

## Zusammenfassung

Das BFE überlegt sich vor dem Hintergrund der kritischen Versorgungslage mit Gas im Rahmen der Arbeiten am neuen GasVG, welche Versorgungssicherheitsaufgaben dem künftigen MGV sinnvollerweise übertragen werden und wie die Governance und die Kapitalisierung des MGV ausgestaltet sein müssen, damit er diese zusätzlichen Aufgaben bestmöglich übernehmen kann.

Zur Beantwortung dieser Fragestellungen werden in der vorliegenden Studie verschiedene Modellvarianten möglicher grundlegender Aufgabenteilungen im Bereich Versorgungssicherheit entwickelt und bewertet. Ausgangslage sind die Aufgabenbereiche des MGV gemäss dem Stand der GasVG Vernehmlassung von 2019 und der Bestand an Massnahmen zur Sicherstellung der Gasversorgungssicherheit, die in der Schweiz aktuell zur Anwendung kommen. Vor diesem Hintergrund wird bewertet, ob der MGV zur Umsetzung der verschiedenen Massnahmen in Frage kommt und ob alternative Rollenträger für die Umsetzung dieser Massnahmen angezeigt sind.

Die Studie kommt zum Schluss, dass für den MGV neben des Erstellens eines Frühwarnsystems gemäss GasVG Vernehmlassung im Wesentlichen die Sicherstellung einer Gasreserve im Ausland in Frage kommt, die er aktiv oder passiv bewirtschaften kann. Zur Sicherstellung einer bewirtschafteten Gasreserve im Ausland sind alternativ zum MGV am ehesten die Schweizer Importeure angezeigt. Entsprechend werden in dieser Studie folgende drei Modellvarianten gegenübergestellt:

- Strategische Gasreserve durch MGV sichergestellt («MGV+ passiv»)
- Bewirtschaftete Reserve durch MGV sichergestellt («MGV+ aktiv»)
- Bewirtschaftete Reserve durch Importeure («IMP aktiv»)

Die drei Modelle wurden näher hinsichtlich Rollenteilung, Entflechtungsbedarf und Governance spezifiziert. Ebenfalls wurde der zugehörige Kapital- und Finanzierungsbedarf abgeschätzt. Das Resultat ist in der nachfolgenden Tabelle zusammenfasst.

**Gestützt auf die Bewertung empfehlen wir die Variante «IMP aktiv», bei der Importeure verpflichtet werden, für kritische Monate im Jahr ausreichend Erdgasmengen für ihre Lieferungen physisch in Speichern vorzuhalten sowie Transportkapazitäten zu buchen.** Folgende Punkte sind ausschlaggebend:

- **Geringste laufende Kosten:** Es fallen im Vergleich zu den untersuchten Alternativen weniger zusätzliche Kosten an, da die Transportkapazitäten an den Grenzübergangspunkten zur Lieferung an die Schweizer Kunden bereits teilweise gesichert sind.
- **Geringstes Risiko:** Die Importeure halten im Wesentlichen keine offenen Positionen, da sie für den Bedarf ihrer Kunden beschaffen und hierdurch mit Ausnahme von Prognosefehlern (wenn z.B. die nachgefragte Menge über oder unter der prognostizierten, beschafften Menge liegt) abgesichert sind. Dies ist beim MGV nicht der Fall, der insbesondere bei aktiver Bewirtschaftung dem Marktpreisrisiko vollständig ausgesetzt ist, da er

anicht auf Termin verkaufen kann, um die Gasreserve im Fall einer Mangellage auch verfügbar zu haben.

- **Beste dynamische Effekte:** Es erfolgt eine effiziente Beschaffung durch Akteure, die untereinander im Wettbewerb stehen. Dazu liegt ein «Level Playing Field» vor, d.h. die Wettbewerbsbedingungen sind für alle Akteure gleich, was einen wirksamen Wettbewerb begünstigt;
- **Geringster Finanzierungsbedarf:** Die Variante benötigt mit Abstand am wenigsten Kapital für den MGV. Ebenso macht sie absehbar am wenigsten öffentliche Gelder notwendig. Da der MGV zudem nicht am Markt auftritt, ist der Entflechtungsbedarf weniger weitgehend, womit auch die Gasindustrie als Aktionariat des MGV in Frage kommt.

Damit die Variante im Falle einer Mangellage aber auch tatsächlich funktioniert, sind **zwei Voraussetzungen sicherzustellen:**

- Es muss sichergestellt werden, dass die Importeure die an sie gestellten Bedingungen (Regulierungen) auch tatsächlich einhalten. Hierfür sind entsprechende **Reporting-Pflichten** notwendig mit einem öffentlichen, aktiven Monitoring. Wichtiger müssen **effektive Sanktionsmechanismen** vorgesehen werden, welche sowohl die Firmen als auch die natürlichen Personen dahinter betreffen.
- Wie auch bei den anderen beiden Varianten ist eine **staatsvertragliche Absicherung der Lieferungen aus dem Ausland in die Schweiz** empfehlenswert. Anderenfalls droht der Worst Case: Eine Reserve wird zwar mit viel Geld über Jahre hinweg angelegt, im Fall der Mangellage fliesst aber gleichwohl kein Gas in die Schweiz.

	MGV+ passiv	MGV+ aktiv	IMP aktiv
<b>Modellbeschreibung</b>			
<b>Art der Reservevorhaltung</b>	MGV beschafft einmalig Gas und hält dieses langfristig vor inkl. zugehöriger Transportkapazitäten zu Speichern	MGV stellt eingespeicherte Gasmengen für kritische Monate sicher inkl. zugehöriger Transportkapazitäten zu Speichern	IMP halten für kritische Monate Mindestanteil ihrer Lieferung für CH Kunden in Speichern vor inkl. zugehöriger Transportkapazitäten
<b>Weitere Aufgaben MGV</b>	Datenbereitstellung für Versorgungsmonitoring EnCom / BFE		
<b>Aufsicht</b>	durch EnCom oder BFE, Daten u.A. vom MGV		
<b>Entflechtungsbedarf MGV</b>	rechtlich entflechtet gemäss Vernehmlassungsvorlage	eigentumsrechtlich entflechtet	rechtlich entflechtet gemäss Vernehmlassungsvorlage
<b>Rechtsform</b>	Aktiengesellschaft	öffentliche Anstalt	MGV: Wie MGV+ passiv; IMP: Privatrechtlich
<b>Regulierungsinstrumente</b>	Vorhaltungsvorgaben, Finanzierung, Sanktionen	Vorhaltungsvorgaben, Finanzierung, Sanktionen	Registrierungspflicht, Vorhaltungsvorgaben, Sanktionen

<b>Bewertung</b>			
<b>Kosten der Gasreserve</b>	Hoch	Hoch	Tief
<b>Kapitalbedarf MGV</b>	Hoch	Hoch	Tief-mittel (kein zusätzlicher Bedarf)
<b>Risiken des Reservebewirtschafters</b>	Tief	Mittel	Tief
<b>Aufwand Aufsicht</b>	Tief	Mittel	Mittel-hoch
<b>Kostenverrechnung</b>	Netzentgelt	Netzentgelt, volatil	Gastarif
<b>Wettbewerbsdruck bei Beschaffung</b>	Nein	Nein	Ja
<b>Wettbewerbsbedingungen</b>	Symmetrisch	Symmetrisch	Symmetrisch
<b>Staatsvertragliche Vertragliche Absicherung mit Nachbarländer</b>	Empfehlenswert	Empfehlenswert	Empfehlenswert
<b>Fazit</b>	<b>*</b>	<b>*</b>	<b>Empfehlung</b>

Quelle: Eigene Darstellung



## Resumé

Dans le contexte de la situation critique de l'approvisionnement en gaz, l'OFEN réfléchit, dans le cadre des travaux sur la nouvelle loi sur l'approvisionnement en gaz (LApGaz), aux tâches de sécurité d'approvisionnement qu'il serait judicieux de confier au futur responsable de zone de marché (RZM) et à la manière dont la gouvernance et la dotation en capital du RZM doivent être conçues pour qu'il puisse assumer au mieux ces tâches supplémentaires.

Pour répondre à ces questions, la présente étude développe et évalue différentes variantes de modèles de répartition fondamentale des tâches dans le domaine de la sécurité d'approvisionnement. Les domaines d'activité du RZM selon l'état de la consultation sur la LApGaz de 2019 et l'ensemble des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz actuellement appliquées en Suisse constituent la base du rapport. Dans ce contexte, il s'agit d'évaluer si le RZM entre en considération pour la mise en œuvre des différentes mesures et si d'autres acteurs sont indiqués pour la mise en œuvre de ces mesures.

L'étude conclut qu'outre la mise en place d'un système d'alerte précoce conformément à la consultation sur la LApGaz, le RZM doit principalement garantir une réserve de gaz à l'étranger, qu'il peut gérer de manière active ou passive. Pour garantir une réserve de gaz gérée à l'étranger, les importateurs suisses sont les plus indiqués comme alternative au RZM. C'est pourquoi la présente étude compare les trois variantes de modèles suivantes :

- Réserve stratégique de gaz assurée par le RZM (« RZM+ passif »)
- Réserve gérée activement assurée par le RZM (« RZM+ actif »)
- Réserve gérée activement par les importateurs (« IMP actif »)

Les trois modèles sont décrits plus en détail en ce qui concerne la répartition des rôles, le besoin de dissociation et la gouvernance. Les besoins en capital et en financement ont également été évalués. Les résultats sont résumés dans le tableau ci-dessous.

**Sur la base de l'évaluation, nous recommandons la variante « IMP actif », dans laquelle les importateurs sont tenus de stocker physiquement des quantités suffisantes de gaz naturel et de réserver des capacités de transport pour leurs livraisons pendant les mois critiques de l'année.** Les points suivants sont déterminants :

- **Coûts courants les plus faibles :** les coûts supplémentaires sont moindres par rapport aux alternatives étudiées, car les capacités de transport aux points de raccordement transfrontaliers pour la livraison aux clients suisses sont déjà partiellement assurées.
- **Risque le plus faible :** les importateurs ne détiennent en principe pas de positions ouvertes, car ils s'approvisionnent pour les besoins de leurs clients et sont ainsi couverts, à l'exception d'erreurs de prévision (lorsque, par exemple, la quantité demandée est supérieure ou inférieure à la quantité prévue et approvisionnée). Ce n'est pas le cas du RZM, qui est entièrement exposé au risque de prix du marché, notamment en cas de gestion active, car il ne peut pas vendre à terme afin que la réserve de gaz soit également disponible en cas de pénurie.

- **Meilleurs effets dynamiques** : L'achat est effectué de manière efficace par des acteurs qui sont en concurrence les uns avec les autres. Pour cela, il existe un « level playing field », c'est-à-dire que les conditions de concurrence sont les mêmes pour tous les acteurs, ce qui favorise une concurrence efficace.
- **Besoin de financement le plus faible** : cette variante est de loin celle qui nécessite le moins de capital pour le RZM. C'est également celle qui nécessite le moins de fonds publics. Comme le RZM n'est pas présent sur le marché, le besoin de séparation est moins prononcé, ce qui permet à l'industrie gazière la possibilité d'être actionnaire du RZM.

Cependant, pour que cette variante fonctionne vraiment en cas de pénurie, **deux conditions doivent être garanties** :

- Il faut s'assurer que les importateurs respectent effectivement les conditions (régulations) qui leur sont imposées. Pour ce faire, il est nécessaire de mettre en place des **obligations en matière de reporting** avec un suivi public et actif. Plus important encore, il faut prévoir des **mécanismes de sanction efficaces**, qui concernent aussi bien les entreprises que les personnes physiques qui se trouvent derrière elles.
- Comme pour les deux autres variantes, il est recommandé de **garantir les livraisons de l'étranger vers la Suisse par un traité international**. Sinon, le pire pourrait se produire : une réserve est certes constituée à grands frais pendant des années, mais en cas de pénurie, la Suisse ne reçoit pas de gaz.

	RZM+ passif	RZM+ actif	IMP actif
<b>Spécification du modèle</b>			
<b>Type de réserve</b>	Le RZM achète du gaz une seule fois et le conserve à long terme, y compris les capacités de transport vers les sites de stockage	Le RZM garantit les quantités de gaz stockées pour les mois critiques, y compris les capacités de transport vers les sites de stockage	Les importateurs conservent pendant des mois critiques une part minimale de leur approvisionnement pour les clients suisses dans des réservoirs, y compris les capacités de transport correspondantes.
<b>Autres tâches du RZM</b>	Mise à disposition des données pour le suivi de l'approvisionnement EnCom / OFEN		
<b>Surveillance</b>	Par l'EnCom ou l'OFEN, données provenant notamment du RZM		
<b>Besoin de séparation du RZM</b>	Séparé d'un point de vue juridique selon la procédure de consultation	Séparé du point de vue de la propriété	Séparé d'un point de vue juridique selon la procédure de consultation
<b>Forme juridique</b>	Société anonyme	Etablissement public	RZM : société anonyme ; Importateurs : droit privé
<b>Instruments de régulation</b>	Règles de mise à disposition, financement, sanctions	Règles de mise à disposition, financement, sanctions	Obligation d'enregistrement, Règles de mise à disposition, sanctions

<b>Évaluation</b>			
<b>Coûts de la réserve de gaz</b>	Haut	Haut	Bas
<b>Besoin en capitaux du RZM</b>	Haut	Haut	Bas-moyen (pas de besoins supplémentaires)
<b>Risques encourus par le gestionnaire de la réserve</b>	Bas	Moyen	Bas
<b>Effort de surveillance</b>	Bas	Moyen	Moyen-haut
<b>Imputation des coûts</b>	Rémunération du réseau	Rémunération du réseau, volatile	Tarif du gaz
<b>Pression de la concurrence en matière d'approvisionnement</b>	Non	Non	Oui
<b>Conditions de concurrence</b>	Symétrique	Symétrique	Symétrique
<b>Traité international Couverture contractuelle avec les pays voisins</b>	Recommandé	Recommandé	Recommandé
<b>Résumé</b>	<b>*</b>	<b>*</b>	<b>Recommandation</b>

Quelle: Illustration de Swiss Economics

## Inhaltsverzeichnis

<b>Zusammenfassung</b> .....	<b>3</b>
<b>Resumé</b> .....	<b>6</b>
<b>Inhaltsverzeichnis</b> .....	<b>9</b>
<b>1 Einleitung</b> .....	<b>12</b>
1.1 Ausgangslage.....	12
1.2 Zielsetzung oder Auftrag.....	12
1.3 Vorgehen.....	12
1.4 Struktur.....	13
<b>2 Grundlagen</b> .....	<b>14</b>
2.1 Vernehmlassungsvorlage GasVG 2019.....	14
2.2 Massnahmen zur Sicherung der Gasversorgung in der Schweiz.....	16
2.2.1 Landesversorgungsgesetz mit Verordnungen.....	16
2.2.2 Internationale Absicherung der Erdgasimporte.....	18
2.3 Massnahmen zur Sicherung der Gasversorgung in Europa.....	19
<b>3 Grundlegende Modelle zur Sicherstellung der Gasversorgung in Notlagen</b> .....	<b>21</b>
3.1 Aufgaben MGV ohne Versorgungssicherheitsaufgaben («Basismodell ohne VS»).....	22
3.2 Bestandesaufnahme der Massnahmen zur Sicherstellung der Gasversorgung.....	22
3.3 Einordnung MGV als möglicher Rollenträger.....	25
3.4 Alternative Akteure zur Sicherstellung einer Gasreserve.....	28
3.5 Art der Gasreserve.....	30
<b>4 Spezifikation der Modelle</b> .....	<b>35</b>
4.1 Rollenteilung zur Sicherstellung der Erdgasreserve.....	35
4.1.1 Festlegung/Bestimmung Grösse Reserve.....	35
4.1.2 Umsetzung: Vorhaltung von Gas und Transportkapazitäten.....	36
4.1.3 Auslösung.....	38
4.1.4 Transport und Verteilung.....	39
4.1.5 Aufsicht.....	40
4.1.6 Zusammenfassende Übersicht der Aufgabenteilung.....	41
4.2 Entflechtungsbedarf.....	42
4.3 Governance-Richtlinien des Bundesrates und Steuerungsinstrumente.....	45
4.3.1 Anwendung der CG-Grundsätze auf «MGV+ passiv» und «MGV+ aktiv».....	46
4.3.2 Anwendung der CG-Grundsätze auf die Variante «IMP aktiv».....	48
<b>5 Bewertung / Modellwahl</b> .....	<b>50</b>
5.1 Kapitalisierungsbedarf.....	50

