischen Erdgas-Förderung aktiv. Ein Viertel des in die Schweiz importierten Erdgases stammt aus Fördergebieten in Russland und gelangt über die umliegenden Länder in die Schweiz. Mit russischen Lieferanten bestehen jedoch direkt keine Vertragsbeziehungen. Indem die Schweizer Gasindustrie Erdgas von mehreren grossen Erdgas-Lieferanten und -Produzenten in den umliegenden Ländern beschafft, ergibt sich ein geografisch breites und diversifiziertes Importportfolio. Im internationalen Vergleich ist die Schweiz ein kleiner Bezüger. Ihr Bedarf beträgt weniger als 1 % des Bedarfs in der EU.

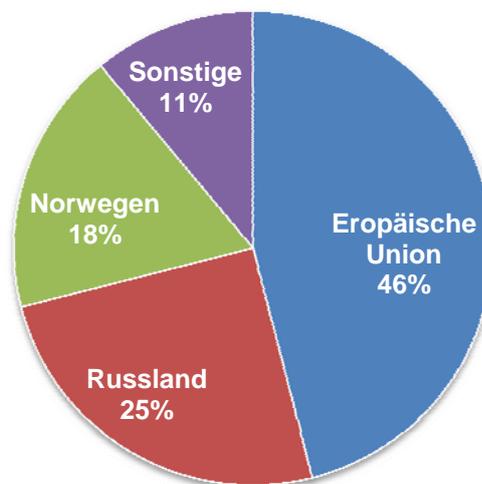


Abbildung 3: Importportfolio der Schweizer Erdgas-Wirtschaft 2013. Importe gegliedert nach vertraglichen Verpflichtungen der ausländischen Produzenten und Lieferanten gegenüber der Schweizer Erdgas-Wirtschaft. Quelle: VSG.

Rund drei Viertel des schweizerischen Erdgasbedarfs beschafft Swissgas¹⁰ im Auftrag der vier schweizerischen regionalen Gasverteilgesellschaften Gasverbund Mittelland¹¹, Erdgas Ostschweiz¹²,

⁹ Vereinzelt werden auch Erdgasinsellösungen (z. B. Industrieanlagen, Tankstellen) mit LNG betrieben. Das LNG wird mit Tankfahrzeugen aus Europa in die Schweiz importiert. Je nach Preisentwicklung von LNG könnte die Zahl solcher Anlagen in Zukunft ansteigen. Weil die Nutzung von LNG im Verhältnis zum gesamten Gasverbrauch noch sehr gering ist, wird sie in diesen Bericht nicht berücksichtigt.

¹⁰ Swissgas AG: www.swissgas.ch

¹¹ Gasverbund Mittelland AG (GVM): www.gvm-ag.ch



Gaznat¹³ und Erdgas Zentralschweiz¹⁴. Bei diesen regionalen Gasverteilgesellschaften wird der Erdgasbedarf der rund 100 lokalen Erdgasversorger der Schweiz zusammengefasst. Neben Swissgas importieren auch die Schweizer Regionalgesellschaften selbst einen Teil ihres Erdgasbedarfs. Im Tessin beschafft der lokale Erdgas-Versorger AIL¹⁵ sein Erdgas in Italien, im Bündner Rheintal ist dazu die EBRAG zuständig, welche via Lindau an der deutsch-österreichischen Grenze über Vorarlberg und Liechtenstein Erdgas importiert.

Swissgas hat den grössten Teil des Schweizer Bedarfs über langfristige Einkaufsverträge mit verschiedenen grossen Lieferanten in EU-Ländern gedeckt. Konkret könnten über die Langfristverträge knapp zwei Drittel des schweizerischen Erdgasbedarfs gedeckt werden. Aufgrund der Marktlage werden diese Verträge derzeit eingeschränkt genutzt und decken gut die Hälfte des Bedarfs. Die langfristigen Verträge von Swissgas laufen in den nächsten Jahren aus und werden nun schrittweise abgelöst. Dabei wird der Erdgaseinkauf den geänderten Marktverhältnissen angepasst und breiter und flexibler abgestützt werden, um Einkaufsrisiken zu reduzieren und mehr Spielraum für das Eingehen auf Marktveränderungen zu schaffen. Die Schweizer Gasindustrie strebt deshalb weniger lange Laufzeiten der Einkaufsverträge sowie ein Aufbrechen der Einkaufsmengen auf noch mehr einzelne Lieferanten und Verträge an und beteiligt sich direkt an Projekten zur Erdgasförderung in der Nordsee.

Bei den Langfristverträgen handelt es sich um privatwirtschaftliche Verpflichtungen, welche grundsätzlich durch staatliche Normen oder hoheitliche Anordnungen (z.B. Notfallpläne, Bewirtschaftungsmassnahmen) eingeschränkt werden könnten. Eine dadurch mögliche Einschränkung der Versorgungssicherheit der Schweiz ist aber dahingehend zu relativieren, dass eine substantielle Beschränkung der Importe in die Schweiz auch Einschränkungen der Versorgung für andere Nachbarländer bewirken könnte.

Die kurzfristige Beschaffung gewinnt ebenfalls an Bedeutung. Heute wird ein zunehmender Anteil des importierten Erdgases auf der Basis von Spotgeschäften beschafft, um von kurzfristigen Marktentwicklungen an den zunehmend liquiden Grosshandelsmärkten profitieren zu können. Daneben bleiben aber langfristigen Beschaffungsverträge insbesondere im Hinblick auf die Versorgungssicherheit zentral.

2.4 Gasinfrastruktur in der Schweiz

2.4.1 Schweizerisches Transportnetz und Einbindung ins europäische Fernleitungsnetz

Das europäische Erdgas-Transportnetz hat eine Länge von rund 190'000 km und erstreckt sich von der Nord- und Ostsee bis zum Mittelmeer und vom Atlantik bis nach Osteuropa und Sibirien (siehe Abbildung 4). Die Schweiz ist seit anfangs der siebziger Jahre ins internationale Erdgas-Transportnetz eingebunden und verfügt heute über 16 Grenzübergangspunkte, welche im Folgenden aufgelistet sind (in Klammern ist das angrenzende Land angegeben; d.h. DE: Deutschland, FR: Frankreich, IT: Italien, AT: Österreich und FL: Fürstentum Liechtenstein):

¹² Erdgas Ostschweiz AG (EGO): www.ego-ag.ch

¹³ Gaznat SA: www.gaznat.ch

¹⁴ Erdgas Zentralschweiz AG (EGZ): www.egz.ch

¹⁵ Aziende Industriali di Lugano SA (AIL): www.ail.ch



- Wallbach (DE)
- Kreuzlingen (DE)
- Fallentor (DE)
- Basel/Riehen (DE)
- Rodersdorf/Oltingue (FR)
- La Cure (FR)
- Schönenbuch (FR)
- Bardonnex (FR)
- La Louvière (FR)
- Ferney (FR)
- Les Verrières (FR)
- Les Brenets (FR)
- Griespass (IT)
- Genestrerio (IT)
- Höchst (AT)
- Trübbach/Sargans (FL)

Die Mehrheit der Grenzübergangspunkte sind reine Einspeisepunkte, die übrigen dienen teilweise oder auch vollständig als Ausspeisepunkte. 1974 wurde die internationale Transitgasleitung von den Niederlanden nach Italien in Betrieb genommen (siehe auch Kapitel 2.4.2). Auf Schweizer Boden verläuft diese von Wallbach (AG) bis zum Griespass (Oberwallis) und ist im Besitz der Firma Transitgas¹⁶. In den Jahren 1998 bis 2003 wurde das Transitgas-System wegen der wachsenden Gasnachfrage in Italien massiv ausgebaut und über eine neue Verbindungsleitung an das französische Transportnetz südwestlich von Basel (Rodersdorf, bzw. Oltingue in Frankreich) angeschlossen. Damit wurde die Schweiz zum wichtigen Transitkorridor im Herzen des europäischen Gasbinnenmarktes, was ihre Position und ihre Versorgungssicherheit wesentlich verbessert hat.

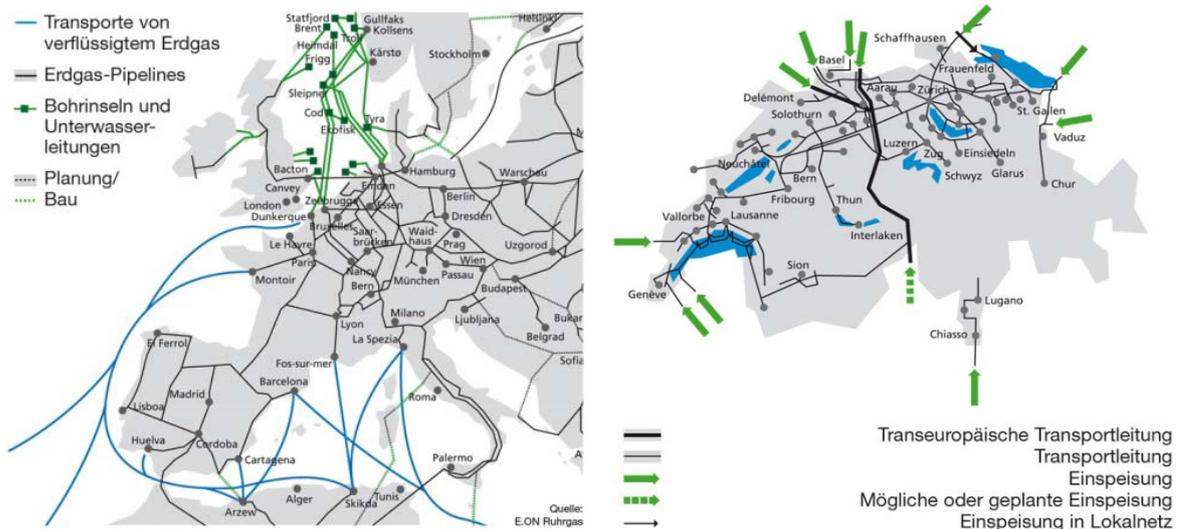


Abbildung 4: Europäisches und schweizerisches Transportnetz (schematische Darstellung). Quelle: VSG.

¹⁶ Transitgas AG: www.transitgas.ch



Die Einspeisekapazitäten an den Grenzübergangspunkten sind vollständig für die Versorgung der Schweiz bestimmt, ausgenommen bei Wallbach und Rodersdorf (Oltingue). Die Einspeisekapazität am Griespass ist vollumfänglich für die Schweiz bestimmt (noch ohne Berücksichtigung des geplanten Reverse-Flow-Projekts, siehe Kapitel 2.4.2). Ein Teil der für die Schweiz vorgesehenen Kapazitäten wurde in der Vergangenheit wieder für Transporte zur Verfügung gestellt.

Die Transitgasleitung ist die wichtigste Einfuhrroute für die Schweiz. Über diese Leitung werden rund drei Viertel des Landesverbrauchs eingeführt. Via sechs Abnahme- und Zollmessstationen entlang der Transitgasleitung (Zeiningen (AG), Zuzgen (AG), Däniken (SO), Staffelbach (AG), Ruswil (LU) und Obergesteln (VS)) wird Erdgas für den Schweizer Verbrauch in die Hochdruck-Transportnetze der Regionalgesellschaften und von Swissgas geleitet, welche die Regionen versorgen. Die übrigen Importe gelangen über die zusätzlichen Einspeisepunkte direkt in die Transport- oder Verteilnetze. Diese Einspeisepunkte befinden sich an der Grenze zu Deutschland (Fallentor und Kleinhünigen/Basel), Frankreich (Schönenbuch, La Cure, La Louvière und Bardonnex) und Österreich (Höchst). Die Einspeisung bei Genestrerio (Nähe von Chiasso) an der italienischen Grenze versorgt das autonome Netz des Tessins, welches nicht ans übrige Schweizer Hochdrucknetz angeschlossen ist. Das Gebiet des Bündner Rheintals wird praktisch nur über den Einspeisepunkt Trübbach versorgt. Die Anbindung des Bündner Rheintals an das restliche Leitungssystem der Schweiz ist marginal. Für die weiteren Analysen des Schweizerischen Gasnetzes – insbesondere bei der Beurteilung des Infrastrukturstandards (Kapitel 3) – werden die Einspeisekapazitäten ohne Trübbach und Genestrerio verwendet.

Der Grenzübergangspunkt mit der grössten Einspeisekapazität ist der Einspeisepunkt der Transitgasleitung in Wallbach an der Grenze zu Deutschland. Er verfügt über eine Einspeisekapazität von 570.9 Mio. kWh/Tag bzw. **51.0 Mio. Nm³/Tag**. Die gesamte Einspeisekapazität an den Grenzübergangspunkten zum Schweizer Gasnetz (ohne Trübbach (Bündner Rheintal) und Genestrerio (Tessin)) betragen 961.7 Mio. kWh/Tag bzw. **85.9 Mio. Nm³/Tag**. Diese Kapazitätsdaten wurden von Swissgas zur Verfügung gestellt¹⁷.

Der wichtigste Ausspeisepunkt im Schweizer Gasnetz ist der südliche Grenzübergangspunkt der Transitgasleitung am Griespass. Über die Ausspeisepunkte Ferney und Les Verrières und Les Brenets werden Gebiete in Frankreich von der Schweiz aus mit Gas versorgt.

Gemäss VSG-Jahresstatistik erstreckte sich das gesamte schweizerische Transport- und Verteilnetz im Jahr 2012 über eine Länge von 19'103 km. Davon entfallen 2'279 km auf das Hochdruck-Transportnetz¹⁸. Die Leitungen des Transportnetzes werden mit einem Druck von über 5 bar betrieben. Die Kapazität des Schweizer Hochdruck-Transportnetzes genügt auf absehbare Zeit dem Bedarf. Zurzeit sind – abgesehen von einer im Mai 2014 eröffneten, 24 km langen Verbindungsleitung nördlich des Genfersees (Trélex–Colovrex) – keine namhaften Erweiterungen des Hochdruck-Gasnetzes geplant. Falls jedoch im Rahmen der Energiestrategie 2050 (siehe auch Kapitel 2.2) Gaskombikraftwerke oder erdgasbetriebene WKK mit einer bedeutenden Gesamtleistung erstellt werden sollten, sind allenfalls Anpassungen der Gasversorgungsinfrastruktur notwendig. Für die Stromproduktion mit Erdgas sind auf der Transitgasleitung (siehe Kapitel 2.4.2) schon heute Kapazitäten in der Grössenord-

¹⁷ Die Umrechnungen basieren auf dem Brennwert (11.2 kWh/Nm³).

¹⁸ VSG-Jahresstatistik, 2013:

http://www.erdgas.ch/fileadmin/customer/erdgasch/Data/Broschueren/Jahresstatistik/VSG-Jahresstatistik_2013.pdf



nung des Verbrauchs von 2 bis 3 Gaskombikraftwerken (d.h. rund 1 bis 1.5 GW) vorhanden¹⁹. Abbildung 5 zeigt eine geografische Karte des schweizerischen Erdgas-Transportnetzes.

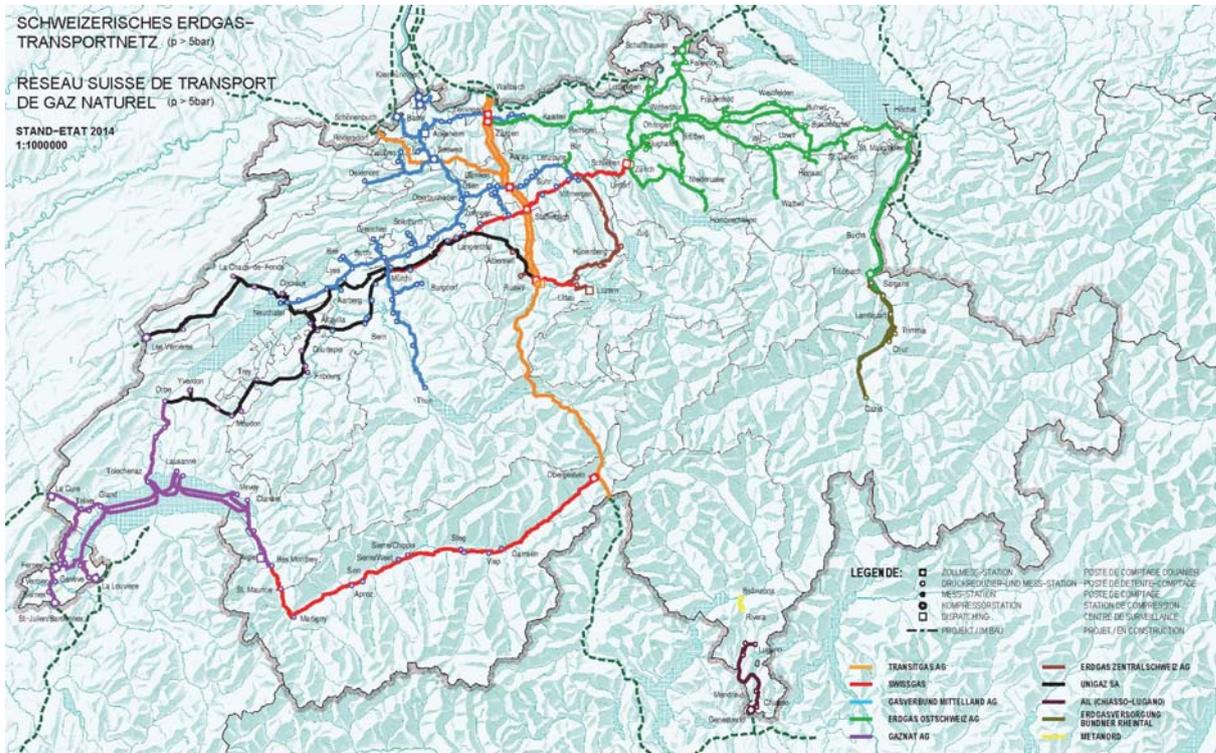


Abbildung 5: Schweizerisches Hochdruck-Erdgas-Transportnetz. Quelle: Swissgas.

2.4.2 Transitgasleitung

Die 1974 in Betrieb genommene Transitgasleitung durchquert die Schweiz auf einer Strecke von rund 165 km von der Nordgrenze (Wallbach AG) bis zur Südgrenze (Griespass VS). Die zwei grössten Einspeisepunkte der Schweiz speisen das Transitgassystem in Wallbach an der deutschen Grenze und Rodersdorf an der französischen Grenze. Von Wallbach verlaufen zwei parallele Leitungen der Transitgasleitung bis nach Ruswil (bei Luzern). Von Ruswil bis zur italienischen Grenze erfolgt der Transport über eine grosskalibrige Leitung. Von Rodersdorf führt eine Zweigleitung des Transitsystems bei Lostorf zu den beiden parallelen Leitungen. Mit der Zweigleitung Rodersdorf–Lostorf besteht eine grosskalibrige Verbindung mit Frankreich und damit Zugang zu Importen von norwegischem Erdgas (via Dünkirchen und Belgien), von niederländischem Erdgas (via Belgien) und von Erdgas aus den LNG-Häfen von Montoir de Bretagne und zukünftig auch Dünkirchen. Das Transportsystem umfasst auch eine Verdichterstation in Ruswil (LU), diverse Schieberstationen und eine Messstation in Wallbach (AG). Ab 1994 wurde das Transitsystem ausgebaut, um die langfristige Versorgungssicherheit zu stärken und um die steigende Nachfrage nach Erdgas in Italien decken zu können. Die Transportmenge der Transitgasleitung hat sich dadurch zwischen 1998 und 2003 von 9 auf 18 Mrd. Nm³ pro Jahr verdoppelt. Davon fliessen rund 2.5 Mrd. Nm³ pro Jahr in den Schweizer Markt. Die Länge des gesamten Transitgas-Netzes beträgt 293 Kilometer (siehe Abbildung 6).