5.1.1 Bilanzierung.....	50
5.1.2 Zahlungen an Netzbetreiber.....	52
5.1.3 Versorgungssicherheit.....	53
5.1.4 Betriebskosten.....	55
5.1.5 Zusammenfassung: Kapitalbedarf und Jahresumsatz.....	55
5.2 Finanzierung .....	58
5.2.1 Kapitalstruktur .....	58
5.2.2 Finanzierungsquellen und Mittelbeschaffung.....	58
5.2.3 Kapitalkosten.....	59
5.3 Modellempfehlung.....	60
<b>6 Kostenregulierung des empfohlenen Modells.....</b>	<b>63</b>
<b>7 Referenzen.....</b>	<b>65</b>

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Aktuelle präventive und vorbereitende Massnahmen .....	23
Tabelle 2: Interventionsmassnahmen bei einer schweren Mangellage .....	24
Tabelle 3: Einordnung MGV hinsichtlich Massnahmen Versorgungssicherheit .....	25
Tabelle 4: Auswertung alternativer Akteure zur Sicherstellung eines Gasspeichers...29	
Tabelle 5: Beurteilung des Entflechtungsbedarfs eines MGV bei ausländischen Gasreserve .....	45
Tabelle 6: Kosten der Strukturierung .....	51
Tabelle 7: Jährliche Fixkosten für Gasspeicher (in mCHF) nach Land.....	54
Tabelle 8: Zusammenfassung des Kapitalbedarfs für den MGV .....	56
Tabelle 9: Zusammenfassung der jährlich beim MGV anfallenden Kosten/Umsätze..57	
Tabelle 10: Zusammenfassung Modellwahl.....	62
Tabelle 11: Wahl der Methode der Kostenregulierung .....	64



## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Vorgehen und Gliederung des Berichts.....	13
Abbildung 2: Vorgehen bei der Modellherleitung .....	21
Abbildung 3: Bewirtschaftungskonzepte der Gasreserve .....	32
Abbildung 4: Zusammenfassung Modellherleitung .....	34
Abbildung 5: Rollenteilung im Modell MGV+ passiv (blau: MGV+ aktiv).....	41
Abbildung 6: Rollenteilung im Modell «IMP aktiv» .....	42
Abbildung 7: Beurteilungsprinzipien und -kriterien .....	44

## Abkürzungen

AG	Aktiengesellschaft
BFE	Bundesamt für Energie
BWL	Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung
DWL	Delegierte oder Delegierter für wirtschaftliche Landesversorgung
EICom	Eidgenössische Elektrizitätskommission
EU	Europäische Union
GasVG	Gasversorgungsgesetz
LVG	Landesversorgungsgesetz
MGV	Marktgebietsverantwortlicher
OWL	Organisation der wirtschaftlichen Landesversorgung
StromVG	Stromversorgungsgesetz
SV	Verordnung über die Sicherstellung der Lieferkapazitäten bei einer schweren Mangellage
THE	Trading Hub Europe
UVEK	Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation
VOGW	Verordnung über die Organisation zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Landesversorgung im Bereich der Gaswirtschaft
VSG	Verband der schweizerischen Gasindustrie
WBF	Eidgenössisches Departement für Wirtschaft, Bildung und Forschung
WL	wirtschaftliche Landesversorgung

# 1 Einleitung

## 1.1 Ausgangslage

Der Bundesrat sieht für das künftige Gasversorgungsgesetz (GasVG) die Gründung eines Marktgebietsverantwortlichen (MGV) vor, der die Kapazitäten des Schweizer Gastransportnetzes bewirtschaftet, die «Bilanzzone Schweiz» führt und ein Frühwarnsystem für kritische Versorgungslagen betreibt.

Aufgrund der kritischen Versorgungslage mit Gas in Europa hat der Bundesrat die Regionalgesellschaften im Mai 2022 mittels der Sicherstellungsverordnung verpflichtet, zur Schaffung einer Art Gasreserve für die Schweiz Speicherkapazitäten und Optionen in bestimmtem Umfang zu kaufen. Diese Unternehmen müssen mindestens 15 Prozent des durchschnittlichen schweizerischen Jahresverbrauchs in handelsüblicher Qualität in (ausländischen) Speicheranlagen lagern und verfügbar halten. Im Strombereich wird die Abwicklung der Wasserkraft- und weiterer Reserven von Swissgrid vorgenommen. Auch der deutsche Gas-Marktgebietsverantwortliche Trading Hub Europe (THE) übernimmt seit 2022 Aufgaben im Bereich der Versorgungssicherheit.

Es ist demnach vorstellbar, dass der MGV mit dem GasVG ebenfalls zusätzliche Aufgaben im Bereich der Versorgungssicherheit übernimmt. Diese könnten als Vorbereitung für die Mangellage bspw. neben dem Erwerb von Optionen und Speicherkapazitäten auch den Erwerb von Transportkapazitäten sowie von Gas umfassen.

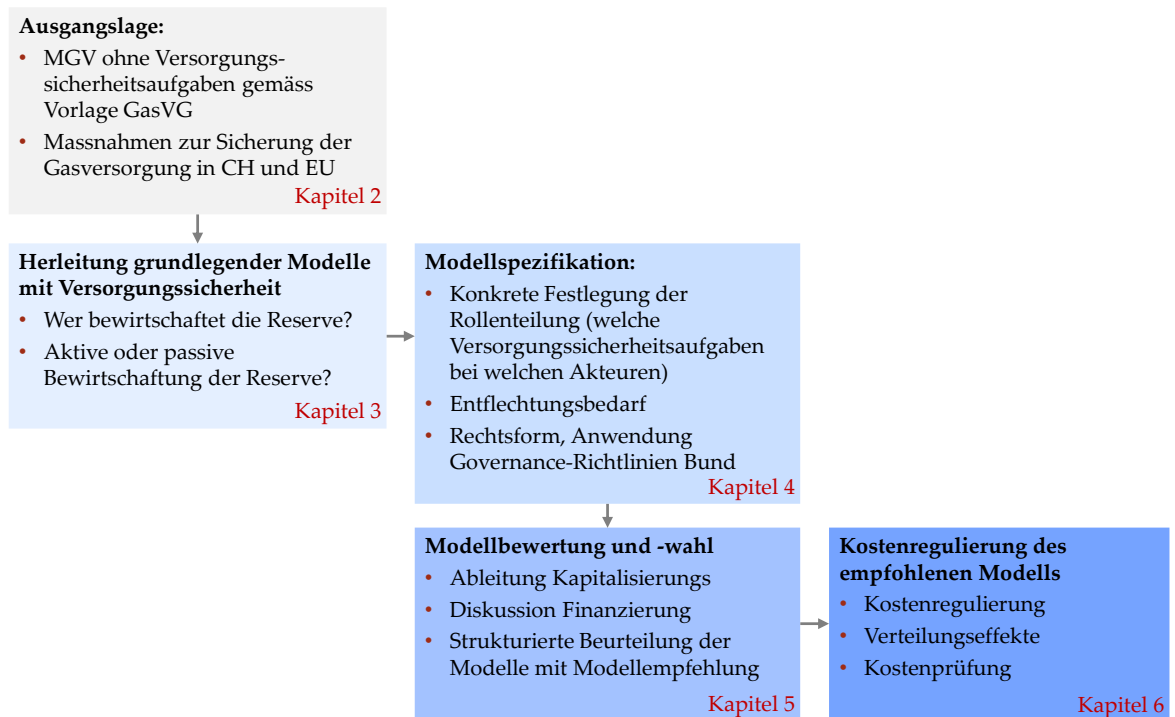
## 1.2 Zielsetzung oder Auftrag

Vor dem Hintergrund wurde Swiss Economics mit der Winkler Energy & Logistics Consulting GmbH vom Bundesamt für Energie (BFE) im Rahmen eines Einladungsverfahrens damit beauftragt, zu analysieren, welche Aufgaben dem künftigen MGV im Rahmen der Versorgungssicherheit sinnvollerweise übertragen werden und wie die Governance und die Kapitalisierung des MGV ausgestaltet sein müssen, damit er diese zusätzlichen Aufgaben bestmöglich übernehmen kann.

## 1.3 Vorgehen

**Abbildung 1** stellt das Vorgehen bei der Umsetzung des Auftrags dar. In einem ersten Schritt werden grundlegende Modelle zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit hergeleitet. Diese werden in einem zweiten Schritt näher ausgearbeitet. Die Modelle werden einander anschliessend gegenübergestellt und das beste Modell gewählt. Für dieses wird eine mögliche Regulierung erarbeitet.

## Abbildung 1: Vorgehen und Gliederung des Berichts



Quelle: Eigene Darstellung

### 1.4 Struktur

Dieser Bericht dokumentiert die Ergebnisse und gliedert sich in Anlehnung an das Vorgehen wie folgt:

- In Kapitel 2 werden die relevanten Rahmenbedingungen für die Ausgestaltung des MGV im Hinblick auf mögliche weitere Aufgaben im Bereich der Gasversorgungssicherheit dargelegt.
- In Kapitel 3 werden die grundlegenden Modelle zur Verbesserung der Versorgungssicherheit hergeleitet.
- In Kapitel 4 werden die hergeleiteten Modelle detaillierter ausgeführt.
- Kapitel 5 evaluiert die Modelle. Daraus geht eine Empfehlung für das bevorzugte Modell hervor.
- Schliesslich führt Kapitel 6 die Kostenregulierung des empfohlenen Modells weiter aus.

## 2 Grundlagen

Im vorliegenden Kapitel werden die relevanten Rahmenbedingungen für die Ausgestaltung des MGV, insbesondere hinsichtlich der Gasversorgungssicherheit, aufgeführt. Diese umfassen:

- den Vernehmlassungsentwurf 2019 (VE) des neuen GasVG sowie
- bestehende Vorhaben und Rechtsgrundlagen zur Sicherstellung der Gasversorgungssicherheit in der Schweiz und im Ausland.

### 2.1 Vernehmlassungsvorlage GasVG 2019

Der Bundesrat will gemäss Vernehmlassung 2019 mit dem neuen Gesetz die Voraussetzungen für eine weiterhin zuverlässige Gasversorgung in der Schweiz sicherstellen, die Transformation hin zu erneuerbaren Gasen vorantreiben und für alle Haushalte und Grossverbraucher klare Regeln im Sinne eines effizienten Gasmarktes definieren.

Die zugehörige Vorlage für ein GasVG (VE GasVG) wurde im Oktober 2019 in die [Vernehmlassung](#) geschickt. Sie sieht die Gründung eines **Marktgebietsverantwortlichen (MGV)** vor. Dieser soll künftig auf Ebene des Transportnetzes zuständig sein für die Bewirtschaftung der Kapazitätsprodukte, die Engpassbewirtschaftung, die Festsetzung der Netznutzungstarife und die Ausrichtung der vereinnahmten Netznutzungsentgelte an die Transportnetzbetreiber. Hinzu kommen das Bilanzmanagement und Aufgaben zur Koordination von Lieferantenwechsel.<sup>1</sup>

Im Einzelnen sind folgende **Aufgaben des MGV** vorgesehen:

- Mitwirkung bei der Koordination des Netzbetriebs und der Netzplanung der Gaswirtschaft sowie mit ausländischen Netzbetreibern (Art. 4 Abs 1 Bst. c VE GasVG);
- Treffen von Vorkehrungen für die zuverlässige Gasversorgung zusammen mit Unternehmen der Gaswirtschaft (wobei die Beobachtung der Lage Aufgabe von BFE und von Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung (BWL) ist (Art. 6 VE GasVG));
- Aufgaben im Zusammenhang mit Lieferantenwechseln und bei Wechselprozessen im Zusammenhang mit der regulierten Versorgung und der Ersatzversorgung (Art. 10 VE GasVG);
- Bewirtschaftung der Kapazitäten des Schweizer Gastransportnetzes/ Nutzung der Kapazitäten des Transportnetze (Art. 14 VE GasVG);
- Bewirtschaftung von Netzengpässen im Transportnetz (Art. 15 VE GasVG);
- Festlegung der Netznutzungstarife des Transportnetzes, einschliesslich der Mindestpreise für die Auktion der Kapazitätsprodukte (Art. 18 Abs 1 VE GasVG);
- Bilanzmanagement (Art. 23 ff. VE GasVG);

---

<sup>1</sup> [Erläuternder Bericht zur Vernehmlassungsvorlage, S. 27.](#)



- Betrieb einer Plattform, die es den Bilanzgruppen ermöglicht, Gasmengen untereinander und mit ausländischen Marktgebieten auszutauschen (Art 26 VE GasVG);
- Mitwirkung bei Datenaustausch und bei Informationsprozessen (Art. 33 VE GasVG);
- Erstellung eines Frühwarnsystems für kritische Versorgungslagen auf der Grundlage der Bilanzierung (gemäss erläuterndem Bericht zum VE GasVG soll dies auf Stufe der VO zum GasVG geregelt werden).

Vorgesehen ist, den MGV **rechtlich, organisatorisch, personell, buchhalterisch und informatorisch von der übrigen Gaswirtschaft unabhängig** zu gestalten. Für die Genehmigung der Statuten und mithin die Konstituierung des MGV ist gemäss Vernehmlassungsvorlage das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) zuständig. Gemäss Vernehmlassungsvorlage unabdingbar sind insbesondere eine vollumfängliche personelle Entflechtung (Verwaltungsrat, Geschäftsleitung und weiteres Personal) und eine eigenständige Ressourcenausstattung. Auch darf es, wie im Falle von Swissgrid im Stromversorgungsgesetz (StromVG), keinem Anteilseigner möglich sein, über eine Mehrheitsbeteiligung einen bestimmenden Einfluss zu nehmen.

Der MGV ist gemäss der Vernehmlassungsvorlage in Form einer privatrechtlichen Kapitalgesellschaft oder Genossenschaft zu gründen, und zwar von «Unternehmen der Gaswirtschaft und Organisationen der Endverbraucherinnen und Endverbraucher». Damit sollen einerseits die bestehenden Akteure eingebunden werden. Andererseits soll vorab im Hinblick auf die Unabhängigkeit des MGV auch die Verbraucherseite sich am MGV beteiligen können. Der MGV soll keine Gewinne anstreben. Diese Lösung ist ähnlich wie bei der Swissgrid im Strombereich mit dem Unterschied, dass das Eigentum am Transportnetz nicht zwingend auf den MGV übertragen werden muss.<sup>2</sup> Weiter soll sich der MGV bei der Umsetzung gesetzlicher Vorgaben an die Normen der Europäischen Union (EU) halten müssen. Dem Ergebnisbericht zur Vernehmlassung ist zudem zu entnehmen, dass der Einrichtung eines MGV unter den befragten Stakeholdern grossmehrheitlich zugestimmt wird.<sup>3</sup>

Die weiteren Bestimmungen des GasVG zur Versorgungssicherheit folgen dem in der Verfassung verankerten Subsidiaritätsprinzip.<sup>4</sup> Demnach treffen in erster Linie die Gaswirtschaft und der MGV die Vorkehrungen für eine zuverlässige Versorgung, wobei das BFE

---

<sup>2</sup> Sollte der MGV nicht durch Genehmigung seiner Statuten konstituiert werden, sei es, dass die Statuten den Anforderungen an seine Organisation nicht genügen oder dass gar keine solche Gesellschaft gegründet wird, würde gemäss der Vernehmlassungsvorlage zum GasVG der Bundesrat dafür zu sorgen haben, dass die Aufgaben des MGV erfüllt werden. Dazu könnte er etwa einen Auftrag an einen bereits bestehenden, von der Gaswirtschaft unabhängigen Akteur vergeben oder den MGV in Form einer öffentlich-rechtlichen Verwaltungseinheit errichten.

<sup>3</sup> Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation [UVEK] (2023). Gasversorgungsgesetz. Bericht über die Ergebnisse der Vernehmlassung.