¹⁹ Siehe „Szenario für eine künftige Stromproduktion mit Erdgas“, Medienmitteilung des VSG vom 19. Mai 2011, <http://www.erdgas.ch/medienstelle/medienmitteilungen/2011/19052011/>

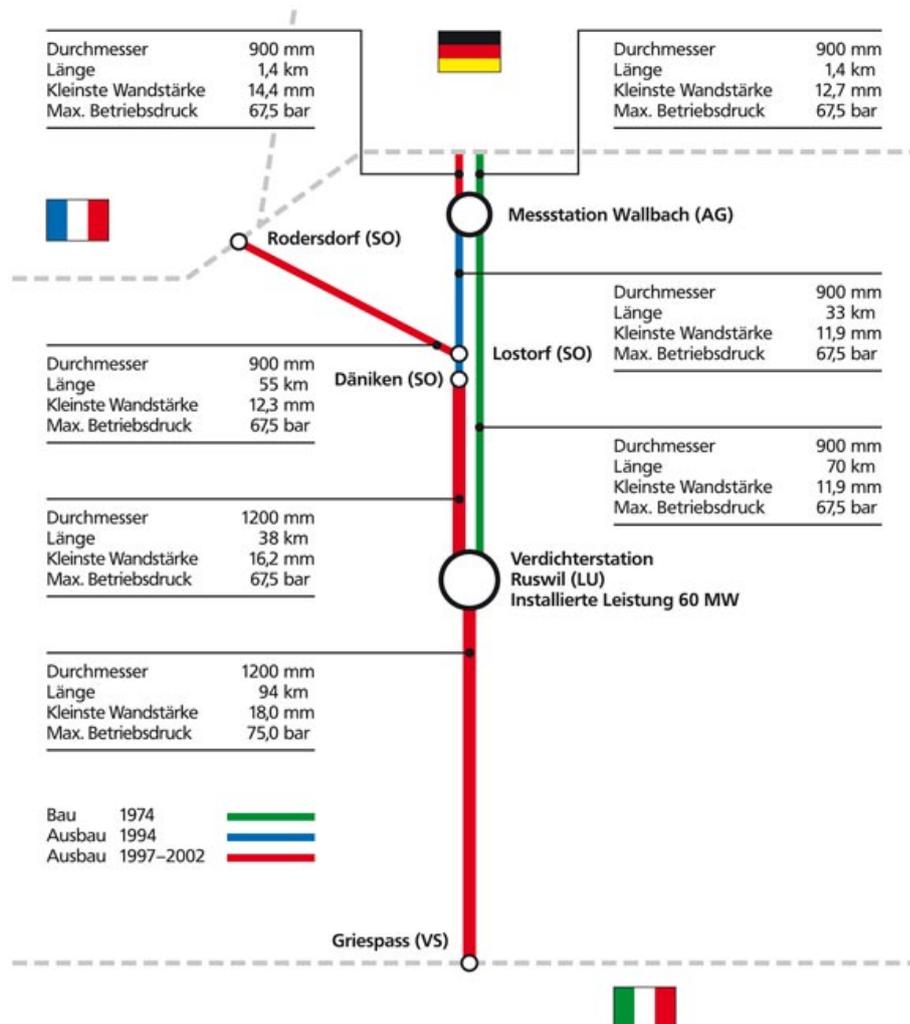


Abbildung 6: Ausbaustufen des Transitgassystems. Quelle: VSG.

Das Transitgasleitungssystem verbindet die drei bedeutendsten kontinentaleuropäischen Erdgasmärkte Deutschland, Frankreich und Italien, welche auch über die grössten Erdgasspeicher Europas verfügen. Zur Zeit planen die Betreiber der Transitgasleitung, diese (inklusive der vorgelagerten Systeme im Ausland) so umzurüsten, dass eine Umkehrung der Flussrichtung, d.h. von Italien in Richtung Schweiz und weiter in Richtung Deutschland und Frankreich („Reverse-Flow“), ermöglicht werden kann. Das BFE hat am 21. Mai 2013 die Plangenehmigung für die notwendigen Anpassungen der Messstation Wallbach (AG), der Knotenstation Lostorf (SO) und der Verdichterstation Ruswil (LU) erteilt. Die Realisation des Umkehrflusses ist in Schritten zwischen 2014 bis 2018 geplant. Es wird damit gerechnet, dass ab 2017 auf der Transitgasleitung Reverse-Flow-Kapazitäten bereitgestellt werden könnten. Für die Umsetzung des grenzüberschreitenden Umkehrflusses müssen jedoch noch einige Rahmenbedingungen geklärt werden. Damit könnte die Versorgungssicherheit sowohl für die Schweiz, als auch gesamteuropäisch erhöht werden, indem ein bedeutendes zusätzliches Importpotenzial geschaffen wird. Der Umkehrfluss könnte auch aufgrund der grossen bestehenden Speicherkapazitäten in Italien interessant sein.



2.4.3 Speicher

Bis anhin konnten in der Schweiz aus geologischen und technischen Gründen keine grossen Gasspeicher (z.B. Kavernenspeicher) angelegt werden. Deshalb bestehen in unserem Land lediglich Röhrenspeicher im Boden sowie Kugelspeicher für den Tagesausgleich. Die grössten Röhrenspeicher Europas befinden sich bei Volketswil und Urdorf (beide ZH). Sie haben je eine Kapazität von rund 700'000 Nm³ bei 70 bar Druck (Volketswil) bzw. 100 bar Druck (Urdorf). Insgesamt gibt es im Schweizer Netz Tagesspeicherkapazitäten von rund 4 Mio. Nm³. Ausserdem besteht im schweizerischen Gasnetz unter den heutigen Nutzungsbedingungen auch ein beträchtliches Leitungspuffervolumen (rund 2.4 Mio. Nm³), welches zum Ausgleich tageszeitlicher Schwankungen genutzt werden kann.

Für den Ausgleich saisonaler Bedarfsschwankungen und auch als Absicherung gegen Versorgungsstörungen im internationalen Transportnetz oder bedeutende Lieferkürzungen sind jedoch grössere Flexibilitäten notwendig. Einerseits kann der Flexibilitätsbedarf direkt mit Speichern gedeckt werden. Die westschweizerische Regionalgesellschaft Gaznat SA nutzt vertraglich vereinbarte Speicherkapazitäten (im Umfang von knapp 5 % des Schweizer Jahresverbrauchs) in dem von ihr mitfinanzierten Erdgasspeicher in Etrez bei Lyon (Frankreich), der mit weiteren Speicheranlagen in Frankreich verbunden ist. Die Schweiz und Frankreich haben in einem Abkommen die Gleichbehandlung der Speichernutzung der Schweizer Kunden im Krisenfall geregelt²⁰. Andererseits kann auch Erdgas aus flexiblen Förderungen oder indirekt bei Lieferanten mit entsprechendem Portfolio eingekauft werden. So verfügen die Lieferanten der Schweizer Gasversorger in den umliegenden Ländern über Grossspeicher. Zurzeit prüft die Gaswirtschaft erneut die Erstellung von grösseren Gasspeichern in der Schweiz.

2.4.4 Zweistoffanlagen

Maximal rund 30 % des jährlichen Gasverbrauchs der Schweiz lassen sich heute dank Zweistoffanlagen kurzfristig durch Heizöl substituieren, hauptsächlich im industriellen Bereich. Dieses Potenzial der umschaltbaren Kunden am Gesamtverbrauch liegt oberhalb von -1 bis -2°C konstant bei rund 30 %. Bei tieferen Temperaturen geht das Potenzial zurück und bei -18°C ist kein Potenzial mehr vorhanden, d.h. es sind alle entsprechenden Kunden umgeschaltet. Der Rückgang hängt jedoch davon ab, ob anderweitig Gas am Spotmarkt (in den umliegenden Ländern) beschafft werden kann. Dies ist in vergangenen Jahren so geschehen. Mit den Ersatzbeschaffungen konnten Umschaltungen teilweise oder vollständig verhindert werden.

Der aktuelle Anteil der Substituierbarkeit von Gas in Zweistoffanlagen ist im weltweiten Vergleich sehr hoch, hat jedoch in den letzten Jahren abgenommen, weil beispielsweise grosse Industriebetriebe mit Zweistoffanlagen geschlossen wurden. Die Abnahme des Anteils von Zweistoffanlagen an der Gasnachfrage dürfte sich in Zukunft tendenziell fortsetzen. Im Falle einer Störung der Erdgasnetze könnte die industrielle Energienachfrage dank der vorhandenen Zweistoffanlagen teilweise durch Heizöl gedeckt werden, um die Gasversorgung verletzlicherer Sektoren (wie der Privathaushalte) sicherzustellen. Zur Sicherstellung der Versorgung von Verbrauchern mit Zweistoffanlagen, in denen sich Erdgas durch Heizöl ersetzen lässt, werden in der Schweiz für den Fall von schweren Mangellagen Heizöl-Pflichtlager im Umfang des Verbrauchs von 4.5 Monaten gehalten.

²⁰ Siehe „Briefwechsel vom 27. Januar/26. Februar 2009 zwischen dem Schweizerischen Bundesrat und der Regierung der Französischen Republik über die gegenseitige Versorgungssicherheit mit Erdgas“ (SR 0.733.134.9, http://www.admin.ch/ch/d/sr/c0_733_134_9.html)



3 Beurteilung Infrastrukturstandard

Anhand des Infrastrukturstandards wird beurteilt, ob das Gasversorgungssystem der Schweiz in der Lage ist, die gesamtschweizerische Nachfrage auch beim Ausfall des grössten Importpunktes zu decken (N-1-Betrachtung). Hier ist anzumerken, dass die in der europäischen SoS-VO beschriebene Analyse davon ausgeht, dass eine lokal auftretende Versorgungsstörung vollständig durch Einspeisungen an den übrigen Einspeisepunkten des Landes sowie allenfalls marktbasierenden Reduktionen der Nachfrage und Ausspeisungen aus Speichern kompensiert werden kann. Bei dieser für das gesamte Land aggregierten Betrachtung bleibt unberücksichtigt, ob die regional wegfallende Einspeisung – aufgrund der Kapazitäten und Struktur des inländischen Netzes – durch entsprechende Einspeisungen an anderen Stellen im Netz kompensiert werden kann. Weiter wird bei der Beurteilung des Infrastrukturstandards allein mit technischen Importkapazitäten gerechnet, ohne Berücksichtigung, welches das eigentliche Bestimmungsland für die tatsächlich durchgeführten Gastransporte ist. Effektiv sind jedoch in der Schweiz ein grosser Teil der auf der Transitgasleitung abgewickelten Gastransporte nicht für den inländischen Markt bestimmt und auch auf anderen Transportleitungen wird teilweise Gas verschoben, welches für den Export bestimmt ist.

3.1 Definition der N-1-Formel

Der **Infrastrukturstandard** ist in der SoS-VO (Art. 6 und Anhang 1) ausführlich beschrieben.

Mit der N-1-Formel wird berechnet, ob die Gasinfrastruktur technisch in der Lage ist, die gesamte Gasnachfrage in einem berechneten Gebiet bei Ausfall der größten einzelnen Gasinfrastruktur während eines Tages mit außergewöhnlich hoher Gasnachfrage – wie sie mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren auftritt – zu decken.

Die Gasinfrastruktur umfasst das Erdgasfernleitungsnetz, einschließlich Verbindungsleitungen, und die im berechneten Gebiet an Netz angeschlossenen Produktionsanlagen, LNG-Anlagen und Speicher.

Das „berechnete Gebiet“ ist das geografische Gebiet, für welches die N-1-Formel berechnet wird – hier die Schweiz ohne Tessin und Bündner Rheintal, da diese nicht (bzw. nur sehr marginal) ans restliche Schweizer Erdgasnetz angebunden sind (vgl. Kapitel 2.4.1).