<sup>4</sup> Nach Art. 102 der Bundesverfassung ist die Versorgungssicherheit primär Aufgabe der Wirtschaft.

und das BWL die Überwachung der Versorgungslage verantworten und der Bundesrat Massnahmen trifft, wenn sich eine unsichere Versorgungslage abzeichnet.

Am 21. Juni 2023 hat der Bundesrat gestützt auf den Ergebnissen der Vernehmlassung neue Eckwerte für das GasVG veröffentlicht.<sup>5</sup> Hinsichtlich des MGV und der Versorgungssicherheit wurde betont, dass künftig sowohl eine **Energiekommission (EnCom)** als auch ein **MGV** zur raschen Umsetzung von Massnahmen zur Verhinderung und Bewältigung von Mangellagen eingesetzt werden sollen. Damit wurde ein institutioneller Rahmen skizziert, der die Möglichkeit zur Übertragung von Aufgaben im Bereich Versorgungssicherheit an den MGV berücksichtigt.

## 2.2 Massnahmen zur Sicherung der Gasversorgung in der Schweiz

### 2.2.1 Landesversorgungsgesetz mit Verordnungen

#### 2.2.1.1 Landesversorgungsgesetz

Das Landesversorgungsgesetz (LVG) regelt die Versorgung des Landes bei kurz- und mittelfristigen schweren Mangellagen. Es regelt die Organisation der wirtschaftlichen Landesversorgung (WL) und bildet die Grundlage für verschiedene Vorbereitungs- und Interventionsmassnahmen, unter anderem auch zur Überbrückung von Gasmangellagen, wie beispielsweise die im Anschluss genannten Sicherstellungsverordnung.

Die Aufgaben der WL folgen dem Subsidiaritätsprinzip. Die Privatwirtschaft ist grundsätzlich zuständig für die Versorgungssicherheit. Die Verantwortung für die Vorbereitung und Umsetzung der Interventionsmassnahmen bei einer schweren Mangellage obliegt den Fachbereichen als Teil der WL-Organisation. Diese themenspezifischen Fachbereiche setzen sich zusammen aus Fachleuten der Wirtschaft, des Bundes und der Kantone. Das BWL ist zuständig für die Leitung und Koordination der Rechtssetzung im Rahmen des LVG, erlässt Verfügungen, plant Massnahmen der wirtschaftlichen Landesversorgung, koordiniert internationale Angelegenheiten und übt die Aufsicht über die Vorbereitungen und den Vollzug von Massnahmen durch die Kantone und die Organisationen der Wirtschaft aus. Es ist auch die Stabsstelle der Organisation der wirtschaftlichen Landesversorgung. Es übernimmt dabei eine beratende Rolle und unterstützt via die ihm administrativ zugeordneten Geschäftsstellen die Fachbereiche. Dem BWL obliegt zudem das Pflichtlagerwesen. Der Bundesrat kann auf Antrag des Delegierten für wirtschaftliche Landesversorgung (DWL) die entsprechenden WL-Massnahmen auslösen. In Bezug auf die Vorbereitung und Bewältigung von Mangellagen in der Erdgasversorgung werden gestützt auf das LVG verschiedene Massnahmen vorbereitet und im Bedarfsfall umgesetzt. Diese werden im Rahmen der Modellherleitung in Kapitel 3 genauer ausgeführt und hinsichtlich einer möglichen Einbindung des MGV bewertet.

---

<sup>5</sup> <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-95890.html>.

### 2.2.1.2 Erdgaspflichtlagerverordnung

Die Verordnung über die Pflichtlagerhaltung von Erdgas ([Erdgaspflichtlagerverordnung](#)) vom 10. Mai 2017 regelt die Ersatzpflichtlagerhaltung von Heizöl «extra-leicht», welches bei einer Gasmangellage zur Versorgung von Zweistoffanlagen verwendet werden kann. Lagerpflichtige Importeure schliessen mit dem BWL einen Pflichtlagervertrag ab und verpflichten sich zur Finanzierung eines Garantiefonds, welcher durch den Verein Provisiogas verwaltet wird. Gemäss einer Vereinbarung mit Provisiogas halten die Mitglieder von Carbura, der Pflichtlagerorganisation der schweizerischen Mineralölwirtschaft, Gas-Ersatzlager in Form von Heizöl extra-leicht.

### 2.2.1.3 Organisationsverordnung

Vor dem Hintergrund der kritischen Gasversorgungslage in Europa hat der Bundesrat am 4. Mai 2022 die Verordnung über die Organisation zur Sicherstellung der wirtschaftlichen Landesversorgung im Bereich der Gaswirtschaft ([VOGW](#)) erlassen. Diese ist befristet bis Ende 2025.

Demnach soll der Verband der schweizerischen Gasindustrie (VSG) für den Fall einer schweren Mangellage die notwendigen **Vorbereitungsmassnahmen** in den Bereichen **Beschaffung, Speicherung, Transport, Verteilung und Verbrauch** von Erdgas und von gasförmigen Energieträgern aus erneuerbaren Quellen treffen (Art. 1 VOGW).

Der Fachbereich Energie der WL soll ein **Monitoringsystem** zur Beobachtung der Versorgungslage und von deren Entwicklung im Bereich der Gaswirtschaft führen (Art 1a VOGW). Der Fachbereich Energie bestimmt überdies Art und Umfang der Vorbereitungsmassnahmen des VSG und überwacht die Arbeiten des VSG und von dessen Kriseninterventionsorganisation und erteilt ihnen Weisungen (Art. 3 VOGW).

### 2.2.1.4 Sicherstellungsverordnung

Zudem hat der Bundesrat am 18. Mai 2022 in der sog. [Sicherstellungsverordnung \(SV\)](#) die Regionalgesellschaften zur Schaffung einer Art **Gasreserve** für die Schweiz verpflichtet.<sup>6</sup> Konkret mussten Aziende Industriali di Lugano SA, Erdgas Ostschweiz AG, Erdgas Zentralschweiz AG, Gasverbund Mittelland AG und Gaznat SA von Oktober 2022 bis April 2023 gewährleisten, dass «mindestens 15 Prozent des durchschnittlichen schweizerischen Jahresverbrauchs in handelsüblicher Qualität in Speichieranlagen gelagert und verfügbar ist». 15 Prozent des durchschnittlichen schweizerischen Jahresverbrauch entsprechen rund 6 TWh Energie. Zudem wurden die Regionalgesellschaften verpflichtet, Optionen zu sichern, die den zusätzlichen Bezug von 20 Prozent des durchschnittlichen schweizerischen Verbrauchs in den Monaten Oktober bis April ermöglichen.

Im Februar 2023 wurde die Geltungsdauer der Sicherstellungsverordnung verlängert, um auch im Winter 23/24 mindestens 15 Prozent des durchschnittlichen schweizerischen

---

<sup>6</sup> Die Verordnung stützt sich auf das LVG ab (Artikel 5 Absatz 4 und 57 Absatz 1).



Jahresverbrauchs in benachbarten Speichereinrichtungen zu halten.<sup>7</sup> Allerdings wurde darauf verzichtet, die Regionalgesellschaften zum Kauf von Optionen für zusätzliche Gaslieferungen zu verpflichten. Am 28. Juni 2023 hat der Bundesrat das Eidgenössische Departement für Wirtschaft, Bildung und Forschung (WBF) beauftragt, eine Vorlage zu einer weiteren Verlängerung der Verordnung für den Winter 2024/25 vorzulegen.<sup>8</sup> Laut der Taskforce der Gasbranche werde die gegenwärtige Unsicherheit in der Gasversorgung noch mindestens drei Jahre bestehen und damit eine entsprechende Gasreserve rechtfertigen.

Die Sicherstellungsverordnung deckt sich grundsätzlich mit aktuellen Massnahmen der EU. Diese hat ihre Mitgliedstaaten ohne eigene Gasspeicher verpflichtet, 15 Prozent ihres Jahresverbrauchs in anderen EU-Ländern einzulagern.<sup>9</sup> Die Schweiz beteiligt sich also weiterhin „solidarisch“ und in ähnlichem Ausmass wie die Mitgliedstaaten der EU an der europäischen Gasspeicherung.

Die Sicherstellungsverordnung kann aufgrund ihrer Befristung nicht als langfristige Grundlage für eine etwaige Gasreserve gesehen werden. Es ist eine Regelung auf Gesetzesebene notwendig. Dabei ist die Frage der Ungleichbehandlung der Regionalgesellschaften gegenüber anderen Akteuren in einem vollständig liberalisierten Markt zu klären.

### 2.2.2 Internationale Absicherung der Erdgasimporte

Da die Schweiz keine wesentlichen Gasspeicher im Inland hat und dies in absehbarer Zeit auch nicht ändern wird (vgl. z.B. BFE, 2022), muss die Einspeicherung im Ausland erfolgen. Dies bedingt eine entsprechende internationale Absicherung, damit in einer Mangellage das rare Gut Erdgas auch dann in die Schweiz geliefert wird, wenn im betreffenden Ausland die Versorgung ebenfalls rationiert ist.

#### Abkommen mit Frankreich

Die beiden Regionalgesellschaften Gaznat und Gasverbund Mittelland (GVM) nutzen französische Speicherkapazitäten von bis zu 3 TWh pro Jahr, welche die Schweiz mit Frankreich im Jahr 2009 vertraglich vereinbart hat.<sup>10</sup> Dieses garantiert gemäss BFE (2022) die Gleichbehandlung der schweizerischen und der französischen Kapazitäten im Falle einer Knappheit bei der Nutzung der Speicher.

#### Memorandum of Understanding mit Italien

Am 6. Juli 2023 wurde zwischen Italien und der Schweiz vereinbart, dass über die Dauer des Abkommens die Schweiz auch in kritischen Versorgungslagen Gas aus bzw. via Italien in die Schweiz importiert werden kann, ohne dass Italien einen hoheitlichen Anspruch

---

<sup>7</sup> <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-92735.html>.

<sup>8</sup> <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen/bundesrat.msg-id-96032.html>.

<sup>9</sup> Weitere Ausführungen in Abschnitt 2.3.

<sup>10</sup> Briefwechsel zwischen dem Schweizerischen Bundesrat und der Regierung der Französischen Republik über die gegenseitige Sicherheit der Erdgasversorgung.



darauf erhebt.<sup>11</sup> Durch die Vereinbarung wird ein Handelsabkommen zwischen dem Schweizer Beschaffungsunternehmen OpenEP und dem italienischen Gasversorgungsunternehmen ENI abgesichert. Die Schweiz kann damit im Falle einer unterbrochenen Gaszufuhr aus Deutschland Gas von der ENI erwerben, welches im Transit durch die Schweiz fließt.

## 2.3 Massnahmen zur Sicherung der Gasversorgung in Europa

### Fünfzehn-Prozent Regelung in der EU

Um angesichts der Störungen bei der Versorgung mit Pipeline Gas die Versorgungssicherheit im gesamten EU-Raum zu sichern, haben das Europäische Parlament und der Europäische Rat im Juni 2022 die Verordnung 2022/0090 über die Befüllung der Europäischen Gasspeicheranlagen verabschiedet. Die Verordnung verpflichtet die EU-Mitgliedstaaten, ihre unterirdischen Gasspeicheranlagen vor dem Beginn des Winters 2022/2023 zu mindestens 80 Prozent zu befüllen und vor dem Beginn der folgenden Winter zu mindestens 90 Prozent zu befüllen.<sup>12</sup>

Aufgrund unterschiedlicher Gasspeicherkapazitäten und nationaler Gegebenheiten können die Mitgliedstaaten ihre Speicherziele teilweise durch die Hinzunahme von Flüssigerdgas oder alternativen Kraftstoffen erreichen. Für Mitgliedstaaten mit hohen Speicherkapazitäten im Verhältnis zu ihrem Gasverbrauch ist die Verpflichtung zur Befüllung der Speicher zusätzlich auf 35 Prozent des durchschnittlichen jährlichen Gasverbrauchs in den letzten fünf Jahren begrenzt.

Weiter verpflichtet die Verordnung Mitgliedstaaten ohne eigene Speicheranlagen, 15 Prozent ihres jährlichen Gasverbrauchs in Anlagen anderer Mitgliedstaaten zu speichern, um Zugang zu den in anderen Ländern gelagerten Gasreserven zu erhalten und die Gasversorgungssicherheit zu erhöhen. Dies ist konsistent mit den bereits bestehenden Solidaritätsmechanismen, die EU-Mitgliedstaaten verpflichten, bei Notlagen in einem angrenzenden EU-Mitgliedstaat grenzübergreifende Solidaritätsmassnahmen zu ergreifen.<sup>13</sup>

### Deutschland: Versorgungssicherheitsaufgaben für den MGV «Trading Hub Europe»

Im Oktober 2021 wurde der deutsche Gas MGV Trading Hub Europe (THE) durch eine Kooperation der deutschen Netzgesellschaften gegründet. Die Aufgaben des deutschen MGV umfassen unter anderem:

- Bilanzkreismanagement (Trading Hub Europe ermöglicht den Abschluss von Bilanzkreisverträgen und führt Bilanzkreise, Sub-Bilanzkonten und Netzkonten);
- das Regelenergiemanagement (Trading Hub Europe beschafft Regelenergie und setzt diese ein);

---

<sup>11</sup> <https://www.bav.admin.ch/bav/de/home/publikationen/medienmitteilungen.msg-id-96514.html>.

<sup>12</sup> Verordnung 2022/0090.

<sup>13</sup> Verordnung 2017/1938.

- die Bereitstellung und den Betrieb des Virtuellen Handelspunktes THE

Im Frühjahr 2022 wurde THE **zusätzlich für die Durchführung von Massnahmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit** benannt. Das Gasspeichergesetz regelt die entsprechenden Verantwortlichkeiten und setzt als oberstes Ziel die Sicherstellung von Mindestfüllständen in deutschen Gasspeichern zu verschiedenen Zeitpunkten und während der Heizperiode vor. THE kann in diesem Rahmen u.a. selbst Gas erwerben und einspeichern. Die notwendigen Speicherkapazitäten zur Erfüllung der Mindestfüllstände erhält THE entweder durch die eigenständige Buchung von nicht genutzten Speicherkapazitäten oder indem ihm gebuchte, aber nicht genutzte Speicherkapazitäten zur Verfügung gestellt werden.<sup>14</sup> THE hat damit wenig Freiheitsgrade in der Befüllung der zugesprochenen Kapazitäten. Unter Umständen muss er in kürzester Zeit die Befüllung von Gasspeichern übernehmen. In Bezug auf die Ausspeicherstrategie und die damit verbundene Vermarktungsstrategie sind die Freiheitsgrade von THE jedoch grösser, da aufgrund des längeren zeitlichen Vorlaufs mehr Flexibilität bei Vermarktung und Ausspeicherplanung besteht. Die aus der Erfüllung der neuen gesetzlichen Aufgabe einhergehenden Kosten und Erlöse sollen über die Gasspeicherumlage auf die Bilanzkreisverantwortlichen umgelegt werden.

Ein im Auftrag der Bundesnetzagentur erstelltes [Gutachten](#) der Strategien für die Bewirtschaftung von Gasspeichern durch THE empfiehlt, dass in Zukunft THE die zur Einspeicherung notwendigen Gasmengen möglichst am Terminmarkt beschaffen und diese auch möglichst zeitgleich am Terminmarkt für den geplanten physischen Ausspeicherzeitraum vollständig absichern sollte. Bei der Bewirtschaftung schneller Speicher sollte zudem geprüft werden, ob THE mit angemessenem Aufwand auch eine dynamische Terminstrategie (Intrinsic Rolling) umsetzen kann.

Mit Blick auf die analoge Fragestellung in der Schweiz lässt sich somit feststellen, dass Deutschland Aufgaben im Bereich der Bewältigung von kurz- und mittelfristigen Versorgungsempässen dem deutschen MGV übertragen hat. Dieser nimmt eine aktive Bewirtschaftung der Gasspeicher vor.

---

<sup>14</sup> § 35b EnWG.

### 3 Grundlegende Modelle zur Sicherstellung der Gasversorgung in Notlagen

Im vorliegenden Kapitel werden grundlegende Modelle entwickelt, welche anschliessend bewertet werden. **Abbildung 2** stellt das Vorgehen schematisch dar.