Das **N-1-Kriterium** ist erfüllt, wenn das Ergebnis der folgenden Berechnung mindestens 100% beträgt:

$$N - 1 [\%] = \frac{EP_{max} + P_{max} + S_{max} + LNG_{max} - I_{max}}{D_{max} - D_{MN}} \times 100; \quad N - 1 \geq 100\%$$

Die **Parameter der N-1-Formel** sind wie folgt definiert:

Nachfrageseite

D_{max} – Maximale tägliche Gasnachfrage in der Schweiz [Mio. Nm³/Tag], wie sie statistisch einmal in 20 Jahren auftritt.

D_{MN} – Anteil [Mio. Nm³/Tag] der Gesamtnachfrage, welcher im Fall einer Versorgungsstörung durch marktbasierende nachfrageseitige Massnahmen reduziert werden kann.



Ohne nachfrageseitige Massnahmen ist $D_{MN} = 0$. Falls nachfrageseitige Massnahmen bestehen, kann als Variante die N-1-Formel unter Berücksichtigung der Wirkung von nachfrageseitigen Massnahmen berechnet werden.

Angebotsseite

EP_{max} – Technische Kapazität von Einspeisepunkten im berechneten Gebiet ohne Produktionsanlagen, LNG-Anlagen und Speicher, d.h. Summe der technischen Kapazitäten aller Grenzeinspeisepunkte [Mio. Nm³/Tag].

P_{max} – Maximale technische Produktionskapazität [Mio. Nm³/Tag]

S_{max} – Maximale technische Ausspeisekapazität von Speichern [Mio. Nm³/Tag].

LNG_{max} – Maximale technische Kapazität der LNG-Anlagen [Mio. Nm³/Tag]

I_{max} – Technische Kapazität der grössten einzelnen Gasinfrastruktur [Mio. Nm³/Tag].

3.2 Verwendete Datengrundlagen

Zur Beurteilung des Versorgungsstandards wurde auf verschiedene bestehende Datengrundlagen zurückgegriffen:

- Zur Bestimmung der Gasnachfrage wurden Daten zum Leistungsbedarf der Gaskunden in Abhängigkeit der Temperatur verwendet. Diese Daten wurden von den Regionalgesellschaften der vier grossen Versorgungsgebiete der Schweiz erhoben und von Swissgas für diese Untersuchung zur Verfügung gestellt. Es lagen Daten für die Regionen Mittelland (Gasverbund Mittelland AG, GVM), Ostschweiz (Erdgas Ostschweiz AG, EGO), Westschweiz (Gaznat SA) und Zentralschweiz (Erdgas Zentralschweiz AG, EGZ) vor.
- Desweiteren wurden Daten zu Tagesmitteltemperaturen von nationalen Wetterdienst MeteoSchweiz²¹ verwendet. Dem BFE lagen tägliche Messdaten der Lufttemperatur der letzten 28 Jahre (1984–2012) vor. Wie in der SoS-VO vorgesehen, wurden für die Beurteilung des Versorgungsstandards die Extremwerte aus den letzten 20 Jahren verwendet. Teilweise werden zum Vergleich auch die Extremwerte aus dem gesamten Datensatz über 28 Jahre angegeben, welcher zusätzliche Winter mit noch tieferen Temperaturen abdeckt. Für jedes der vier Gasversorgungsgebiete wurden die Daten von repräsentativen Messstationen, gewichtet nach den Verbrauch der lokalen Gaskunden, zu einem gemittelten Temperaturverlauf zusammengefasst.
- Die notwendigen Informationen zu den Kapazitäten auf der Angebotsseite sind in Kapitel 2 enthalten, wobei insbesondere die Kapazitäten der Grenzübergangspunkte des Schweizer Gasnetzes (siehe Kapitel 2.4.1) von Bedeutung sind.

3.3 Bestimmung der Parameter der N-1-Formel

In diesem Kapitel werden für die Parameter der N-1-Formel die entsprechenden Werte für die Schweiz hergeleitet.

²¹ MeteoSchweiz: <http://www.meteoschweiz.admin.ch/web/de.html>



3.3.1 Nachfrageseite

Gesamtnachfrage D_{max} – dieser Parameter ist stark vom Wetter und insbesondere der Lufttemperatur abhängig. Laut SoS-VO ist der N-1-Wert für die maximale Nachfrage während eines Tages, wie er einmal in 20 Jahren auftritt, zu bestimmen. Zur Bestimmung dieses Parameters wurden Daten der Regionalgesellschaften zum Leistungsbedarf der Gaskunden verwendet. Aus diesen Daten wurde der maximale Leistungsbedarf für den Tag mit der tiefsten Tagesmitteltemperatur der letzten 20 Jahre bestimmt.

Der Leistungsbedarf der schweizerischen Erdgaskunden in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur ist in Abbildung 7 für die vier grossen Versorgungsgebiete (bzw. Regionalgesellschaften) der Schweiz dargestellt. Es wurde einerseits der Leistungsbedarf ohne Abschaltungen und andererseits derjenige der nicht unterbrechbaren Kunden (d.h. ohne die potenziell umschaltbaren Zweistoffkunden) ausgewertet. Wie bereits in Kapitel 2.4.1 erwähnt, werden die Versorgungsgebiete des Bündner Rheintals und des Tessins nicht in diese Betrachtung einbezogen, weil sie kaum bzw. gar nicht mit dem übrigen schweizerischen Hochdrucknetz verbunden sind. Grundlage für die untenstehende Darstellung des Leistungsbedarfs bildeten die gemessenen Tagesverbrauchswerte der Regionalgesellschaften für die letzten beiden Winter 2011/12 und 2012/13. Es wurden nur Tage mit einer Tagesmitteltemperatur unter 10 °C (Heizperiode) berücksichtigt und Wochenenden, Feier- und Brückentage sowie Tage mit Abschaltungen von Kunden ausgeschlossen. Der Leistungsbedarf von Drittbeliefern wurde durch die Regionalgesellschaften mitberücksichtigt, soweit Daten vorhanden waren. Basierend auf diesen Verbrauchsdaten wurde von den Regionalgesellschaften für jedes Versorgungsgebiet eine lineare Regression des Leistungsbedarfs mit der entsprechenden regionalen Tagesmitteltemperatur bestimmt (siehe Abbildung 7), welche allgemein eine gute Korrelation ergab (Korrelationskoeffizienten ≥ 0.9). Nach Aussagen der Gaswirtschaft besteht erfahrungsgemäss bis -18 °C eine lineare Abhängigkeit zwischen Leistungsbedarf und Temperatur. Bei tieferen Temperaturen dürfte der Leistungsbedarf weniger stark anwachsen, weil Leistungsgrenzen der gasbetriebenen Anlagen (z.B. Heizungen) erreicht würden. Oberhalb 10 °C wird ab einer – je nach Region unterschiedlichen – Temperatur ein gewisser Sockelbedarf erreicht und der Leistungsbedarf nimmt nicht weiter ab. Der Sockelbedarf entspricht weitgehend dem Verbrauch der industriellen Anlagen. Im folgenden wird nur der lineare Bereich des Leistungsbedarfs zwischen 10 °C und -18 °C betrachtet – tiefere Tagesmitteltemperaturen wurden in den letzten 28 Jahren in den vier Gasversorgungsgebieten nicht beobachtet.

Der gesamte Leistungsbedarf für die Schweiz ergibt sich aus der Summe der regionalen Werte (siehe Abbildung 8).

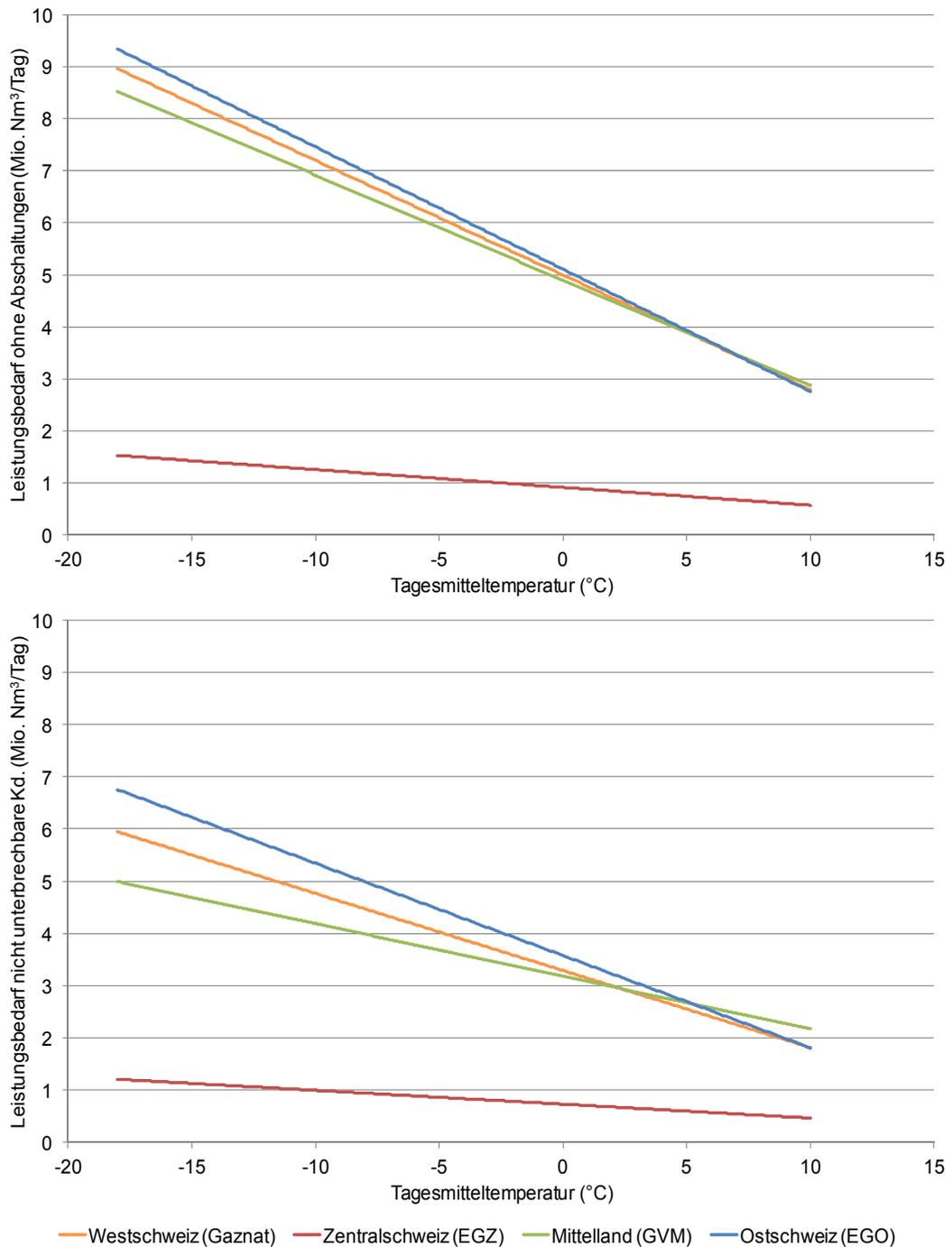


Abbildung 7: Leistungsbedarf der schweizerischen Erdgaskunden in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur für die vier grossen Versorgungsgebiete der Schweiz (Messdaten der beiden Winter 2011/12 und 2012/13). Das erste Diagramm zeigt den gesamten Bedarf für alle Kunden, d.h. ohne Abschaltungen. Das zweite Diagramm zeigt den Bedarf der nicht unterbrechbaren Kunden, d.h. unter Berücksichtigung der Umschaltung von Zweistoffanlagen. Datenquelle: Swissgas, eigene Darstellung.