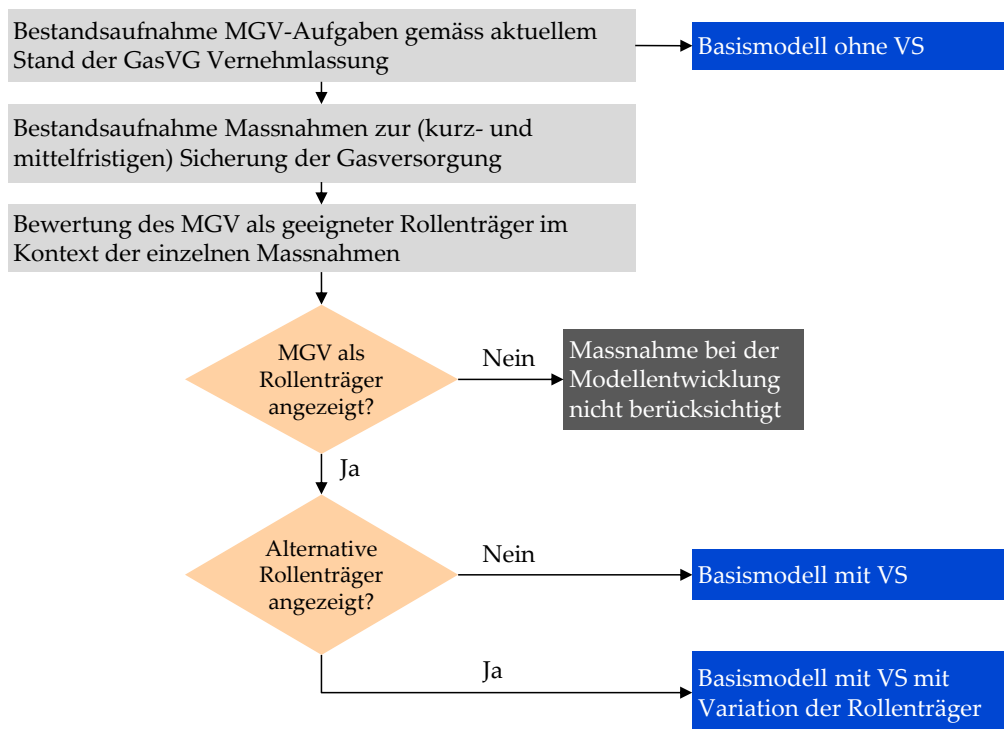
Der Ausgangspunkt ist das Erfassen der Aufgabenbereiche des MGV gemäss dem Stand der GasVG Vernehmlassung von 2019. Basierend darauf wird ein Basismodell erstellt, das den Aufgabenbereich des MGV ohne den Einbezug möglicher weiterer Versorgungssicherheitsaufgaben darstellt («Basismodell ohne VS»).

Zusätzlich wird der aktuelle Bestand an Massnahmen zur Sicherstellung der Gasversorgungssicherheit in der Schweiz erfasst. Das Ergebnis ist eine ganzheitliche Zusammenstellung möglicher Massnahmen zur Sicherstellung der Gasversorgungssicherheit, in die der MGV grundsätzlich integriert werden könnte.

Anschliessend wird bewertet, ob es grundsätzlich angezeigt ist, dem MGV Verantwortlichkeiten hinsichtlich der Vorbereitung und Umsetzung der verschiedenen Massnahmen zuzusprechen. Falls dies der Fall ist, wird bewertet, ob noch alternative Rollenträger für dieselbe Rolle in Frage kommen. Ist dies nicht der Fall, wird das «Basismodell ohne VS» um die jeweilige Versorgungssicherheitsaufgabe des MGV erweitert. Das Resultat ist das «Basismodell mit VS».

Falls für die Rolle des MGV im Kontext der jeweiligen Massnahmen grundsätzlich noch alternative Rollenträger in Frage kommen, werden entsprechende Variationen des «Basismodell mit VS» abgeleitet.

**Abbildung 2: Vorgehen bei der Modellherleitung**



Quelle: Eigene Darstellung

### 3.1 Aufgaben MGV ohne Versorgungssicherheitsaufgaben («Basismodell ohne VS»)

Wie bereits in Kapitel 2.1 erwähnt, sind gemäss der GasVG Vernehmlassung 2019 unter anderem folgende Aufgabenbereiche für den MGV vorgesehen:

- Bewirtschaftung der Kapazitäten des Schweizer Gastransportnetzes<sup>15</sup>;
- Bilanzmanagement<sup>16</sup>;
- Betrieb einer Plattform, die es den Bilanzgruppen ermöglicht, Gasmengen untereinander und mit ausländischen Marktgebieten auszutauschen<sup>17</sup>;
- Basis-Aufgaben im Bereich der Versorgungssicherheit gemäss Aussagen in der Vernehmlassungsvorlage: Erstellung Frühwarnsystem auf der Grundlage der Bilanzierung.

Die Vernehmlassung des GasVG hat gezeigt, dass Bilanzmanagement und Kapazitätsbewirtschaftung durch den MGV grundsätzlich breit unterstützt werden.<sup>18</sup> Entsprechend wird in der folgenden Analyse in allen untersuchten Modellvarianten angenommen, dass der MGV für diese Aufgaben zuständig sein wird. Die Aufgaben werden bei der Bewertung der Entflechtung, Governance, und Kapitalisierung des MGV berücksichtigt, wobei je nach Modellvariante noch weitere Aufgaben im Bereich Gasversorgungssicherheit hinzukommen.

### 3.2 Bestandesaufnahme der Massnahmen zur Sicherstellung der Gasversorgung

In Bezug auf die Sicherstellung der Gasversorgung in der Schweiz kann grundsätzlich zwischen folgenden Kategorien von Massnahmen unterschieden werden:<sup>19</sup>

- Massnahmen zur Sicherstellung des stabilen Netzbetriebs,
- Massnahmen zur langfristigen Sicherstellung der Gasversorgungssicherheit und
- Massnahmen zur Vorbereitung und Bewältigung einer schweren Gasmangellage.

Die **Sicherstellung eines stabilen und effizienten Netzbetriebs** bildet ein wichtiger Beitrag zur Sicherung der unmittelbaren Gasversorgungssicherheit. Hier nimmt der MGV bereits im Grundmodell eine zentrale Rolle ein, da er laut GasVG Vernehmlassung insbesondere das Bilanzmanagement und die Bewirtschaftung von Kapazitäten und Netzengpässen übernimmt. Wie in Abschnitt 3.1 bereits erwähnt, wird in der vorliegenden Studie angenommen, dass der MGV in jedem Fall, also in allen untersuchten Modellvarianten, diese Aufgaben übernehmen wird. Die Modellvarianten werden sich dahingehend nicht unterscheiden.

---

<sup>15</sup> [Art. 15 GasVG Vernehmlassungsvorlage.](#)

<sup>16</sup> [Art. 24 GasVG Vernehmlassungsvorlage.](#)

<sup>17</sup> [Art. 26 GasVG Vernehmlassungsvorlage.](#)

<sup>18</sup> UVEK (2023), Gasversorgungsgesetz. Bericht über die Ergebnisse der Vernehmlassung.

<sup>19</sup> Bundesrat (2022). Essentielle Güter. Wirtschaftliche Abhängigkeit verringern, Bericht des Bundesrates in Erfüllung der Motion 20.3268 Häberli-Koller vom 4. Mai 2020.

Für die Sicherung der **langfristigen Versorgungssicherheit** werden primär strukturelle Massnahmen eingesetzt. Diese richten sich vorwiegend nach der sektoriellen Strategie der zuständigen Bundesstellen (UVEK, BFE, etc.).<sup>20</sup> Beispielsweise handelt es sich um Bestrebungen zur langfristigen Reduktion des Erdgasverbrauchs und zum Zubau von Erdgasalternativen wie Wasserstoff oder Biogas. Solche Massnahmen betreffen nicht direkt die Tätigkeit des MGV und sind demnach **nicht Gegenstand des vorliegenden Berichts**. Sie fliessen nicht in die Herleitung der MGV-Modelle mit ein. Es ist allerdings zu erwähnen, dass mit dem GasVG die Versorgungssicherheit langfristig optimiert werden soll, indem die Marktregeln im Schweizer Gasmarkt denjenigen der EU angepasst werden, was den gegenseitigen Austausch von Erdgas vereinfacht.<sup>21</sup> Insofern diese Bestimmungen direkt den MGV betreffen, sind sie bereits im Grundmodell beinhaltet und werden daher bei der Bewertung aller Modellvarianten berücksichtigt.

Im Folgenden im Vordergrund stehen **Massnahmen zur Vorbeugung und zur Bewältigung von Mangellagen**. Es werden also Modellvarianten hergeleitet und bewertet, die sich in Bezug auf die Übernahme solcher Aufgaben durch den MGV unterscheiden. Zur Vorbereitung und Bewältigung einer Gasmangellage gehören hauptsächlich Instrumente, die der WL zur Verfügung stehen, um entweder Notlagen vorzubeugen oder unmittelbar drohende bzw. bereits eingetretene schwere Mangellagen zu bewältigen. Diese Massnahmen sind in erster Linie durch das LVG und daraus abgeleitete Verordnungen geregelt.<sup>22</sup> Zudem existieren Massnahmen, deren Bezug zur schweren Gasmangellage nur mittelbar ist und die einen vorwiegend präventiven Charakter aufweisen. **Tabelle 1** und **Tabelle 2** zeigen Auflistungen der aktuell verwendeten **vorbeugenden Massnahmen** bzw. **Interventionsmassnahmen** zur Begegnung einer schweren Mangellage.

**Tabelle 1: Aktuelle präventive und vorbereitende Massnahmen**

Massnahme	Beschreibung	Rechtsgrundlage
<b>Monitoring und Bewertung Versorgungslage</b>	<p>Zur Überwachung der Gasversorgungslage werden bereits heute Monitoringsysteme betrieben. Die <b>VOGW</b> sieht vor, dass der Fachbereich Energie ein Monitoringsystem zur Beobachtung der Versorgungslage betreibt.</p> <p>Die GasVG Vernehmlassungsvorlage sieht eine Überwachung der generellen Versorgungslage durch das BFE und die Bereitstellung eines Frühwarnsystems durch den MGV vor. Im Rahmen der Vernehmlassung gab es Forderungen nach einer Überwachung durch die EnCom (analog zum StromVG). Im Strombereich unterscheidet sich die Ausrichtung der Überwachungsaufgaben von Swissgrid und des Fachbereichs Energie auf der einen Seite und diejenige der ElCom auf der anderen Seite. Die Monitorings ergänzen sich: Der Fokus der WL und Swissgrid liegt gemäss Art. 1a VOEW auf der aktuellen Versorgungslage und die kurzfristige</p>	LVG, VOGW

<sup>20</sup> Bundesrat (2022). Essentielle Güter. Wirtschaftliche Abhängigkeit verringern, Bericht des Bundesrates in Erfüllung der Motion 20.3268 Häberli-Koller vom 4. Mai 2020.

<sup>21</sup> Bundesrat (2019), Gasversorgungsgesetz. Erläuternder Bericht zur Vernehmlassungsvorlage.

<sup>22</sup> Dazu gehört auch [die Verordnung über die Sicherstellung der Lieferkapazitäten bei einer schweren Mangellage in der Erdgasversorgung \(SV\)](#).

	Entwicklung der Stromversorgung zur frühzeitigen Erkennung von Versorgungsengpässen. Das Monitoring der ElCom ist in Art. 22 Abs. 3 StromVG definiert und primär auf die Überwachung der kurzfristigen Netzsicherheit sowie der mittel- und langfristigen Versorgungssicherheit ausgerichtet.	
<b>Ersatzpflichtlagerhaltung</b>	Die Erdgaspflichtlagerverordnung regelt die Ersatzpflichtlagerhaltung von Heizöl extra-leicht, welches bei einer Gasmangellage zur Versorgung von Zweistoffanlagen verwendet werden kann. Lagerpflichtige Importeure schliessen mit dem BWL einen Pflichtlagervertrag ab und verpflichten sich zur Finanzierung eines Garantiefonds, welcher durch den Verein Provisiogas verwaltet wird. Aktuell haben 15 Importeure einen solchen Vertrag abgeschlossen, vgl. <a href="#">Mitglieder Provisiogas</a> (vgl. auch 2.2.1.2).	LVG, Erdgaspflichtlagerverordnung
<b>Sicherstellung Gasreserve im Ausland inkl. Transportkapazitäten in die Schweiz</b>	Die Sicherstellungsverordnung beinhaltet die Einspeicherung von mindestens 15 Prozent des durchschnittlichen schweizerischen Jahresverbrauchs in handelsüblicher Qualität in ausländischen Speichereinrichtungen. Zudem waren im Winter 2022/2023 Optionen für den Kauf von Gas Teil der Gasreserve vorgesehen (vgl. Abschnitt 2.2.1.4 für Details).	LVG, SV

Quelle: Massnahmenbericht 2019 (BWL, 2019), VOGW, Erdgaspflichtlagerverordnung

**Tabelle 2: Interventionsmassnahmen bei einer schweren Mangellage**

Massnahme	Beschreibung	Rechtsgrundlage
<b>Sparappelle Erdgasverbrauch</b>	Offizielle Sparappelle an Erdgasverbraucher.	LVG
<b>Ausservertragliche Umschaltung Erdgas</b>	In der Erdgaswirtschaft ist die vertraglich geregelte Umschaltung von Zweistoffanlagen auf den Ersatzbrennstoff Heizöl eine häufig angewandte Praxis. Diese Umstellung auf einen anderen Energieträger ermöglicht es den Erdgasversorgern, ihre Beschaffungsplanung weniger stark auf extreme Bedarfsspitzen auszurichten. Im Falle einer Versorgungsstörung können zusätzlich zu den vertraglich vereinbarten Umschaltungen auch ausservertragliche Umschaltungen angeordnet werden.	LVG
<b>Ersatzpflichtlagerfreigabe</b>	Wenn die durch die verordnete Umschaltung von Zweistoffanlagen zusätzlich nachgefragte Menge an Heizöl nicht auf dem freien Markt verfügbar ist, kann der DWL beim Bundesrat die Freigabe von Erdgasersatzpflichtlagern beantragen.	LVG
<b>Schrittweise Steigerung von Einschränkungen und Verboten für gewisse Anwendungen</b>	Falls diese Bewirtschaftungsmassnahmen nicht ausreichen, um der Mangellage zu begegnen und sich eine weitere Verschlechterung der Versorgungslage abzeichnet, können per Verordnung Verbrauchsbeschränkungen und Verbote bestimmter Verwendungszwecke erlassen werden. Die Verwendung von Gas in den Bereichen Freizeit und Wellness sowie nicht-betriebsrelevante Anwendungen können verboten werden. Lebenswichtige Güter und Dienstleistungen dürfen nicht wesentlich betroffen sein.	LVG, Verordnung
<b>Kontingentierung nicht geschützter Einstoffanlagen</b>	Falls ausservertragliche Umschaltungen und Sparappelle nicht ausreichen, um eine Versorgungsstörung beim Erdgas zu bewältigen, kann der Verbrauch zusätzlich durch eine Kontingentierung der Erdgaslieferungen an die nicht geschützten Einstoffanlagen reduziert werden. Betroffenen Gaskunden haben während der Massnahme nur Anspruch auf eine reduzierte Gasmenge (Kontingent), die auf der Basis des bisherigen Verbrauchs und eines bestimmten Kontingentierungssatzes berechnet wird.	LVG

Quelle: [Massnahmenbericht 2019 \(BWL, 2019\)](#), [Faktenblatt Massnahmen schwere Gasmangellage \(BWL, 2022\)](#)



### 3.3 Einordnung MGV als möglicher Rollenträger

Vor dem Hintergrund des in Abschnitt 3.1 hergeleiteten Aufgabenprofils des MGV wird im vorliegenden Abschnitt bewertet, ob zusätzliche Verantwortlichkeiten in der Vorbereitung und Umsetzung der in Abschnitt 3.2 beschriebenen Massnahmen als unvermeidbar zu betrachten sind.

**Tabelle 3** fasst die Resultate dieser Auswertung zusammen. Die Details finden sich nachfolgend.

**Tabelle 3: Einordnung MGV hinsichtlich Massnahmen Versorgungssicherheit**

Massnahme	MGV als Rollenträger angezeigt?	Falls ja, alternative Rollenträger?	Schlussfolgerung
<b>Monitoring der Versorgungslage</b>	Ja, als Betreiber eines Monitoringsystems	-	Datenlieferung als Bestandteil des Aufgabenprofils des MGV
<b>Ersatzpflichtlagerhaltung</b>	Nein	-	Keine Aufgabe für MGV
<b>Sicherstellung Gas im Ausland inkl. Transportkapazitäten in die Schweiz, ggf. durch Optionen</b>	Ja	Ja: RNB's oder Regionalgesellschaften, Importeure oder Lieferanten als Alternative.	Alternativen aufzeigen und bewerten
<b>Sparappelle Erdgasverbrauch</b>	Nein	-	Keine Aufgabe für MGV
<b>Ausservertragliche Umschaltung Erdgas</b>	Nein	-	Keine Aufgabe für MGV
<b>Pflichtlagerfreigabe</b>	Nein	-	Keine Aufgabe für MGV
<b>Verbrauchsbeschränkungen und Verbote</b>	Nein	-	Keine Aufgabe für MGV
<b>Kontingentierung nicht geschützter Einstoffanlagen</b>	Nein	-	Keine Aufgabe für MGV

Quelle: Eigene Darstellung

#### Monitoring der Versorgungslage

Zur ganzheitlichen Überwachung der Erdgasversorgungslage wird einerseits ein **Monitoringsystem** benötigt, das alle relevanten Informationen für die Beurteilung der Versorgungslage kontinuierlich aufbereitet, und andererseits eine **Aufsicht**, die die Versorgungslage aufgrund der vorhandenen Informationen beurteilt.

Zur Überwachung der Gasversorgungslage werden bereits heute Monitoringsysteme betrieben. Die **VOGW** sieht vor, dass der Fachbereich Energie ein Monitoringsystem zur Beobachtung der Versorgungslage betreibt. Zudem sieht die GasVG Vernehmlassungsvorlage eine Überwachung der Gasversorgungslage durch das BFE vor, wobei der MGV ein Frühwarnsystem betreiben soll.

Im Rahmen der Vernehmlassung gab es Forderungen nach einer Beobachtung der Versorgungslage durch die EnCom. Diese Lösung wäre konsistent mit dem Stromversorgungsgesetz (StromVG). Im Strombereich unterscheidet sich die Ausrichtung der Beobachtung der

Versorgungslage von Swissgrid und Fachbereich Energie auf der einen Seite und der ElCom auf der anderen Seite. Der Fokus der WL und Swissgrid liegt auf der aktuellen Versorgungslage und die kurzfristige Entwicklung der Stromversorgung zur frühzeitigen Erkennung von Versorgungsengpässen. Die Aufsicht der ElCom ist in Art. 22 Abs. 3 StromVG definiert und primär auf die Überwachung der kurzfristige Netzsicherheit, sowie der mittel- und langfristige Versorgungssicherheit ausgerichtet. Eine ähnliche Aufgabenteilung ist im Bereich Erdgas denkbar.

Eine vertiefte Beurteilung der Aufgabenteilung zwischen BFE, EnCom und Fachbereich Energie ist nicht Bestandteil der vorliegenden Studie. Dennoch ist festzuhalten, dass der MGV für diese Aufsichtsfunktion eher nicht in Frage kommt. Als Verantwortlicher für das Bilanzmanagement und die Kapazitätsbewirtschaftung kommt der MGV allerdings als **Betreiber des Monitoringsystems** in Frage, wie in der GasVG Vernehmlassungsvorlage. Dies ist konsistent mit der GasVG Vernehmlassung, die den MGV verpflichten will, ein Frühwarnsystem auf der Grundlage der Bilanzierung zu betreiben. Erstens werden Bilanzgruppenverantwortliche den MGV voraussichtlich über die Gasmengen informieren müssen, die ihre Bilanzgruppe kurzfristig ein- und auszuspeisen plant.<sup>23</sup> Zweitens wird der MGV durch das Bilanzmanagement über die Preise für externe Regelernergie informiert sein. Diese Information ist zwar nicht ausreichend für die ganzheitliche Überwachung der Versorgungslage, stellt aber einen potenziell wichtigen Input dar. Die Rolle des MGV als Betreiber eines Monitoringsystems wird in den weiterführenden Analysen entsprechend bewertet.

### **Ersatzpflichtlagerhaltung und Pflichtlagerfreigabe**

Die Ersatzpflichtlagerhaltung von Erdöl extraleicht wird periodisch durch das BWL überprüft.<sup>24</sup> Zudem wurde die Pflichtlagerfreigabe in der Vergangenheit bereits erfolgreich umgesetzt.<sup>25</sup> Wettbewerbsverzerrungen werden weitgehend vermieden, indem alle Importeure gemäss ihren Importvolumen verpflichtet werden, einen Beitrag zur Ersatzpflichtlagerhaltung zu leisten. Weiter sind die verantwortlichen Organisationen, insbesondere Carbura und Provisiogas, relativ schlank ausgestaltet.

Die Integration des MGV in die Ersatzpflichtlagerhaltung von Erdöl extraleicht ist demnach nicht als notwendig zu betrachten.

### **Sicherstellung Gas (inkl. Umsetzung Erdgasreserve)**

Aktuell überträgt die Sicherstellungsverordnung den Regionalgesellschaften die Verantwortung für die Sicherstellung bzw. Umsetzung der Gasreserve. Wie bereits in Abschnitt 2.2.1.4 erwähnt, ist dies keine langfristige Lösung und wird teilweise kritisch betrachtet. Zudem werden in Europa alternative Ansätze angewandt. Beispielsweise wird der

---

<sup>23</sup> Art. 24 Abs. 2 GasVG.

<sup>24</sup> [BWL \(2019b\)](#), Bericht zur Vorratshaltung 2019.

<sup>25</sup> [Bundesrat \(2022\)](#), Essentielle Güter. Wirtschaftliche Abhängigkeit verringern, Bericht des Bundesrates in Erfüllung der Motion 20.3268 Häberli-Koller vom 4. Mai 2020.



deutsche MGV bei Bedarf mit der Befüllung der deutschen Erdgasspeicher beauftragt. Obwohl Deutschland über eigene Erdgasspeicher verfügt und dementsprechend nicht direkt mit der Schweiz vergleichbar ist, sollte die Sicherstellung einer Erdgasreserve durch den Schweizer MGV nicht ausgeschlossen werden.

Neben dem MGV kommen allerdings auch andere Rollenträger für die Sicherstellung einer Erdgasreserve in Frage. Dazu gehören folgende Akteure:

- Im Rahmen der Sicherstellungsverordnung werden aktuell die **Regionalgesellschaften** zur Sicherstellung einer Gasreserve in ausländischen Speichern beauftragt. Als Betreiber des Schweizer Hochdrucktransportnetzes sind sie als Transporteur und teilweise auch als Einkäufer direkt in die Schweizer Erdgaswertschöpfungskette eingebunden. Es ist naheliegend, dass die vorhandenen Kompetenzen im Bezug und Transport von Erdgas auch im Kontext der Sicherstellung einer ausländischen Gasspeicherreserve genutzt werden könnten. Zudem haben die Regionalgesellschaften im vergangenen Winter bereits Erfahrungen im Erwerb von Gasreserven im Ausland gesammelt. Entsprechend ist eine Beibehaltung der Verantwortung für die Sicherstellung einer ausländischen Gasreserve an die Regionalgesellschaften zu prüfen.
- Als alternativer Rollenträger kommen zudem die **Versorger der Schweizer Endkunden** in Frage (Lieferanten). Diese sind oft vertikal integrierte Gasversorgungsunternehmen, die als Betreiber der lokalen Verteilnetze und als Gaseinkäufer, teilweise auch als Importeure, tätig sind. Zudem umfasst dieser Begriff die drei sogenannten Drittlieferanten, also Lieferanten von ausserhalb der traditionellen Gasbranche, die das Netz zur Versorgung ihrer Kunden nutzen. Grösse und Tätigkeitsbereich variieren allerdings stark zwischen den einzelnen Gasversorgungsunternehmen, sodass die notwendigen Kompetenzen zur Sicherstellung einer ausländischen Gasspeicherreserve nicht unbedingt bei allen Unternehmen vorhanden sind. Trotzdem werden sie als potentielle Rollenträger geprüft.
- Zu den aktuell 15 **Erdgasimporteuren**, welche Provisiogas als Mitglieder aufführt, zählen die Regionalgesellschaften sowie einzelne lokale Gasversorgungsunternehmen und Beschaffungsunternehmen.<sup>26</sup> Sie beschaffen Erdgas direkt an den Europäischen Grosshandelsmärkten. Aufgrund ihrer Tätigkeit als Importeure sind bei diesen Unternehmen die Kompetenzen zur Erdgasbeschaffung vorhanden, die wiederum zur Sicherstellung einer ausländischen Gasspeicherreserve genutzt werden könnten. Entsprechend ist eine Übertragung dieser Verantwortung an die Schweizer Importeure zu prüfen.

### Sparappelle Erdgasverbrauch

Sparappelle erfolgen durch offizielle Informationskampagnen und sind direkt an Erdgasverbraucher gerichtet. Sie erfolgen in einem ersten Schritt durch den Bund. Nachgelagert gelangt die Erdgasbranche mit Detailinformationen direkt an ihre Kunden und die

---

<sup>26</sup> <https://www.provisiogas.ch/mitglieder/>.

Öffentlichkeit.<sup>27</sup> Demzufolge sind vorrangig der Bund, Erdgaslieferanten und Endkunden involviert.

Eine Involvierung des MGV in die Vorbereitung und Umsetzung der Sparappelle ist nicht angezeigt. Andere Marktteilnehmer betreiben in normalen Versorgungslagen direkte Kontakte mit Erdgasendkunden und sind entsprechend besser aufgestellt, Sparappelle in einer Mangellage effizient zu übermitteln.

### **Ausservertragliche Umschaltung Erdgas**

Umschaltungen von Zweistoffanlagen finden auch in normalen Zeiten auf freiwilliger Basis sowie im Rahmen der vertraglichen Vereinbarungen zwischen Gaslieferanten und den Endverbrauchern statt. Die ausservertragliche Umschaltung von Zweistoffanlagen involviert entsprechend vorrangig Gaslieferanten und Endverbraucher. Der Fachbereich Energie der WL betreibt ein Monitoring des Umschaltpotentials der Gasbranche.

Aufgrund seiner Aufgaben im Bilanzmanagement und Kapazitätsbewirtschaftung ist der MGV als Rollenträger kaum angezeigt. Die Umsetzung der Massnahme findet in Versorgungsstufen statt, die dem MGV nachgelagert sind.

### **Verbrauchsbeschränkungen und Verbote**

Die Massnahme involviert in erster Linie Erdgaskunden, die zur Einschränkung ihres Verbrauchsverhalten verpflichtet werden. Zur Überwachung der Massnumen Umsetzung dürften die Kantone, welche heute diese Funktion übernehmen, grundsätzlich weiterhin geeignet sein. Es stellt sich die Frage, wer künftig die Messwerte zum tatsächlichen Verbrauch erhebt und wem er diese Informationen übergeben muss.

### **Kontingentierung ungeschützter Einstoffanlagen**

Ähnlich der Massnahme zur ausservertraglichen Umschaltung von Zweistoffanlagen involviert die Vorbereitung und Umsetzung der Kontingentierung ungeschützter Einstoffanlagen primär die lokalen Gasversorgungslieferanten und Endkunden. Die Kontingentierung wird aufgrund des bisherigen Verbrauchs der Endkunden bestimmt. Diese Informationen sind bei den lokalen Gasversorgungsunternehmen situiert. Auf Stufe des Bilanzmanagement und der Kapazitätsbewirtschaftung erhält der MGV von den Bilanzverantwortlichen voraussichtlich stärker aggregierte Verbrauchsprognosen, die sich nicht direkt als Grundlage für die Kontingentierung eignen.

Aufgrund dessen ist der MGV als Rollenträger kaum angezeigt.

## **3.4 Alternative Akteure zur Sicherstellung einer Gasreserve**

Im vorliegenden Abschnitt werden die möglichen Akteure zur Sicherstellung einer Gasreserve, abgesehen vom MGV, vergleichend auf ihre Eignung bewertet. Das Ziel ist es, denjenigen Akteur zu identifizieren, der vergleichsweise am besten für die Aufgabe geeignet

---

<sup>27</sup> [BWL \(2019a\)](#), Massnahmenbericht 2019.

ist. Die Übertragung der entsprechenden Verantwortlichkeiten an diesen Akteur wird in den folgenden Analysen dann vertieft und mit der Variante MGV verglichen.

**Tabelle 4** fasst den Vergleich zusammen.

**Tabelle 4: Auswertung alternativer Akteure zur Sicherstellung eines Gasspeichers**

	Regionalgesellschaften	Lieferanten	Importeure
<b>Anzahl</b>	5	87	Ca. 15
<b>Zielgerichtet</b>	Decken als Beschaffer nicht die ganze CH ab	Ja	Ja
<b>Kompetenzen vorhanden</b>	I.d.R. ja (solange nicht entbündelt)	Nicht überall	Ja/zumutbar
<b>Zusätzlicher Aufwand der Akteure</b>	Tief/Zumutbar	Hoch/Nicht für alle zumutbar	Tief/Zumutbar
<b>Aufwand Aufsicht</b>	Mittel	Hoch	Mittel
<b>Kostenverrechnung</b>	Netzentgelt	Gastarif	Gastarif
<b>Wettbewerbliche Sicherstellung</b>	Nein	Nur bei Grosskunden	Ja
<b>Wettbewerbsbedingungen</b>	Asymmetrisch	Symmetrisch	Symmetrisch
<b>Entbündelt / diskriminierungsfrei</b>	I.d.R. nein	I.d.R. nein	I.d.R. nein
<b>Fazit</b>	<b>*</b>	<b>*</b>	<b>Empfehlung</b>

Quelle: Swiss Economics

Demnach erachten wir **Importeure als am ehesten geeignet, die Gasreserve alternativ zum MGV umzusetzen**. Wesentliche Punkte, die für Importeure sprechen, sind wettbewerbliche Gründe: Einerseits werden alle Anbieter gleichbehandelt, andererseits stehen diese untereinander im Wettbewerb, sodass ausgehend von einer bereits vorhandenen Sachkompetenz der Akteure von einer wettbewerblichen Sicherstellung ausgegangen werden kann.

Im Vergleich zu den Importeuren sind die **Regionalgesellschaften** für die Sicherstellung der Gasreserve im Ausland als **weniger geeignet** einzustufen:

- Da die Regionalgesellschaften jeweils ein regionales Monopol im Transportnetz besitzen und die Kosten der Gasreserve über das Netzentgelt abrechnen können, ist die wettbewerbliche Sicherstellung nicht gegeben. Es ist kein Wettbewerb vorhanden, der für die Regionalgesellschaften Anreize schafft, die Gasreserve möglichst kostengünstig sicherzustellen.
- Zudem ist der Bezug einer Gasreserve über die Regionalgesellschaften nicht unbedingt zielgerichtet, da diese als Beschaffer nicht die gesamte Schweiz abdecken. In der Schweiz beschaffen neben den Regionalgesellschaften einige Drittlieferanten und Stadtwerke selbstständig Gas. In Kreuzlingen sorgt der lokale Erdgaslieferant zudem autonom (unabhängig von den Regionalgesellschaften) für den Bezug von Erdgas aus dem Ausland und ist diesbezüglich den deutschen Regelungen unterworfen.

- Weiter sind die Regionalgesellschaften teilweise entflochten und nicht mehr in der Beschaffung von Erdgas tätig. Die benötigten Sachkompetenz zur Beschaffung der Gasreserve im Ausland ist also nicht bei allen Regionalgesellschaften vorhanden. Diese Tendenz dürfte mit fortlaufender Marktöffnung und Entflechtung noch zunehmen. Obwohl die Sicherstellungsverordnung gegenwärtig die Regionalgesellschaften mit der Sicherstellung der Gasreserve beauftragt, wurde die Umsetzung teilweise an externe Beschaffungsunternehmen delegiert.
- Letztlich können mit der Beschaffung der Gasreserve durch die Regionalgesellschaften asymmetrische Wettbewerbsbedingungen entstehen. Die Regionalgesellschaften tragen zusätzliche Kosten, die konkurrierende Importeure beim Bezug und Weitervermarktung ihrer Erdgasimporte nicht berücksichtigen müssen. Die Regionalgesellschaften könnten dadurch, soweit sie diese Kosten nicht über das Netzentgelt neutralisieren dürfen, unter Umständen wettbewerbslich benachteiligt werden. Umgekehrt kann eine Benachteiligung für reine Importeure entstehen, falls die Umsetzung (bspw. Umlagerung der Kosten auf die Netzentgelte oder Zugang zu den Reserven) nicht diskriminierungsfrei erfolgt.