Abbildung 7 zeigt, dass der Leistungsbedarf in den Regionen unterschiedlich stark von der Temperatur abhängt. Der Bedarf in der Zentralschweiz ist deutlich weniger sensitiv auf Temperaturänderungen als in den übrigen Regionen. Dies hängt damit zusammen, dass in den Regionen unterschiedliche



Anteile der Verbrauchergruppen und Arten der Gasnutzung dominieren (Haushalte mit Kochen/Heizen vs. Industrie mit Prozesswärme), welche nicht im gleichen Mass von den Umgebungstemperaturen beeinflusst werden.

Ausserdem besteht auch nicht die selbe Temperatursensitivität beim gesamten Leistungsbedarf ohne Abschaltungen und beim Leistungsbedarf der nicht unterbrechbaren Kunden. Dies zeigt sich insbesondere in Abbildung 8 für die gesamte Schweiz. Demzufolge ist der Leistungsbedarf der Zweistoffanlagen (hauptsächlich Industrie) auch temperaturabhängig, aber in geringerem Mass als bei den nicht unterbrechbaren Kunden. Hier ist weiter zu berücksichtigen, dass der angegebene Leistungsbedarf der Zweistoffkunden einem maximalen Potential für Verbrauchseinschränkungen durch Umschaltungen entspricht, welches im konkreten Fall aufgrund vertraglicher und anderer Einschränkungen nur teilweise ausgeschöpft werden kann (vergleiche Kapitel 2.4.4).

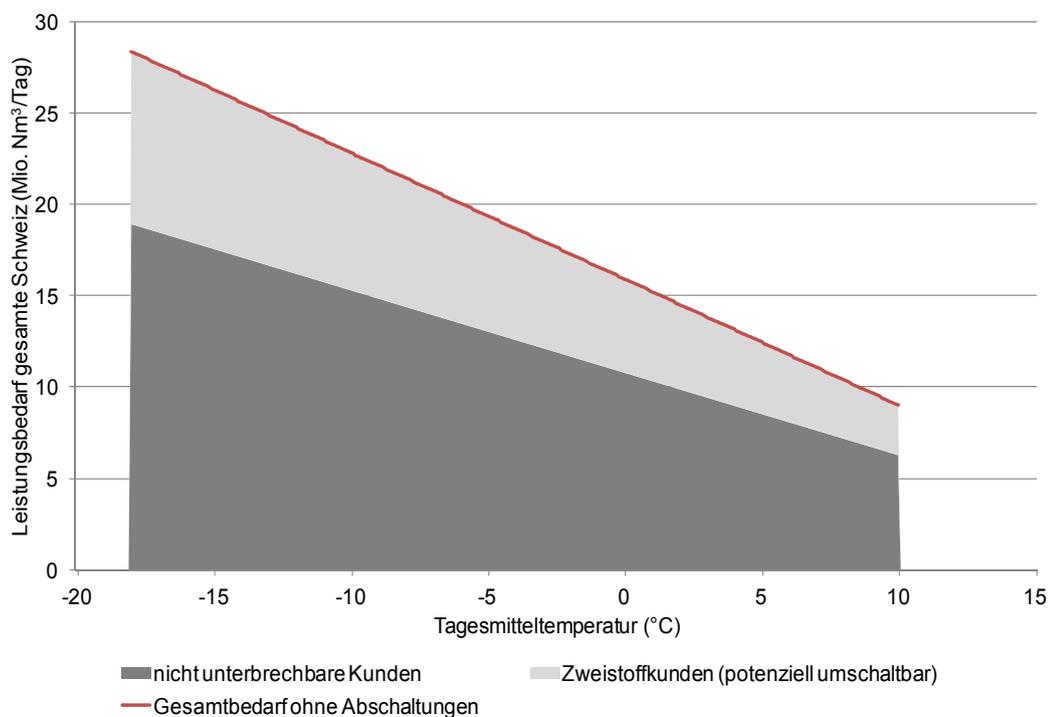


Abbildung 8: Leistungsbedarf der Erdgaskunden der gesamten Schweiz, aufgeteilt nach nicht unterbrechbaren Kunden und (potenziell umschaltbaren) Zweistoffkunden. Dieser Gesamtbedarf ergibt sich aus der Summe der regionalen Werte (siehe Abbildung 7). Datenquelle: Swissgas, eigene Darstellung.

Der in Abbildung 8 dargestellte Leistungsbedarf dient nur zur Illustration der vorliegenden Daten und wurde nicht für die weiteren Berechnungen verwendet. Zur Bestimmung der maximalen Gesamtnachfrage D_{max} wurden die bereits erwähnten Minimaltemperaturen in den Regionen für die letzten 20 Jahre gemäss MeteoSchweiz-Statistiken verwendet. Mit diesen Temperaturen wurde anhand der Regressionsgeraden in Abbildung 7 der maximale Leistungsbedarf pro Region bestimmt und anschliessend für die gesamte Schweiz aufsummiert. Zum Vergleich wurde die selbe Auswertung jeweils für den gesamten vorliegenden Temperaturdatensatz der letzten 28 Jahre wiederholt (Resultate jeweils in Klammern angegeben).



Die niedrigsten Temperaturen der letzten 20 Jahre lagen je nach Region zwischen $-10.0\text{ }^{\circ}\text{C}$ und $-13.0\text{ }^{\circ}\text{C}$ – diese Minimalwerte wurden im Winter 2011/12 erreicht. Wird hingegen der gesamte Temperaturdatensatz verwendet (28 Jahre), liegen die regionalen Werte teilweise deutlich tiefer zwischen $-13.9\text{ }^{\circ}\text{C}$ und $-19.3\text{ }^{\circ}\text{C}$, jeweils für den Winter 1986/87.

Für den kumulierten Leistungsbedarf aller Schweizer Erdgaskunden (ohne Abschaltungen) ergibt sich ein Wert $D_{max} = 24.1\text{ Mio. Nm}^3/\text{Tag}$ für die Minimaltemperaturen aus 20 Jahren (bzw. $27.6\text{ Mio. Nm}^3/\text{Tag}$ für die Minimaltemperaturen aus 28 Jahren).

Zum Vergleich betrug der effektive Verbrauch in den vier Regionen Mittelland (GVM), Ostschweiz (EGO), Westschweiz (Gaznat) und Zentralschweiz (EGZ) während des kältesten Tages des Winters 2011/12 (5. Februar 2012) insgesamt 19.2 Mio. Nm^3 .

Reduktion durch nachfrageseitige Massnahmen D_{MN} – wie bereits in Kapitel 2.4.4 erwähnt, entfällt in der Schweiz ein bedeutender Anteil der Gasnachfrage auf Zweistoffanlagen. Die umschaltbaren Gaskunden mit Zweistoffanlagen können kurzfristig auf den Ersatzbrennstoff Heizöl wechseln, womit die Gasnachfrage gesenkt werden kann. Marktbasiert abschaltbare Kunden verfügen über Verträge mit den Gaslieferanten, welche sehr unterschiedlich ausgestaltet sein können (z.B. Abschaltung ab einer bestimmten Temperatur, auf Verlangen des Lieferanten, Einschränkung der maximalen Dauer für eine Abschaltung). Bei einem Teil der Schweizer Zweistoffkunden müssten für die Umschaltung allenfalls (nicht-marktbasierte) Notfallmassnahmen angeordnet werden. Für welchen Anteil der Zweistoffkunden diese Einschränkung gilt, lässt sich nicht allgemein beziffern. Dies ist u.a. abhängig davon, ob vorgängig bereits Abschaltungen stattgefunden haben und ob die jeweiligen vertraglichen Bedingungen bei den vorherrschenden Temperaturen eine Abschaltung vorsehen.

Für den Leistungsbedarf der nicht umschaltbaren Kunden (siehe oben), d.h. der Differenz aus Gesamtnachfrage und maximal umschaltbarer Nachfrage, ergibt sich $D_{max} - D_{MN} = 16.1\text{ Mio. Nm}^3/\text{Tag}$ ($18.4\text{ Mio. Nm}^3/\text{Tag}$). Dieser Leistungsbedarf gilt unter der Voraussetzung, dass alle Zweistoffanlagen umgeschaltet werden. Der effektive Leistungsbedarf dürfte höher sein, weil die Umschaltungen den im vorhergehenden Abschnitt erwähnten Einschränkungen unterliegen.

3.3.2 Angebotsseite

Einspeisepunkte EP_{max} – die technischen Kapazitäten der Einspeisepunkte des Schweizer Gasnetzes sind in Kapitel 2.4.1 angegeben. Die Kapazitäten der Importpunkte Genestrerio und Trübbach werden nicht berücksichtigt, da die Netze des Tessins und des Bündner Rheintals nicht bzw. nur sehr marginal mit dem schweizerischen Hochdrucknetz verbunden sind. Demnach ergibt sich eine maximale Einspeisekapazität von $EP_{max} = 85.9\text{ Mio. Nm}^3/\text{Tag}$.

Speicher S_{max} – die Schweiz verfügt über keine grossen Erdgasspeicher. Die lokalen Speicher verfügen über ein Volumen von gesamthaft rund 4 Mio. Nm^3 . Für die Berechnung wird davon ausgegangen, dass die lokalen Speicher zur Hälfte gefüllt sind. Die Ausspeisekapazitäten der lokalen Speicher sind ausreichend gross, dass dieses Volumen innerhalb eines Tages abgerufen werden kann. Für die Beurteilung des Infrastrukturstandards wird die vom Schweizer Unternehmen Gaznat SA nutzbare Speicherkapazität in Etrez (Frankreich) nicht berücksichtigt. Die zugehörige maximale Einspeisekapazität vom Speicher Etrez zur Schweizer Grenze ist jedoch in der Angabe zum Einspeisepunkt La Cure enthalten. Für die maximale Ausspeisekapazität der Speicher gilt also $S_{max} = 2.0\text{ Mio. Nm}^3/\text{Tag}$.

Produktion und LNG Importe P_{max} , LNG_{max} – die Schweiz verfügt weder über Gasförderung im Inland noch über Importe von LNG, demnach sind $P_{max} = 0$ und $LNG_{max} = 0$.



Grösste einzelne Gasinfrastruktur I_{max} – Wallbach ist der grösste Einspeisepunkt der Schweiz (siehe Kapitel 2.4.1). Da es sich bei den beiden nördlichen Einspeisepunkten des Transitgassystems, Wallbach und Rodersdorf, geographisch um zwei verschiedene Grenzübergangspunkte handelt, welche auch separat betrieben werden, werden sie nicht zusammengefasst. Wie in der SoS-VO vorgesehen, werden Kapazitäten von Ausspeisepunkten aus der Schweiz nicht in die Betrachtung einbezogen (siehe auch Anmerkungen zu Beginn des Kapitels 3). Anderenfalls wäre der Ausspeisepunkt am Griespass als grösste einzelne Infrastruktur zu betrachten. Also gilt $I_{max} = 51.0 \text{ Mio. Nm}^3/\text{Tag}$.

3.4 Berechnung der N-1-Formel für die Schweiz und Fazit zum Infrastrukturstandard

Die Berechnungen der N-1-Situation werden auf Basis der oben beschriebenen Grundlagen für die Schweiz für den kältesten Tag der letzten 20 Jahre durchgeführt. Die Resultate in Klammern beziehen sich auf dem kältesten Tag der letzten 28 Jahre.

Wie in Anhang 1 der SoS-VO vorgesehen, wird die Berechnung der N-1-Formel einerseits für die maximale Gesamtnachfrage (d.h. ohne Abschaltungen) und andererseits für die maximale Nachfrage der nicht unterbrechbaren Kunden (d.h. Berücksichtigung nachfrageseitiger Massnahmen wie Umschaltungen von Zweistoffkunden) durchgeführt.

Gesamtnachfrage Schweiz

$$\begin{aligned} N - 1 [\%] &= \frac{EP_{max} + P_{max} + S_{max} + LNG_{max} - I_{max}}{D_{max}} \times 100 \\ &= \frac{85.9 + 0 + 2.0 + 0 - 51.0}{24.1 (27.6)} \times 100 = \mathbf{153\% (134\%)} \end{aligned}$$

Nachfrage der nicht unterbrechbaren Kunden

$$\begin{aligned} N - 1 [\%] &= \frac{EP_{max} + P_{max} + S_{max} + LNG_{max} - I_{max}}{D_{max} - D_{MN}} \times 100 \\ &= \frac{85.9 + 0 + 2.0 + 0 - 51.0}{16.1 (18.4)} \times 100 = \mathbf{229\% (201\%)} \end{aligned}$$

Der Infrastrukturstandard ($N - 1 \geq 100\%$) wird demnach in beiden Berechnungsvarianten erfüllt. Weil – wie bereits vorgängig erwähnt – davon auszugehen ist, dass im konkreten Ereignisfall die unterbrechbaren Kunden nicht vollständig umgeschaltet werden können, dürfte der effektive N-1-Wert zwischen den beiden angegebenen Grössen liegen. Der Infrastrukturstandard wird auch für den Fall erhöhter Nachfrage, wie er bei der Berücksichtigung der längeren Temperaturdatenreihe über 28 Jahre auftritt, erfüllt. Bei Ausfall der grössten Infrastruktur stehen demnach an den übrigen Einspeisepunkten der Schweiz ausreichende Kapazitäten zur Verfügung, um eine ausserordentlich hohe Nachfrage zu befriedigen.

Die Beurteilung der N-1-Situation der Schweiz wird sich weiter verbessern, wenn der physikalische Umkehrfluss (Süd–Nord) auf der Transitgasleitung und den vorgelagerten italienischen Systemen möglich sein wird (siehe Kapitel 2.4.2). Auch die Erstellung grosser Gasspeicher in der Schweiz hätte einen positiven Einfluss.



4 Beurteilung Versorgungsstandard

Gemäss Versorgungsstandard soll die Versorgung von sogenannten „geschützten Kunden“ im Falle von aussergewöhnlichen Verbrauchsszenarien gesichert werden (siehe Definitionen im Kapitel 4.1).

4.1 Definition Versorgungsstandard und geschützte Kunden

Gemäss dem SoS-VO (Art. 8) definierten **Versorgungsstandard** ist die Versorgung der geschützten Kunden in den folgenden Fällen zu gewährleisten:

- Extreme Temperaturen an sieben aufeinanderfolgenden Tagen mit Spitzenlast (20-jähriges Maximum).
- Aussergewöhnlich hoher Gasverbrauch während mindestens 30 Tagen (20-jähriges Maximum).
- Ausfall der grössten einzelnen Gasinfrastruktur für mindestens 30 Tage bei durchschnittlichen Winterbedingungen.

Bei diesen drei Fällen ist darauf hinzuweisen, dass diese gemäss SoS-VO als unabhängige Ereignisse analysiert werden, welche nicht kombiniert auftreten.

Geschützte Kunden sind laut SoS-VO (Art. 2, Abs. 1) sämtliche Haushaltkunden, die an ein Erdgasverteilnetz angeschlossen sind. Die EU-Mitgliedstaaten können ausserdem festlegen, dass weitere Kundengruppen ebenfalls dazu gezählt werden, insbesondere kleine und mittlere Unternehmen, wesentliche soziale Einrichtungen und Fernwärmanlagen, sofern diese Kundengruppen gewisse zusätzliche Kriterien erfüllen. Der Begriff geschützte Kunden ist für die Schweiz derzeit nicht definiert. Es besteht jedoch eine klare Abgrenzung der nicht unterbrechbaren Endkunden (d.h. Einstoffkunden). Die Haushaltkunden machen einen grossen Anteil dieser Kundengruppe aus (Schätzungen reichen von 50–80 %). Weil es in der Schweiz faktisch schwierig wäre, bei der Umsetzung von Notmassnahmen Haushaltkunden gegenüber sonstigen Einstoffkunden zu privilegieren, werden für die vorliegende Betrachtung die geschützten Kunden als die nicht unterbrechbaren Endkunden (d.h. Einstoffkunden) definiert, sie entsprechen demnach der gesamten Gasnachfrage abzüglich des Verbrauchs von Zweistoffkunden. Somit wird hier eine konservativere Abgrenzung der geschützten Kunden angenommen, als in der SoS-VO vorgesehen.

Bei der Beurteilung des Versorgungsstandards geht es darum, für jeden der gegebenen drei Fälle den abzusichernden Bedarf der geschützten Kunden zu bestimmen und dem zu diesem Zeitpunkt in der Schweiz verfügbaren Gasangebot gegenüberzustellen. Weil in der Schweiz die Gasnachfrage in der Vergangenheit deutlich zugenommen hat, sind gemessene Daten des effektiven Verbrauchs in früheren Jahren für diese Betrachtung nicht geeignet. Deshalb werden wie im vorhergehenden Kapitel historische Temperaturminimas und die Regressionsgeraden der Gasindustrie für den Leistungsbedarf in Abhängigkeit der Temperatur (bezogen auf den effektiven Verbrauch der beiden Winter 2011/12 und 2012/13, siehe Abbildung 7) für die Berechnung der Gasnachfrage verwendet.

4.2 Extreme Temperaturen an sieben aufeinanderfolgenden Tagen mit Spitzenlast

Gemäss Art. 8 Abs. 1 Bst. a) der SoS VO hat die Gaswirtschaft die Versorgung der geschützten Kunden bei extremen Temperaturen an sieben aufeinanderfolgenden Tagen mit Spitzenlast, wie sie statistisch einmal in 20 Jahren vorkommen, zu gewährleisten.



Die Auswertung der vorliegenden Temperaturdaten (siehe Kapitel 3.2) hat ergeben, dass die kältesten sieben aufeinanderfolgenden Tage der letzten 20 Jahre (1993–2012) auf den Februar 2012 fielen. In diesem Zeitraum betrug die durchschnittliche Tagesmitteltemperatur über die sieben Tage je nach Region zwischen -8.7 °C und -11.4 °C .

Auf Grundlage dieser Temperaturen und den Regressionsgeraden der Regionen ergibt sich für alle Endkunden ein Bedarf von 162 Mio. Nm^3 über die sieben Tage. Davon entfallen **108 Mio. Nm^3** auf die nicht unterbrechbaren Endkunden (bzw. die geschützten Kunden).

Zum Vergleich betrug der effektive Verbrauch in den vier Regionen Mittelland (GVM), Ostschweiz (EGO), Westschweiz (Gaznat) und Zentralschweiz (EGZ) während der kältesten sieben aufeinanderfolgenden Tage des Winters 2011/12 (3.–9. Februar 2012) insgesamt 136.0 Mio. Nm^3 .

Der abzusichernde Bedarf der geschützten Kunden ist der Gasmenge gegenüberzustellen, welche in diesem Zeitraum im Schweizer Gasnetz bereitgestellt werden kann. Gemäss Kapitel 2.4.1 verfügen alle Einspeisepunkte der Schweiz (ohne Trübbach und Genestrerio) über eine technische Kapazität von insgesamt $85.9\text{ Mio. Nm}^3/\text{d}$. Demnach können innert sieben Tagen maximal rund 600 Mio. Nm^3 Erdgas eingeführt werden und es würden 18% der verfügbaren Kapazität benötigt, um den Bedarf der geschützten Kunden zu decken.

4.3 Aussergewöhnlich hoher Gasverbrauch während mindestens 30 Tagen

Gemäss Art. 8 Abs. 1 Bst. b) der SoS-VO haben die Gaswirtschaft die Versorgung der geschützten Kunden bei extremen Temperaturen von mind. 30 aufeinanderfolgenden Tagen mit Spitzenlast, wie sie statistisch einmal in 20 Jahren vorkommen, zu gewährleisten.

Die Auswertung der vorliegenden Temperaturdaten (siehe Kapitel 3.2) hat ergeben, dass die kältesten 30 aufeinanderfolgenden Tage der letzten 20 Jahre (1993–2012) in drei der betrachteten Regionen auf Januar/Februar 2012 fielen. In der Ostschweiz war ein Zeitraum im Dezember 1996/Januar 1997 noch kälter. In diesen Zeiträumen betrug die durchschnittliche Tagesmitteltemperatur über 30 Tage je nach Region zwischen -2.2 °C und -4.6 °C .