Weiter sind im Vergleich zu den Importeuren auch die **Lieferanten** für die Sicherstellung der Gasreserve im Ausland als **weniger geeignet** einzustufen:

- Die Mehrheit der Lieferanten im Schweizer Erdgasmarkt sind nicht als Importeure tätig. Die nötigen Sachkompetenzen für die Sicherstellung der Erdgasreserve im Ausland sind also mehrheitlich nicht vorhanden. Die zusätzlichen Kosten für die Sicherstellung der Gasreserve könnten für die Lieferanten also vergleichsweise hoch sein. Die hohe Zahl der Lieferanten bedeutet zudem, dass die Aufsicht über die Umsetzung der Gasreserve vergleichsweise aufwändig sein wird.
- Die unvollständige Marktöffnung im Schweizer Gasmarkt bedeutet, dass ein Lieferantenwechsel nur für Grosskunden möglich ist. Bei Kleinkunden ist kein Wettbewerb zwischen Lieferanten vorhanden. Entsprechend haben die Lieferanten nur bedingt einen Anreiz die Gasreserve möglichst kostengünstig sicherzustellen, um eine Abwanderung der Kundschaft an die Konkurrenz zu verhindern.

### 3.5 Art der Gasreserve

Die Schweiz verfügt über keine unterirdische Gasspeicher. Inländische Speicherkapazitäten beschränken sich auf Kugel- und Röhrenspeicher, die primär zur kurzfristigen Sicherstellung der Netzstabilität und des Bilanzmanagements genutzt werden. Sie verfügt nicht über die benötigten Kapazitäten, um Gasreserven, die zur Überbrückung einer schweren Gasmangellage benötigt wären, in einem angemessenen Umfang im Inland einzuspeichern.

Aus diesem Grund ist eine Sicherstellung einer Gasreserve im Ausland und gegebenenfalls die Absicherung der entsprechenden Transportkapazitäten in die Schweiz nötig. In dieser Studie wird angenommen, dass im Gegensatz zu vielen der in Kapitel 3.2 erwähnten Massnahmen, eine solche Gasreserve im GasVG geregelt würde und nicht im LVG.

## Ansätze

Wie bereits beschrieben, wurden im Rahmen der Sicherstellungsverordnung bereits verschiedene Ansätze erprobt, die auch kombiniert werden können:

- Einerseits kann das Gas zur Bildung der Gasreserve eingekauft werden und **in ausländischen Gasspeichern physikalisch eingelagert** werden.
- Andererseits können auch **Optionen** zum Kauf von Gas oder Transportkapazitäten für den Import von Gas in die Schweiz gekauft werden.

Die physikalische Einlagerung von Gas, über welches man Eigentumsrechte ausweisen kann, ist gegenüber Optionen in einer Mangellage als vergleichsweise sicherer einzustufen. Welchen Umfang die Reserve aufweisen soll und ob die Sicherung physikalisch und/oder virtuell über Optionen erfolgen soll, wird in dieser Studie nicht vertieft und kann vom Gesetz- oder ggf. Ordnungsgeber (dynamischer) vorgegeben werden.

Bei der Entscheidungsfindung spielen sowohl die Einspeicherungskosten und Kosten für den Kauf von Optionen als auch das Vorhandensein von Staatsverträgen zwischen der Schweiz und dem Land, in dem die Gasreserve aufgebaut wird, eine massgebliche Rolle. Beide Faktoren werden sich über die Zeit ändern, weshalb diesbezüglich ausreichend Spielraum geschaffen werden sollte.

**Nachfolgend wird unter Gasreserve zumindest eine physikalische Einspeicherung in Verbindung mit der Sicherung von Transportkapazitäten in die Schweiz verstanden.** Sie kann also auch den zusätzlichen Erwerb von Optionen umfassen.

## Bewirtschaftung

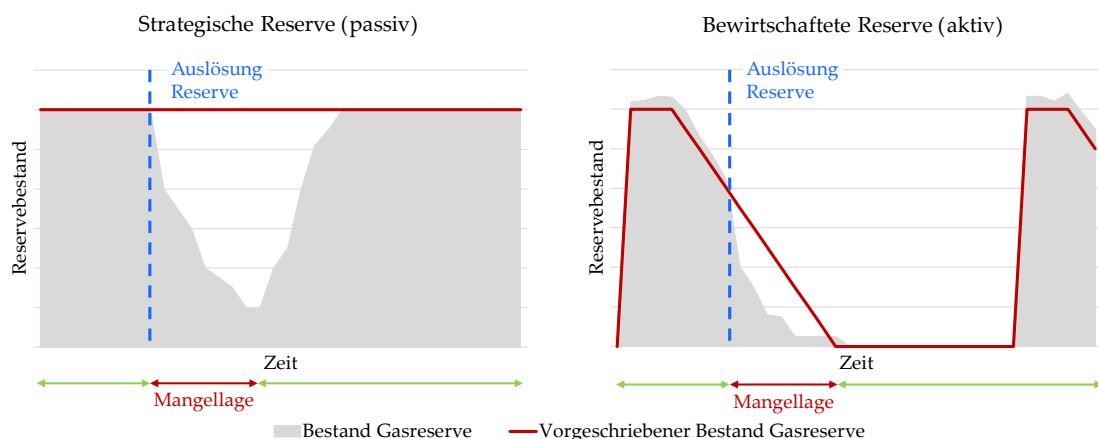
Zur Bewirtschaftung einer solchen Gasreserve können grundsätzlich zwei Ansätze verwendet werden:

- **Strategische Reserve (passiv):** Das für die Reserve notwendige Erdgas, bzw. Option zum Kauf von Erdgas wird einmalig oder in mehreren Schritten beschafft und nur im Falle einer Mangellage wieder verkauft. Es wird somit nicht laufend bewirtschaftet, sondern bleibt als Reserve stets im gleichen Umfang bestehen. Mit der Auslösung durch den zuständigen Akteur wird die Gasreserve in die Schweiz transportiert und verteilt (und danach wieder neu beschafft). Das notwendige Kapital für die Beschaffung der Gasreserve wird somit langfristig gebunden. Da die strategische Reserve in einer normalen Lage nicht veräussert wird, führen Schwankungen im Erdgaspreis lediglich zu Buchgewinnen oder -verlusten.
- **Bewirtschaftete Reserve (aktiv):** Die vorgehaltene Gasreserve wird kontinuierlich bewirtschaftet. Die für die Befüllung des Speichers benötigten Erdgasmengen werden vom zuständigen Akteur am Terminmarkt eingekauft – und später direkt am Spotmarkt

verkauft, sofern keine Mangellage eintritt.<sup>28</sup> Es werden Mindestfüllstände definiert, die bei der Bewirtschaftung durch den zuständigen Akteur nicht unterschritten werden dürfen. Einkäufe haben einen Vorlauf von 6 Monaten zu den Verkäufen und daher ist das Kapital maximal 6 Monate gebunden. Folglich führen Marktpreisänderungen zu realisierten jährlichen Gewinnen und Verlusten.

**Abbildung 3** veranschaulicht beispielhaft die Konzepte der strategischen und aktiv bewirtschafteten Reserve. Bei der strategischen Reserve wird die Gasreserve einmalig im vorgeschriebenen Umfang aufgebaut. In einer normalen Versorgungslage variiert der Bestand der Gasreserve nicht. Nur bei einer Auslösung der Gasreserve während einer Mangellage wird der Bestand zur Verwendung ausgelagert. Hingegen kann der Bestand der bewirtschafteten Reserve variieren. Solange die vorgeschriebenen Mindestbestände eingehalten werden, können Teile der Gasreserve veräußert werden oder neu erworbenes Gas eingelagert werden. Bei der Auslösung der Gasreserve während einer Mangellage werden die Mindestfüllstände unterschritten und das dabei zusätzlich ausgelagerte Gas in die Schweiz transportiert und verteilt. Entsprechend sinkt in den Abbildungen der Bestand (graue Fläche) unter die Mindestvorgabe (rote Linien).

**Abbildung 3: Bewirtschaftungskonzepte der Gasreserve**



Hinweis: Die Abbildung zeigt in rot die vorgegebene, in Gasspeicher einzulagernde Mindestmenge («Reservevorgabe»). Die graue Fläche stellt den effektiven Speicherbestand dar. Der Bestand darf erst unter die rote Vorgabe sinken, wenn die Auslösung der Reserve beschlossen wird.

Quelle: Eigene Darstellung

<sup>28</sup> Ein gleichzeitiger Verkauf auf Termin ist für die Schweiz – im Gegensatz etwa zu THE – keine Option, da das Gas ja in der Mangellage tatsächlich verfügbar sein soll. Ein gleichzeitiger Verkauf auf Termin würde lediglich die Liquidität am entsprechenden Hub im Ausland sicherstellen, würde jedoch nicht für Schweizer Belange zur Verfügung stehen. Insofern können auch keine Optimierungsstrategien mit möglichst niedrigem Risiko wie beispielsweise einem «Rolling Intrinsic» Ansatz gewählt werden. Im Übrigen können bei einer Bewirtschaftung auf dem Terminmarkt auch ohne offene Positionen Verluste auftreten (z.B. negativer Sommer – Winter Spread).





Eine (laufende) Reservebewirtschaftung erfolgt im Wesentlichen schon heute durch einige Importeure (jedoch ohne feste Quote), wobei diese der zu bedienenden Nachfrage folgt. Marktpreisrisiken sind also i.d.R. über eigene Lieferverträge im Wesentlichen abgesichert (sofern der Importeur so viel im Voraus beschafft, wie er auch absehbar liefern muss). Insofern wäre es eine Möglichkeit, von allen Importeuren zu verlangen, anteilig an ihrem Import in die Schweiz ausreichend Gas vorzuhalten (nachfolgend Variante «**IMP aktiv**»). Alternativ kann der MGV in Anlehnung an THE in Deutschland (vgl. Abschnitt 2.3) mit der Aufgabe betraut werden (nachfolgend Variante «**MGV+ aktiv**»).

Die dauerhafte Einlagerung einer Quote der zu bedienenden Nachfrage würde eine neue Aufgabe für Importeure darstellen, welche einen entsprechend erhöhten Kapitalbedarf nach sich zieht. Zudem können Preisrisiken nicht im selben Ausmass über die zu bedienende Nachfrage abgesichert werden, da die Ausspeicherung stärker eingeschränkt ist (bspw. nur in einer Notlage oder gemäss über die Zeit vorgegebenen Speicherfüllquoten). Diese Faktoren könnten zu Eintrittsbarrieren im schweizerischen Importmarkt führen und damit negative Wettbewerbseffekte nach sich ziehen. Langfristig könnte dies den Wettbewerb zwischen Schweizer Lieferanten schwächen, wodurch nicht zuletzt die Anreize für eine kosteneffiziente Beschaffung der Gasreserve geschwächt würden. Ist ein strategischer Gasspeicher angestrebt, ist ein unabhängiger, einzelner Akteur demgegenüber vorzuziehen, wobei sich hierfür der unabhängig ausgestaltete MGV anbietet (nachfolgend Variante «**MGV+ passiv**»). In den folgenden Analysen wird daher die Sicherung eines strategischen Speichers durch Importeure als Modellvariante ausgeschlossen.

Somit werden in Kapitel 4 **drei Modellvarianten** weiterentwickelt, die in **Abbildung 4** zusammengefasst sind:

- Strategische Reserve durch MGV (MGV+ passiv)
- Bewirtschaftete Reserve durch MGV (MGV+ aktiv)
- Bewirtschaftete Reserve durch Importeure (IMP aktiv)

## Abbildung 4: Zusammenfassung Modellherleitung

### 1. Grundaufgaben MGV gemäss VE GasVG 2019 («Basismodell ohne VS»)

- Mitwirkung bei der Koordination des Netzbetriebs und der Netzplanung der Gaswirtschaft sowie mit ausländischen Netzbetreibern (Art. 4 Abs 1 Bst. c VE GasVG);
- Aufgaben im Zusammenhang mit Lieferantenwechseln und bei Wechselprozessen im Zusammenhang mit der regulierten Versorgung und der Ersatzversorgung (Art. 10 VE GasVG);
- Bewirtschaftung der Kapazitäten des Schweizer Gastransportnetzes/ Nutzung der Kapazitäten des Transportnetze (Art. 14 VE GasVG);
- Bewirtschaftung von Netzengpässen im Transportnetz (Art. 15 VE GasVG);
- Festlegung der Netznutzungstarife des Transportnetzes, einschliesslich der Mindestpreise für die Auktion der Kapazitätsprodukte (Art. 18 Abs 1 VE GasVG);
- Bilanzmanagement (Art. 23 ff. VE GasVG);
- Betrieb einer Plattform, die es den Bilanzgruppen ermöglicht, Gasmengen untereinander und mit ausländischen Marktgebieten auszutauschen (Art 26 VE GasVG);
- Mitwirkung bei Datenaustausch und bei Informationsprozessen (Art. 33 VE GasVG);

### 2. Aufgaben MGV im Bereich Versorgungssicherheit («Basismodell mit VS»)

- Betreiber eines Monitoringsystems: Erstellen eines Frühwarnsystems für kritische Versorgungslagen auf der Grundlage der Bilanzierung (konsistent mit erläuterndem Bericht zum VE GasVG soll dies auf Stufe der VO zum GasVG geregelt werden).

### 3. Variationen der MGV Aufgaben im Bereich Versorgungssicherheit

- Zur Sicherstellung einer Gasreserve kommen unterschiedliche Rollenträger und Bewirtschaftungsstrategien in Frage. Folgende drei Modellvarianten werden untersucht:

	MGV+ passiv	MGV+ aktiv	IMP aktiv
Verantwortlicher Gasreserve	MGV	MGV	Importeure
Art der Gasreserve	Strategische Reserve	Bewirtschaftete Reserve	Bewirtschaftete Reserve



## 4 Spezifikation der Modelle

Die in Kapitel 3 hergeleiteten drei Modellvarianten werden nun näher spezifiziert.

### 4.1 Rollenteilung zur Sicherstellung der Erdgasreserve

Im vorliegenden Abschnitt wird eine präzise Aufgabenteilung mit Fokus **Erdgasreserve** zwischen den relevanten Rollenträgern entwickelt. Das Monitoring wird in der abschliessenden Übersicht ebenfalls aufgeführt.

Die Aufgaben werden **entlang der wesentlichen Prozesse** beschrieben:

- Festlegung: Festlegung der Details der Gasreserve und der Grundzüge des Monitorings
- Umsetzung: Umsetzung vor Eintreten der Mangellage
- Auslösung: Entscheid über Verwendung und Verteilung der Gasreserve
- Transport und Verteilung: Transport und Verteilung des Erdgases zu den Endkunden
- Aufsicht: Aufsicht über alle Prozessschritte

#### 4.1.1 Festlegung/Bestimmung Grösse Reserve

Für die strategischen Reserve ist die Menge des vorgehaltenen Gases festzulegen, und für einen bewirtschafteten Speicher zusätzlich der Zeitraum der Vorhaltung zu bestimmen. Weiter ist in beiden Fällen zu bestimmen, welche Zusammensetzung die Gasreserve haben soll (Speicher, Optionen, Gasqualität).

Im Stromsektor ist gegenwärtig die ElCom für die jährliche Bestimmung der Eckwerte der Wasserkraftreserve zuständig.<sup>29</sup> Mit der vorgesehenen EnCom ist im Bereich Gas ein ähnlicher Ansatz vorstellbar. Die gemeinsame Bestimmung der Reserven und die Überwachung der Versorgungssicherheit für sowohl Strom und Gas könnten Komplementaritäten ergeben, die eine ganzheitliche Versorgungsstrategie ermöglichen.

Gleichzeitig ist auch denkbar, dass, gestützt auf das LVG und das neu geschaffene GasVG, das vorzuhaltende Gas- und Speichervolumen direkt auf Verordnungsstufe vom Bundesrat bestimmt wird. Ein solcher Ansatz entspricht der gegenwärtigen Sicherstellungsverordnung, die darauf abzielt, mit der 15 Prozent Regelung der EU konsistent zu bleiben. Nachfolgend wird an dieser Lösung festgehalten. Entsprechend bleibt im Unterschied zum Ansatz im Strombereich die Kompetenz zur Dimensionierung der Gasreserve **beim Bundesrat** und wird nicht an die EnCom übertragen.

---

<sup>29</sup> Art. 2 WResV.

## 4.1.2 Umsetzung: Vorhaltung von Gas und Transportkapazitäten

### Beschaffung Erdgas zur Einlagerung in Speicher

Die Beschaffung des vorzuhaltenden Gases leitet sich direkt aus den Modellvarianten ab. In den Modellen «MGV+ aktiv» und «MGV+ passiv» ist der **MGV** zuständig und im Modell «IMP aktiv» die Schweizer **Importeure**.

### Sicherung Gasreserve und Bewirtschaftung

Wiederum leitet sich die Zuständigkeit für die Sicherung der Speicherkapazitäten in ausländischen Speichern bzw. Optionen sowie für die Bewirtschaftung des vorgehaltenen Gases direkt aus den Modellvarianten ab. In den Modellen «MGV+ aktiv» und «MGV+ passiv» ist der **MGV** zuständig und im Modell «IMP aktiv» die Schweizer **Importeure**.

Welche Zusammensetzung die Gasreserve (Speicher, Optionen, Gasqualität) im Anwendungsfall haben sollen und in welchen Gasspeicher eingelagert werden soll, wird im vorliegenden Bericht nicht vertieft behandelt (vgl. hierzu auch Ausführungen in Abschnitt 3.5).

### Sicherung Transportkapazitäten

Zur Verwendung von Gasreserven im Ausland in der Schweiz sind im wesentlichen folgende Kapazitätsbuchungen notwendig:

- Buchung der Ein- und Ausspeisekapazitäten beim Netzbetreiber im Ausland, an dessen Erdgasnetz der Speicher angeschlossen ist;
- Buchung der Ausspeisekapazitäten an den Grenzübergangspunkten in die Schweiz;

Importeure machen dies bereits im Kontext ihrer laufenden Beschaffungen für ihre Kunden (Schweizer Lieferanten und/oder Endkunden). Insofern benötigt die Variante «IMP aktiv» diesbezüglich lediglich Vorgaben an **Importeure**, dass solche Kapazitäten auch in ausreichendem Ausmass durch die Importeure gebucht werden.

In den Varianten «MGV+ aktiv» und «MGV+ passiv» werden etwaige Buchungen der Importeure in Summe nicht kongruent zu den Speichereinlagerungen des MGV sein. Es sind daher folgende Varianten einer Aufgabenteilung denkbar:

- **Der MGV stellt den Importeuren im Bedarfsfall das ausgespeicherte Gas am ausländischen Handelspunkt zur Verfügung.** Hierfür muss der MGV nur die Kapazitäten zum Speicher sichern, bzw. die Optionen zum Kauf von Erdgas auslösen. Aufgrund von UIOLI-Regelungen («use it or loose it») ist es nicht möglich, diese Ausbuchungen systematisch auf Vorrat zu tätigen, d.h. die Buchung kann erst im Bedarfsfall erfolgen.<sup>30</sup> Die Importeure erwerben das Gas am Handelspunkt und sorgen für den Import in die Schweiz. Zu diesem Zeitpunkt dürften die Importeure zu grösseren Teilen bereits erworbene Transportkapazitäten vorliegen haben, die sie aufgrund der Mangellage aber nicht mehr verwenden können (wenn das von ihnen auf Termin beschaffte Gas verfügbar wäre, müsste die Gasreserve nicht ausgelöst werden). In einer normalen

---

<sup>30</sup> Dies wäre auch nicht sinnvoll, da so systematisch zu viel Ausspeisekapazitäten gebucht würden.

Versorgungslage importieren Importeure aus den drei Nachbarländern Italien, Deutschland und Frankreich. Entsprechend ist anzunehmen, dass die aufgrund der Mangellage ungenutzten Transportkapazitäten auf diese Länder verteilt sein werden. Deshalb könnte es zielführend sein, dass der MGV Erdgasreserven in allen drei Ländern vorhält.

- Alternativ könnten die **Importeure ihre nicht mehr nutzbaren Kapazitäten an den Grenzübergangspunkten an den MGV abgeben**, soweit diese deckungsgleich mit der zu transportierenden Erdgasreserve sind (wovon nicht vollständig auszugehen ist), bzw. der MGV würde Zugriff auf diese erhalten.

## Finanzierung

Für die Finanzierung der Gasreserve ist insbesondere in den beiden Varianten MGV+ zusätzliches Kapital notwendig. In den beiden Modellen hängt die Kapitalisierungsstrategie massgeblich von der Rechtsform des MGV ab. In Kapitel 4.3 werden mögliche Rechtsformen des MGV anhand der Corporate Governance Richtlinien des Bundes bewertet. Denkbar ist demnach die Gründung des MGV entweder als Aktiengesellschaft oder als öffentlich-rechtliche Anstalt. Wird der MGV als Aktiengesellschaft gegründet und aufgabengerecht entflechtet, kann die Kapitalisierung wie in der GasVG Vernehmlassung vorgesehen durch die Gasbranche vorgenommen werden, denkbar sind auch weitere Akteure (vgl. Abschnitt 5.2.2 hierzu). Wird stattdessen eine öffentlich-rechtliche Anstalt vorgeschrieben, wird der MGV mittels Bundesgelder kapitalisiert werden müssen.

Im Modell «IMP aktiv» ist es naheliegend, die Verantwortung über eine ggf. notwendige zusätzliche Kapitalisierung den Importeuren selbst zu übertragen.

Die Quantifizierung des Kapitalbedarfs für die Varianten findet sich in Kapitel 5.1.

Abgesehen von der Kapitalisierung des zuständigen Akteurs werden in allen Modellvarianten die Kosten der Gasreserve an die Endkunden weiterverrechnet. Im Modell «MGV+ passiv» und «MGV+ aktiv» werden die Kosten der Gasreserve über das Netzentgelt an die Endkunden weitergegeben, während im Modell «IMP aktiv» die Kosten für die Gasreserve über die Gastarife der Importeure direkt an den Endkunden weiterverrechnet werden.

## Monitoring und Bewertung der Versorgungslage

Wie bereits in Kapitel 3.3 erwähnt, ist eine vertiefte Beurteilung der Aufgabenteilung im Bereich Aufsicht und Beurteilung der Gasversorgungslage zwischen BFE, EnCom und Fachbereich Energie nicht Bestandteil der vorliegenden Studie. Als Verantwortlicher für das Bilanzmanagement und die Kapazitätsbewirtschaftung wird der MGV in allen Modellvarianten als **Betreiber eines Monitoringsystems** in Frage. Dies ist konsistent mit der GasVG Vernehmlassung, die den MGV verpflichten will, ein Frühwarnsystem auf der Grundlage der Bilanzierung zu betreiben. Erstens werden Bilanzgruppenverantwortliche den MGV voraussichtlich über die Gasmengen informieren müssen, die ihre Bilanzgruppe kurzfristig ein- und auszuspeisen plant.<sup>31</sup> Zweitens wird der MGV durch das

---

<sup>31</sup> Art. 24 Abs. 2 GasVG.

Bilanzmanagement über die Preise für externe Regelenergie informiert sein. Diese Information ist zwar nicht ausreichend für die ganzheitliche Überwachung der Versorgungslage, stellt aber einen potenziell wichtigen Input dar. Die detaillierte Festsetzung der Informationspflichten liegt allerdings wiederum bei den Akteuren mit Aufsichtsfunktion, also EnCom, BFE oder Fachbereich Energie.

### 4.1.3 Auslösung

#### Entscheid über die Auslösung der Gasreserve

Wenn die Gasreserve über das GasVG geregelt wird, ist angezeigt, dass die Auslösung der Reserve über das zuständige Departement, also das UVEK, laufen müsste. Die Auslösung könnte also bspw. direkt über die EnCom oder das UVEK geschehen. Die vorliegende Studie konzentriert sich auf die Rollenverteilung beim MGV und gibt an dieser Stelle keine Empfehlung über die genaue Ausgestaltung des Auslöseverfahrens zwischen UVEK und EnCom ab.

Laut Art. 57 LVG ist der Bundesrat auf Antrag des WBF zuständig für das Auslösen der WL-Massnahmen zuständig. Wie in Abschnitt 2.2.1 beschrieben, sieht die Strategie der WL in einer Gasmangellage weitere Massnahmen vor, die aufeinander abgestimmt werden müssen. Um ein möglichst effizientes Zusammenwirken dieser Interventionsmassnahmen zu gewährleisten, ist angezeigt, dass für das WBF die Möglichkeit geschaffen wird, bei einer Mangellage Anträge zur Auslösung der Gasreserve stellen zu können. Dies auch wenn die Gasreserve über das GasVG geregelt wird und nicht als WL-Interventionsmassnahme gilt. Solche Anträge könnten beispielsweise über den Delegierten für wirtschaftliche Landesversorgung direkt an den Bundesrat oder alternativ an die EnCom gestellt werden.

Weiterhin ist festzuhalten, dass bei einer angespannten Versorgungslage Gaspreise hoch sein können. In diesem Fall entsteht für den Betreiber der Gasreserve ein Anreiz, Druck auf den Entscheidungsträger auszuüben, um eine frühzeitige Auslösung zu bewirken. Je nach Modellvariante sind diese Anreize unterschiedlich ausgeprägt:

- Im Modell «IMP aktiv» könnten Importeure durch die Ausspeicherung in einer angespannten Versorgungslage mit hohen Marktpreisen hohe Gewinne erzielen, soweit sie das Gas nicht für eigene Kunden benötigen. Entsprechend entstehen starke Anreize zur frühzeitigen Vermarktung der Gasreserve bzw. zum Verkauf des in der Mangellage besonders wertvollen Gases an meistbietende Dritte (unter Nichtlieferung an eigene Kunden). Entsprechend ist in dieser Variante wichtig, die Voraussetzungen für die Vermarktung in einer Mangellage klar zu definieren und bei ihrer Nichterfüllung wirksame Sanktionen umzusetzen, d.h. etwaige Zusatzgewinne aus opportunistischem Verhalten zulasten der Versorgungsaufgabe müssten mindestens abgeschöpft werden, wobei das LVG auch einschneidende Massnahmen für die beteiligten Personen vorsieht (vgl. auch nachfolgend Ausführungen in Abschnitt 4.3.2).
- In den Modellen «MGV+ aktiv» und «MGV+ passiv» wird angenommen, dass der MVG nicht gewinnbringend agiert und allfällige Einnahmen von der Vermarktung der

Gasreserve dem Netznutzungsentgelt angerechnet werden. Die Anreize zur frühzeitigen Vermarktung der Gasspeicherreserve sind für den MGV folglich eingeschränkt, unabhängig davon, ob er die Gasspeicherreserve bewirtschaftet oder nicht.

Auch wenn Gasmärkte zusammengebrochen sind und die Vermarktung des Speichergases zu Marktpreisen nicht mehr möglich ist, können aufgrund der in dieser Situation angewandten Preisregulierung ähnliche Anreize entstehen. Folglich ist im Modell «IMP aktiv» ein Entscheidungsträger für die Auslösung der Ausspeicherung zu wählen, der nur schwer durch die Importeure beeinflussbar ist. Dies trifft wohl eher auf die EnCom zu als auf die Milizorganisation der OWL, die teilweise durch Vertreter der Privatwirtschaft besetzt ist.

### **Preissetzung im Bedarfsfall**

Im Falle, dass Gasmärkte bei der Auslösung der Gasspeicherreserve ausgesetzt sind oder nicht mehr schliessen und die Gasreserve nicht zu Marktpreisen vermarktet werden kann oder soll, müssen Preismechanismen exogen bestimmt werden. Unabhängig von der Modellvariante müssten die Grundzüge solcher Preissetzungsregeln eine gesetzliche Grundlage haben und auf Verordnungsebene präzisiert werden. Das LVG kennt bereits die Möglichkeit der Beschränkung von Margen. Die Kompetenz einer hierauf aufbauenden Regelung obliegt dem Bundesrat. Alternativ könnten im Rahmen des GasVG die gesetzlichen Rahmenbedingungen für die Preismechanismen bei einem Marktversagen geschaffen werden.

Die Frage der regulierten Preise stellt sich insbesondere bei Abruf beim MGV. In der Variante «IMP aktiv» wäre zu prüfen, ob Kunden, welche riskante Lieferverträge eingegangen sind (z.B. 100 Prozent Spotmarkt), überhaupt regulatorisch geschützt werden sollen gegenüber Kunden, welche strukturierte Verträge eingegangen sind und somit mindestens kurzfristig gegen Preisschwankungen abgesichert sind. Soweit die Zusatzkosten der Importeure aus den regulatorisch vorgegebenen, i.d.R. erhöhten Gasreserve allen Kunden belastet werden, sollten bei Abruf auch alle Kunden gleichermassen profitieren und umgekehrt.

## **4.1.4 Transport und Verteilung**

### **Transport in die Schweiz im Bedarfsfall**

Im Bedarfsfall muss die im Ausland vorgehaltene Gasreserve in die Schweiz transportiert werden.

In der Modellvariante «IMP aktiv» scheint es naheliegend, den Transport im Bedarfsfall ähnlich abzuwickeln wie in einer normalen Marktlage. Die Schweizer Importeure buchen und finanzieren die notwendigen Kapazitäten im benachbarten Transportnetz (was sie i.d.R. schon getan haben, bevor die Mangellage eintritt).

In den MGV+ Modellen ist es naheliegend, dass der MGV die ausgelöste Gasmenge an die Schweizer Importeure veräussert. Diese haben im Bedarfsfall aufgrund der schweren Mangellage Lieferverträge, welche sie selbst nicht mehr bedienen können. Die damit verbundenen freien Kapazitäten in den benachbarten Transportnetzen sind bereits gebucht und können entsprechend für den Transport der ausgelagerten Gasmenge genutzt werden.

## Transport innerhalb der Schweiz im Bedarfsfall

Aus den obigen Ausführungen ergibt sich für den Transport innerhalb der Schweiz in allen Modellvarianten dieselbe grundlegende Rollenverteilung wie bei einer normalen Versorgungslage. Das aus der Reserve stammende Erdgas gelangt über die Einspeisepunkte an der Schweizer Grenze in das Schweizer Transportnetz.

### Verteilung im Bedarfsfall

Wiederum unterscheidet sich die Verteilung im Bedarfsfall nicht zwischen den Modellvarianten und bleibt im Vergleich zur normalen Versorgungslage unverändert. Zuständig für die Verteilung des Gases zum Endkunden sind die Schweizer Gasversorgungsunternehmen resp. -lieferanten.

#### 4.1.5 Aufsicht

##### Prüfung Umsetzung und Verteilung

Die Massnahmen zur Sicherung der Speicherkapazität und zur allfälligen Bewirtschaftung und Transport der Gasreserve müssen überwacht werden. Bei den bestehenden Massnahmen zur Reservehaltung im Bereich Strom und Gas werden unterschiedliche Rollenträger mit der Aufsicht beauftragt:

- Im Gassektor ist im Rahmen der Sicherstellungsverordnung der Fachbereich Energie der wirtschaftlichen Landesversorgung sowie das BWL verantwortlich für die Aufsicht der Sicherstellung der ausländischen Gasreserve. Dies ist auch konsistent mit dem LVG, welches eine Beaufsichtigung durch das BWL vorsieht.
- Im Stromsektor wird die Wasserkraftreserve von der ElCom mit Swissgrid durchgeführt. Die Wasserkraftreserve stützt sich nicht auf das LVG und ist keine Interventionsmassnahme der WL. Entsprechend ist für deren Auslösung auch in einer Stromangellage die ElCom zuständig, ausser bei Übersteuerung durch Interventionsmassnahme der WL.