Daraus ergibt sich für alle Endkunden ein Bedarf von 550 Mio. Nm^3 über die 30 Tage. Davon entfallen **371 Mio. Nm^3** auf die nicht unterbrechbaren Endkunden (bzw. die geschützten Kunden).

Zum Vergleich betrug der effektive Verbrauch in den vier Regionen Mittelland (GVM), Ostschweiz (EGO), Westschweiz (Gaznat) und Zentralschweiz (EGZ) während der kältesten 30 aufeinanderfolgenden Tage des Winters 2011/12 (25. Januar – 23. Februar 2012) insgesamt 490.1 Mio. Nm^3 .

In diesem 30-tägigen Zeitraum könnten über alle Einspeisepunkte der Schweiz (ohne Trübbach und Genestrerio) maximal rund 2580 Mio. Nm^3 Erdgas eingeführt werden. Demnach würden in diesem Fall rund 14% der gesamten Einspeisekapazitäten für die Versorgung der geschützten Kunden benötigt.

4.4 Ausfall der grössten einzelnen Infrastruktur unter durchschnittlichen Winterbedingungen während mindestens 30 Tagen

Gemäss Art. 8 Abs. 1 Bst. c) der SoS-VO hat die Gaswirtschaft die Versorgung der geschützten Kunden bei einem Ausfall der grössten einzelnen Infrastruktur unter durchschnittlichen Winterbedingungen für einen Zeitraum von mindestens 30 Tagen zu gewährleisten.



Als Grundlage für die durchschnittlichen Winterbedingungen in den betrachteten gasversorgten Regionen der Schweiz wurden die Temperaturnormwerte des Monats Januar für die Periode 1981–2010 von MeteoSchweiz²² verwendet. Daraus ergeben sich je nach Region Temperaturen zwischen 1.4 °C und 0.2 °C.

Aus diesen Temperaturen und den Regressionsgeraden der Regionen lässt sich für alle Endkunden ein Gesamtbedarf von 462 Mio. Nm³ über die 30 Wintertage ableiten. Der Bedarf der nicht unterbrechbaren Endkunden (bzw. der geschützten Kunden) beträgt **313 Mio. Nm³**.

Die grösste einzelne Infrastruktur ist die Grenzübergangsstation Wallbach. Über diesen Einspeisepunkt könnte während eines Zeitraums von 30 Tagen bei maximaler Auslastung eine Gasmenge von rund 1530 Mio. Nm³ eingeführt werden. Über die restlichen Einspeisepunkte könnte im gleichen Zeitraum eine Gasmenge von rund 1050 Mio. Nm³ eingeführt werden. Demnach müssten die verbleibenden Einspeisekapazitäten zu 30 % ausgelastet werden, um die Versorgung der geschützten Kunden zu gewährleisten.

4.5 Fazit zum Versorgungsstandard

Die gemäss Art. 8 der SoS-VO definierten Szenarien führen zu den oben aufgeführten Mengen, deren Absicherung notwendig ist, um die Versorgungssicherheit für die geschützten Kunden zu gewährleisten. Die maximal abzusichernde Gasmenge beträgt gemäss den obigen Berechnungen 371 Mio. Nm³, welche im Fall einer extremen Kälteperiode von 30 Tagen Dauer, die zu aussergewöhnlich hohem Gasverbrauch führt, bereitzuhalten wären. Dem gegenüber stehen die Mengen, die über die Grenzübergangspunkte der Schweiz in 30 Tagen importiert werden können. Dies sind rund 2580 Mio. Nm³ – bzw. 1050 Mio. Nm³ ohne den grössten Einspeisepunkt Wallbach.

Damit kann unter allen drei Szenarien gemäss Versorgungsstandard der Bedarf der geschützten Kunden sichergestellt werden. Desweiteren wären die verfügbaren Importkapazitäten auch in allen drei Fällen ausreichend, um den gesamten Bedarf aller Endkunden in der Schweiz abzusichern und somit die Erdgasversorgung der Schweiz insgesamt sicherzustellen.

Wie bereits zu Beginn von Kapitel 3 angemerkt, sind die Beurteilungen gemäss SoS-VO jedoch dahingehend zu relativieren, dass etwaige Netzengpässe innerhalb eines Landes oder Kapazitätsbeschränkungen aufgrund von Gastransiten nicht in die Betrachtung einfließen.

²² Siehe http://www.meteoschweiz.admin.ch/web/de/klima/klima_schweiz/tabellen.html



5 Störszenarien und deren Bewertung im Bezug auf die Versorgungssicherheit

Gemäss den SoS-VO Art.9 Abs. 1 Bst. c) sollen verschiedenen Szenarien analysiert werden, in denen jeweils eine bestimmte Beeinträchtigung der Erdgasinfrastruktur unterstellt wird. In Bezug auf die schweizerische Versorgung stehen zwei Szenarien im Vordergrund:

- Ausfall Wallbach
- Ausfall eines Produzenten (z.B. Russland mit gesamthaft rund 25 % Anteil an der Versorgung der Schweiz)

Ausserdem sind in den letzten Jahren folgende Ereignisse in der Schweiz und Europa aufgetreten, die eine starke Änderung von Gasflüssen mit Bedeutung für die Schweiz zur Folge hatten:

- Unterbruch der Transitgasleitung bei Guttannen im Jahr 2010
- Gaskrise Ukraine–Russland im Jahr 2009

Nachfolgend werden die Auswirkungen auf die Schweizer Versorgung dargestellt.

5.1 Ausfall Wallbach

Ein Ausfall des Einspeisepunktes Wallbach kann aufgrund eines natürlichen Ereignisses, einer technischen Störung oder auch äusseren Angriffen (z.B. Erdbeben, Terroranschlag) erfolgen. Dies würde dazu führen, dass die gesamten Einspeisekapazitäten in die Schweiz um 51 Mio. Nm³/Tag oder um beinahe 60 % reduziert würden. Über sieben Tage würden damit der Schweiz nur noch rund 240 Mio. Nm³ und über 30 Tage rund 1050 Mio. Nm³ Erdgas zur Verfügung stehen.

Bei einem Ausfall in Wallbach würde versucht, die Station schnellstmöglich wieder betriebsbereit zu machen. Die Leitung wieder in Stand zu setzen erfordert ca. 7 Tage. Diese kurze Zeit ist möglich, da Transitgas – wie auch die anderen Hochdrucknetzbetreiber in der Schweiz – über ein Materiallager mit bereits geprüften Anlagenteilen und Rohren verfügt.

Transitgas, Swissgas und die regionalen Gasgesellschaften verfügen über ein rund um die Uhr besetztes Dispatching. Im Ereignisfall wird das jeweilige Dispatching den entsprechenden Pikettdienst des Netzbetreibers aufbieten. Es wird auch sofort Kontakt mit den Dispatching der benachbarten Länder aufgenommen und Massnahmen, wie Umlagerungen von Gasflüssen, zu besprechen. Ausserdem werden die Beschaffungsbereiche von Swissgas und der Regionalgesellschaften informiert (rund um die Uhr möglich), damit sie mit den Lieferanten die notwendigen Schritte organisieren können, um die Erdgaslieferungen zu verlagern oder gegebenenfalls zusätzliches Erdgas über andere Einspeisepunkte zu beschaffen. Im Gegensatz zum Strom verfügt man bei Ausfällen der Erdgasversorgung, bedingt durch den physischen Transport und die Leitungspufferkapazitäten, über eine längere Reaktionszeit.

5.2 Ausfall eines Produzenten

Der Ausfall eines Produzenten führt zu einer prozentualen Reduktion der Importleistung im Bezug auf das gesamte Importportfolio. Die Speicher in den umliegenden Ländern würden solche Ausfälle deutlich dämpfen, wie dies beispielsweise bereits im Winter 2009 bei der Gaskrise zwischen Ukraine und Russland ersichtlich war. Gemäss den von VSG veröffentlichten Jahresstatistiken beträgt der maximale Anteil eines Förderlandes am Schweizer Gasaufkommen 25 %. Würden bei Ausfall eines Produzenten die Schweizer Importe ebenfalls um rund 25 % reduziert, so könnten über sieben Tage noch



rund 450 Mio. Nm³ und über 30 Tage rund 1930 Mio. Nm³ Erdgas eingeführt werden. Die Einschränkungen sind somit geringer als im oben geschilderten Fall des Ausfalls des grössten Einspeisepunktes.

Da es sich nicht um ein technisches Problem im schweizerischen System handelt, erfolgen die Hauptaktivitäten in diesem Fall bei den Beschaffungsabteilungen der Versorger. Diese würden soweit notwendig und nach Möglichkeit über ihr Netzwerk Erdgasmengen zukaufen.

5.3 Unterbruch der Transitgasleitung bei Guttannen

Im Juli 2010 kam es zu einem Murgang bei Spreitlauri auf dem Gebiet der Gemeinde Guttannen (Kanton Bern), welcher die Kantonsstrasse und das Trasse der Transitgasleitung beschädigte. Aus Sicherheitsgründen wurde die Transitgasleitung in dem betroffenen Teilstück ausser Betrieb genommen. Dadurch konnte kein Erdgas mehr südlich von Ruswil Richtung Italien transportiert werden. Die Auswirkungen auf die Versorgung der Schweiz waren relativ gering, da südlich von Ruswil nur noch eine Ausspeisung für die regionale Versorgung in der Schweiz besteht. Diese Ausspeisung versorgt das Wallis (mit derzeit 0.6 Mio. Nm³/Tag und einer maximalen technischen Kapazität von 1.9 Mio. Nm³/Tag). Während dem Unterbruch der Transitgasleitung wurde das Wallis von La Cure und Ruswil aus via regionales Netz beliefert.

Da die Leitung auch für Italien strategische Bedeutung hat, haben sich die schweizerischen Behörden und die schweizerische Gaswirtschaft stark für eine rasche Behebung des Unterbruchs eingesetzt. Die Leitung konnte deshalb nach der Ausführung verschiedener Schutzmassnahmen bereits am 23. Dezember 2010 wieder in Betrieb genommen werden.

5.4 Gaskrise Ukraine–Russland im Jahr 2009

Während der Krise zwischen Ukraine und Russland vom 07. bis zum 20. Januar 2009 wurde kein russisches Erdgas mehr via Ukraine nach Europa geliefert. Die Transporte via Weissrussland und Polen wurden erhöht, wodurch die fehlenden Mengen teilweise kompensiert werden konnten. Es resultierte eine Abnahme der russischen Lieferungen nach Europa während dieser Periode um insgesamt rund 60 %.

Kompensiert wurden diese Lieferausfälle durch zusätzliche Lieferungen aus Norwegen und den Niederlanden, LNG-Importen, sowie Bezügen aus den grossen Speichern der einzelnen Länder. Länder wie Bulgarien und Rumänien, welche ausschliesslich mit russischem Erdgas via Ukraine versorgt wurden, hatten Versorgungsprobleme und mussten Massnahmen wie Liefereinschränkungen ergreifen.

Die Schweizer Versorgung konnte problemlos aufrecht erhalten werden und war nie gefährdet. Die Schweiz profitierte von ihrer guten Einbindung an das europäischen Erdgasnetz und der Diversifikation ihrer Beschaffung und der Beschaffung (Produzenten, Transportrouten und Grossspeicher) ihrer Lieferanten.



6 Konsultation von Nachbarländern und weiteren Akteuren

Die Berichte zur Risikobewertung sowie die Präventions- und Notfallpläne von Deutschland und Frankreich liegen dem BFE vor. Von Italien wurden die Präventions- und Notfallpläne zur Verfügung gestellt. Im Gegenzug wurden die Nachbarländer der Schweiz eingeladen, die vorliegende Risikobewertung zu kommentieren.

Das Deutsche Bundesministerium für Wirtschaft und Energie erkennt keine Widersprüche zum deutschen System der Gasversorgung. Es begrüsst zudem, dass die Schweizer Gaswirtschaft die Erstellung von grösseren Gasspeichern prüft.

Um eine breite Abstützung der Erkenntnisse und auch bessere Information der Interessengruppen in dieser Thematik zu erreichen, ist der Bericht im Februar 2014 an rund 20 Organisationen mit der Möglichkeit zu einer Stellungnahme zugestellt worden. Eine Stellungnahme abgegeben haben der Schweizerischer Städteverband; *economiesuisse*; die Energiedirektorenkonferenz der Kantone (EnDK); die Interessengemeinschaft Erdgasverbraucher (IGE); der Schweizerischen Verband des Gas- und Wasserfaches SVGW; die Gruppe Grosser Stromkunden (GGS); die Interessengemeinschaft Energieintensive Branchen (IGEB); *scienceindustries* (Wirtschaftsverband Chemie, Pharma, Biotech) sowie der Verband Fernwärme Schweiz (VFS).

Grundsätzliches

Die *Erstellung des Berichts* wurde von niemandem in Frage gestellt, verschiedene Antwortenden haben dies ausdrücklich begrüsst (EnDK, Städteverband, IGEB, *economiesuisse* sowie der SVGW). Die angewandte *Methodik*, welche sich an derjenigen EU-SoS Verordnung orientiert, wurde als sinnvolles resp. pragmatisches Vorgehen bezeichnet (Städteverband, IGEB und *scienceindustries*). Ebenso wurden die wesentlichen *Schlussfolgerungen* von niemandem in Frage gestellt, sie werden ausdrücklich geteilt (*scienceindustries*), oder es wurde betont, dass es keinen Anlass dazu gebe, diese in Zweifel zu ziehen (IGEB). *economiesuisse* teilt die Stossrichtung des Berichts und der VFS bezeichnet die Risikobewertung als zutreffend.

Vorschläge für Änderungen am Bericht resp. Ergänzungen

economiesuisse regt einerseits an, zusätzlich einen Abschnitt zur aktuellen Krise in der Ukraine aufzunehmen und darin auch das Verhältnis Schweiz–EU gemäss Lissabonner Vertrag zu erwähnen. Andererseits sollte ein Zeithorizont für den Umkehrfluss auf der Transitgasleitung aufgezeigt werden, und dabei auch die dazugehörige Infrastruktur in Italien erwähnt werden. Der SVGW hat verschiedene kleinere Änderungsvorschläge im Text gemacht, welche geprüft und so weit möglich übernommen wurden. IGE stellt die Frage, inwiefern die Transitgasleitung das gezeichnete Bild prägen würde.

Den kleineren Korrekturvorschlägen wurde Rechnung getragen, ein Zeithorizont für den Umkehrfluss ist im Bericht ebenfalls enthalten. Auf die aktuelle Situation in der Ukraine wurde jedoch nicht eingegangen, da dies den Rahmen des Berichts, welcher v.a. durch die EU Verordnung gegeben ist, sprengen würde.



Weitere Kommentare

Diese beziehen sich auf Themen, welche im Auge behalten werden sollten, respektive auf Anregungen für die Weiterentwicklung im Rahmen einer Überarbeitung des Berichts.

In der Konsultation wurde darauf hingewiesen, dass der Bericht primär ein technischer Bericht sei (IGEB), wobei verschiedene, im Bericht angetönte Themen im Auge zu behalten seien, resp. in einer Neuauflage genauer betrachtet werden könnten:

- Da nur eingeführt werden könne, was ein Nachbar ausführt, würde sich *eine Mangellage in den Nachbarländern* unmittelbar auf die Schweiz übertragen (GGS).
- Bei einer Änderung der politischen Situation seien bereits mittelfristig Engpässe denkbar, welche durch *internationale Wechselwirkungen* entstehen könnten (scienceindustries).
- Der mögliche Bau von neuen *Gaskombikraftwerken* würde den Gasbedarf der Schweiz und damit auch die Anforderungen an die Infrastruktur erhöhen. Die Auswirkungen einer solchen Entwicklung sollte aufgezeigt und die Diskussion darüber geführt werden (GGS, scienceindustries, economiesuisse).
- Die Option der Schaffung von nationalen *Ergasspeichern* sollte vertieft betrachtet werden (scienceindustries).
- Gewünscht werden Erläuterungen zu den wichtigen *Ausbauvorhaben der Infrastruktur*, den damit verbundenen Kosten, den zeitlichen Planungshorizonten, sowie den daran beteiligten Akteuren (IGEB, scienceindustries, economiesuisse). Speziell erwähnt wird hierbei der physikalische *Umkehrfluss* auf der Transitgasleitung (scienceindustries, VFS).
- *Wirtschaftliche Aspekte der Versorgungssicherheit*, beispielsweise inwieweit die Schweiz und die Erdgasversorger bei internationalen Vorhaben in die finanzielle Mitverantwortung einbezogen werden müssten (IGEB), oder auch wie viel Versorgungssicherheit wir uns leisten wollen (IGE).
- Falls möglich sollten auch die bisher nicht berücksichtigten Gebiete Tessin und Bündner Rheintal einbezogen werden (Städteverband).



7 Schlussfolgerungen zur Risikobewertung

Aus der Risikobewertung ergeben sich folgende Erkenntnisse zur Schweizer Erdgasversorgung:

- Die Standards gemäss SoS-VO werden in der Schweiz erfüllt. Sowohl beim Ausfall der grössten Versorgungsinfrastruktur (Infrastrukturstandard) als auch unter aussergewöhnlichen Witterungs- oder Verbrauchsbedingungen (Versorgungsstandard) kann die Versorgung mit Erdgas für die Schweizer Kunden gewährleistet werden.
- Für die Erfüllung der Standards gemäss SoS-VO sind in erster Linie die Importkapazitäten der Erdgasnetze entscheidend, weil die Schweiz nicht über grosse Gasspeicher, Gasproduktion oder LNG-Anlagen im Inland verfügt.
- Daneben bleibt der grosse Anteil von unterbrechbaren Erdgas-Kunden mit Zweistoffanlagen an der Gasnachfrage weiterhin bedeutend für die Versorgungssicherheit der Schweiz. Das Potenzial der umschaltbaren Kunden geht allerdings mit sinkenden Temperaturen zurück. In den vergangenen Jahren konnte die Abschaltung von Kunden vollständig oder teilweise mit zusätzlichen Käufen von Erdgas am Markt verhindert werden.
- Die Sicherheit der Schweizer Erdgasversorgung wird sich zukünftig weiter verbessern, wenn der physikalische Umkehrfluss auf der Transitgasleitung und den vorgelagerten italienischen Systemen ermöglicht wird.
- Die untersuchten Störszenarien orientieren sich an realen Ereignissen der letzten Jahre, welche zu kritischen Situationen in der Gasversorgung geführt haben. Auch in diesen Situationen konnte jedoch die Versorgung der Schweizer Gaskunden immer aufrechterhalten werden.

Dieser Bericht zur Risikobewertung der Schweizer Erdgasversorgung orientiert sich an den Methoden und Formeln gemäss SoS-VO, dies um eine vergleichbare Basis für die ständige Teilnahme der Schweiz an der Koordinationsgruppe Erdgas der EU zu schaffen. Mit der Durchführung der entsprechenden Analysen und Berechnung der zugehörigen Kennwerte können jedoch selbstverständlich nicht alle möglichen Gefährdungen abgebildet werden. Deshalb sind bei der Interpretation der Ergebnisse insbesondere folgende Punkte zu berücksichtigen:

- Die Vorgaben zur Risikobewertung fokussieren auf eine summarische Gesamtbetrachtung der Gasversorgungssituation eines Landes. Regionale Probleme wie mögliche Engpässe im Gastransport und der Verteilung innerhalb der Schweiz werden ausgeblendet. Ausserdem wurden in der vorliegenden Risikobewertung gewisse Regionen (Tessin und Bündner Rheintal), welche nicht oder nur sehr marginal ans Schweizer Erdgasnetz angebunden sind, nicht berücksichtigt.
- Ein regelwidriges Verhalten von Marktakteuren oder durch unvorhersehbare Ereignisse (z.B. Naturgefahren oder Unfälle) hervorgerufene Störungen auf lokaler Ebene können damit nicht abgebildet werden.
- Ein kumulatives Eintreffen von Ereignissen (Störszenarien) wurde nicht untersucht.
- Die Vorgaben zur Risikobewertung sehen eine isolierte Betrachtung der Versorgungsstandards im Bezug auf das jeweilige Land vor. Die Schweiz ist jedoch, gleich wie viele Länder in Europa, bezüglich Gasversorgung stark abhängig von der Versorgungslage in den Nachbarländern. Desweiteren bleibt dadurch das effektive Bestimmungsland von grenzüberschreitenden Gastransporten unberücksichtigt.

Die Schweiz ist gut ins europäische Erdgasnetz eingebunden. Mit der Risikobewertung wurde eine Grundlage für die Koordination mit der EU in der Gaskrisenvorsorge geschaffen, welche zukünftig durch Präventions- und Notfallpläne in Anlehnung an die SoS-VO erweitert werden soll. Diese Arbeiten stellen eine Ergänzung aber kein Ersatz zu den aktuell durch die Gaswirtschaft und im Rahmen



der wirtschaftlichen Landesversorgung von Wirtschaft und Bund gemeinsam vorbereiteten Massnahmen sowie weiteren Analysen von Schweizer Bundesstellen dar, um die sichere Gasversorgung – insbesondere auf regionaler Ebene – zu gewährleisten.