Es ist also zu prüfen, ob die im Rahmen des GasVG neu gegründete EnCom oder das BFE zukünftig anstatt des BWL für die Aufsicht über die Gasreserve **während einer normalen Versorgungslage** zuständig sein soll. Eine solche Lösung würde sich insbesondere dann anbieten, wenn die Gasreserve künftig im Rahmen des GasVG reguliert würde.

**Im Falle des Eintretens einer Mangellage** scheint es angebracht, die Aufsicht über die **Verteilung** der Gasspeicherreserve, unabhängig von der Modellvariante, auf das BWL auszuweiten. Bei einer Auslösung der Gasreserve werden unter Umständen bereits andere Interventionsmassnahmen gemäss LVG in Kraft getreten sein. Eine ganzheitliche Aufsicht über die umgesetzten Massnahmen bedingt also, dass auch die Verteilung der Gasreserve vom BWL mit beaufsichtigt wird. Dies schliesst nicht aus, dass in einer Mangellage die EnCom oder das BFE ihre Aufsichtsfunktion abgibt. Stattdessen arbeiten EnCom oder BFE mit dem BWL zusammen, um die Aufsicht über sämtliche Massnahmen zu gewährleisten



## Kostenprüfung

Für die Kostenprüfung des MGV ist gemäss GasVG Vernehmlassung die neu zu schaffende EnCom zuständig. Dies betrifft alle Modellvarianten gleichermaßen. Ebenso ist die EnCom als Aufsichtsorgan über die Umsetzung und Verteilung naheliegend.

Es ist anzumerken, dass bei der Variante «IMP aktiv» die Importeure als Beschaffer der Gasreserve im Wettbewerb zueinanderstehen und damit eine Kostenprüfung im selben Umfang wie beim MGV hinfällig ist. Der Wettbewerb schafft Anreize zur Kostenreduktion.

### 4.1.6 Zusammenfassende Übersicht der Aufgabenteilung

Die obigen Ausführungen lassen sich entlang der obigen Prozessschritte wie folgt darstellen. **Abbildung 5** zeigt die Aufgabenteilung in den Modellvarianten «MGV+ passiv» und «MGV+ aktiv». **Abbildung 6** zeigt die Aufgabenteilung in der Variante IMP aktiv.

**Abbildung 5: Rollenteilung im Modell MGV+ passiv (blau: MGV+ aktiv)**

Festlegung	Umsetzung	Auslösung	Verteilung	Aufsicht
<p><b>BR / BFE</b></p> <p>Bestimmung Grösse Reserve und weitere Anforderungen</p> <p>Internationale Absicherung</p> <p><b>EnCom/BFE/Fachbereich Energie</b></p> <p>Festlegung Informationspflichten für Monitoring</p>	<p><b>MGV</b></p> <p>Beschaffung [aktiv: zus. Verkauf]</p> <p>Erdgas gemäss Vorgaben</p> <p>Einlagerung in Speicher gemäss Vorgaben</p> <p>Sicherstellung</p> <p>Ausspeicherkapazitäten ins ausl. Netz [aktiv: ggf. Weiterverkauf]</p> <p>Finanzierung und Weiterverrechnung der Kosten</p> <p>Betrieb eines Monitoringsystems</p> <p><b>Diverse</b></p> <p>Datenlieferung für Monitoring:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>MGV:</b> Nominationen, Allokationen, Wetterdaten, Speicherstände</li> <li>• <b>Importeure:</b> Speicherstände</li> <li>• <b>Netzbetreiber:</b> Flussdaten</li> </ul> <p><b>EnCom/BFE</b></p> <p>Aufsicht/Beurteilung</p> <p>Versorgungslage mit Fokus Netzstabilität und langfristige Versorgungssicherheit</p> <p><b>BWL</b></p> <p>Aufsicht/Beurteilung</p> <p>Versorgungslage mit Fokus kurz- und mittelfristige Mangellagen</p>	<p><b>EnCom</b></p> <p>Entscheid</p> <p>Auslösung</p> <p>Gasreserve (bei einer Mangellage auf Antrag WBF)</p> <p>Grundsätze</p> <p>Verteilung</p> <p>Vorgaben</p> <p>Pricing</p>	<p><b>MGV</b></p> <p>Zuteilung der Reserve auf Importeure nach deren Bedarfsmeldung zu reguliertem Preis</p> <p>Stellt diesen am ausl. Handlungspunkt das ausgespeicherte Gas zur Verfügung (oder der Importeur gibt seine Kapazitäten in die CH dem MGV ab)</p> <p><b>Importeure</b></p> <p>Zuteilung auf die Lieferanten / eigene Endkunden gemäss Vorgaben</p> <p><b>Netzbetreiber</b></p> <p>Transport und Verteilung gemäss Buchungen der Importeure / Lieferanten</p>	<p><b>EnCom/UVEK</b></p> <p>Prüfung</p> <p>Umsetzung</p> <p>Reserve inkl. Kostenprüfung</p> <p><b>BWL</b></p> <p>Prüfung</p> <p>Verteilung in Mangellage</p> <p><b>BFE / BWL</b></p> <p>Evaluation der Massnahmen</p>

Hinweis: Die blauen Zusätze gelten nur für die Variante «MGV+ aktiv».

Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 6: Rollenteilung im Modell «IMP aktiv»

Festlegung	Umsetzung	Auslösung	Verteilung	Aufsicht
<p><b>BR / BFE</b> Bestimmung Grösse Reserve und weitere Anforderungen</p> <p><b>EnCom/BFE/Fachbereich Energie</b> Festlegung Informationspflichten für Monitoring</p>	<p><b>Importeure</b> Beschaffung und Verkauf von Erdgas in Beachtung der Vorgaben Einlagerung in Speicher gemäss Vorgaben und Ausspeicherung Sicherstellung Ausspeicherkapazitäten ins ausl. Netz Sicherstellung Transportkapazität in die Schweiz, ggf. Weiterverkauf Finanzierung und Weiterverrechnung der Kosten</p> <p><b>Diverse</b> Datenlieferung für Monitoring (betrieben durch <b>MGV</b>):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>MGV</b>: Nominationen, Allokationen, Wetterdaten</li> <li>• <b>Importeure</b>: Speicherstände</li> <li>• <b>Netzbetreiber</b>: Flussdaten</li> </ul> <p><b>EnCom/BFE</b> Aufsicht/Beurteilung Versorgungslage mit Fokus Netzstabilität und langfristige Versorgungssicherheit</p> <p><b>BWL</b> Aufsicht/Beurteilung Versorgungslage mit Fokus kurz- und mittelfristige Mangellagen</p>	<p><b>EnCom</b> Entscheid Auslösung Gasreserve (bei einer Mangellage auf Antrag WBF) Grundsätze Verteilung Vorgaben Pricing</p>	<p><b>Importeure</b> Zuteilung der Reserve auf eigene Kunden (Lieferanten, Endkunden) gemäss Vorgaben</p> <p><b>Netzbetreiber</b> Transport und Verteilung gemäss Buchungen der Importeure / Lieferanten</p>	<p><b>EnCom/UVEK</b> Prüfung der Umsetzung und Haltung Reserve inkl. Kostenprüfung</p> <p><b>BWL</b> Prüfung Verteilung bei Mangellage</p> <p><b>BFE / BWL</b> Evaluation der Massnahmen</p>

Quelle: Eigene Darstellung

## 4.2 Entflechtungsbedarf

In der Studie zur Entflechtung der Schweizer Gasnetzbetreiber, die Swiss Economics für das BFE ausgearbeitet hat (Swiss Economics, 2016), wurde für den MGV eine weitgehende Entflechtung empfohlen. Dies wird damit begründet, dass im Entry/Exit System beim MGV sensible Informationen der gesamten integrierten Bilanzzone zentral verwaltet werden, die einzelne Akteure zu ihrem Vorteil nutzen könnten. Eine strikte funktionale oder eigentumsrechtliche Trennung ist daher notwendig. Diese wird beispielsweise auch im Modell Swissgrid im Strommarkt erreicht. Es ist kein Grund ersichtlich, weshalb diese grundsätzliche Einschätzung bezüglich des Entflechtungsbedarfs des MGV revidiert werden müsste. Die Vernehmlassungsvorlage des GasVG hat diese Empfehlung aufgegriffen und vorgesehen, den MGV rechtlich, organisatorisch, personell, buchhalterisch und informatorisch unabhängig von der übrigen Gaswirtschaft auszugestalten. Wichtig ist insbesondere aufbauend auf den Erfahrungen mit Swissgrid, dass kein Anteilseigner über eine Mehrheitsbeteiligung einen bestimmenden Einfluss nehmen kann und dass eine vollumfängliche personelle Entflechtung (Verwaltungsrat, Geschäftsleitung und weiteres Personal) gewährleistet ist. Zudem ist eine eigenständige Ressourcenausstattung des MGV vorgesehen. Das Eigentum am Transportnetz muss aber nicht zwingend dem MGV übertragen werden (vgl. hierzu Swiss Economics, 2016).



Werden, wie in der Vernehmlassungsvorlage GasVG vorgesehen, dem MGV nun zusätzliche Aufgaben im Bereich der Versorgungssicherheit übertragen, muss auch der Entflechtungsbedarf unter anderem in Bezug auf die ausländische Gasreserve neu beurteilt werden. Wie im Kapitel 3 dargelegt, werden die folgenden drei Modelle zur Sicherstellung der Gasversorgung weiterverfolgt und evaluiert:

- Strategische Reserve durch MGV (MGV+ passiv)
- Bewirtschaftete Reserve durch MGV (MGV+ aktiv)
- Bewirtschaftete Reserve durch Importeure (IMP aktiv)

Mit Blick auf den Entflechtungsbedarf ist vor allem von Bedeutung, dass sich bei einer aktiven Bewirtschaftung die Möglichkeit eines effizienten Einkaufs und der Bereitstellung von Gasreserven eröffnet, andererseits hat der MGV bzw. die IMP zusätzliche Möglichkeiten, den Markt zugunsten eines einzelner Marktteilnehmer zu verzerren.

Die Effizienzgewinne können insbesondere darauf zurückgeführt werden, dass bei aktiver Bewirtschaftung die Differenzen zwischen Gaspreisen für unterschiedliche Lieferzeiträume ausgenutzt werden kann (insbesondere der Winter-Sommer-Spread aber auch kurzfristigen Preisbewegungen). Dabei ist zu beachten, dass Marktpreise im Normalfall der beste Informationsträger für die aggregierten Erwartung aller Marktteilnehmer sind und daher auch die Markteinschätzung zur Versorgungssicherheit widerspiegeln.<sup>32</sup> Eine aktive Bewirtschaftung, die den Marktpreis berücksichtigt, kann effizient sein, sofern der verantwortliche Akteur auch das Risiko trägt (was allerdings in den Varianten MGV+ aktiv und passiv nicht der Fall ist, in denen der MGV die Kosten schadlos weiterreichen kann) und keine weitergehende Interessen im nachgelagerten Markt verfolgt. Mit Blick auf den Entflechtungsbedarf kann daher gefolgert werden, dass die zusätzlichen Aufgaben im Bereich der Versorgungssicherheit nicht zu einem geringeren, allenfalls aber zu einem weitergehenden Entflechtungsbedarf führen.

Wird die gleiche Systematik verwendet wie in der Studie zur Entflechtung der Schweizer Gasnetzbetreiber (Swiss Economics, 2016), kommt folglich nur das Modell Swissgrid oder eine vollständige eigentumsrechtliche Entflechtung in Frage. Nachfolgend wird für die drei Modelle die Beurteilung dieser beiden Entflechtungsstufen vorgenommen. Dafür werden wie in der ursprünglichen Studie die in **Abbildung 7** wiedergegeben Kriterien verwendet (Details zu den einzelnen Kriterien vgl. Swiss Economics, 2016). Zusätzlich wird das Kriterium der Versorgungssicherheit berücksichtigt, also die Frage, inwiefern die Voraussetzungen für eine erfolgreiche Umsetzung Versorgungssicherheitsaufgaben gegeben sind.

---

<sup>32</sup> [Kox et al. \(2023\)](#), Strategien für die Bewirtschaftung von Gasspeichern durch Trading Hub Europe, Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur.

Abbildung 7: Beurteilungsprinzipien und -kriterien

Prinzipien	Ökonomische Kriterien	Weitere Kriterien
<b>Verhältnismässigkeit mit</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Notwendigkeit</li> <li>▪ Zweckmässigkeit</li> <li>▪ Wettbewerbsneutralität</li> <li>▪ Subsidiarität</li> <li>▪ Zeitliche Begrenzung</li> </ul> <b>Transparenz mit</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Einfachheit</li> <li>▪ Kontrollierbarkeit</li> </ul>	<b>Statische Effizienz</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Zugangsbedingungen</li> <li>▪ Produktive Effizienz</li> <li>▪ Regulierungskosten</li> </ul> <b>Dynamische Effizienz</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Effizienzreize</li> <li>▪ Innovationsreize</li> <li>▪ Investitionsreize</li> <li>▪ Wettbewerb</li> <li>▪ Regulierungskosten</li> </ul>	<b>EU-Kompatibilität</b>  <b>(Aufbauend auf Verbändevereinbarung)</b>  <b>Neu: Versorgungssicherheit</b>

Quelle: Aufbauend auf Swiss Economics, 2016

Aufbauend auf diesen Überlegungen können die drei Modelle hinsichtlich des Entflechtungsbedarfs bezüglich der ausländischen Speicherkapazitäten wie folgt beurteilt werden:

- **MGV+ passiv:** Bei diesem Modell gibt es bezüglich des Entflechtungsbedarfs gegenüber der ursprünglichen Beurteilung keine Veränderung.
- **MGV+ aktiv:** Bei aktiver Bewirtschaftung können bei weniger weitgehenden Entflechtung Anreize bestehen, einzelne Marktteilnehmer zu bevorzugen. Dadurch ist einerseits die effiziente Bewirtschaftung aber auch das Ziel der Versorgungssicherheit gefährdet. Nur bei einer vollständigen eigentumsrechtlichen Entflechtung ist eine effiziente Bewirtschaftung gewährleistet. Es lässt sich also der Grundsatz aufstellen, dass eine Entflechtung umso mehr erfolgen muss, je aktiver der MGV die für die Versorgungssicherheit notwendigen Kapazitäten bewirtschaftet. Die Vernehmlassungsvorlage würde hier folglich nicht genügen.
- **IMP aktiv:** Bei einer aktiven Bewirtschaftung durch die Importeure ändert sich bezüglich des Entflechtungsbedarfs des MGV nichts gegenüber dem Modell ohne zusätzliche Anforderungen bezüglich der Versorgungssicherheit. Allerdings muss bei den Importeuren berücksichtigt werden, dass diese, sofern sie nachgelagert weitere Interessen verfolgen, ihre Kapazität ebenfalls ineffizient bewirtschaften könnten. Da keine externe Finanzierung vorgesehen ist und zudem Wettbewerb zwischen den Importeuren besteht, schätzen wir dieses Risiko als sehr tief ein.

**Tabelle 5** fasst die Beurteilung des Entflechtungsbedarfs des MGV für die verschiedenen Modelle zusammen. Es folgt daraus, dass bei aktiver Bewirtschaftung durch den MGV eine vollständig eigentumsrechtliche Entflechtung des MGV notwendig ist. Bei passiver Bewirtschaftung kann ein Modell im Einklang mit der Vernehmlassungsvorlage GasVG analog zur Swissgrid umgesetzt werden (jedoch ohne Übertragung des Rohrleitungsnetzes an den MGV). Bei einer aktiven Bewirtschaftung durch die Importeure ändert sich bezüglich des Entflechtungsbedarfs des MGV nichts.

**Tabelle 5: Beurteilung des Entflechtungsbedarfs eines MGV bei ausländischen Gasreserve**

Mögliches Entflechtungsmodell	IMP aktiv		MGV+ passiv		MGV+ aktiv	
	Modell Swissgrid ohne Netzübertragung	vollständige eigentumsrechtliche Entflechtung	Modell Swissgrid ohne Netzübertragung	vollständige eigentumsrechtliche Entflechtung	Modell Swissgrid ohne Netzübertragung	vollständige eigentumsrechtliche Entflechtung
Verhältnismässigkeit	■	■	■	■	■	■
Transparenz	■	■	■	■	■	■
Statische Effizienz	■	■	■	■	■	■
Dynamische Effizienz	■	■	■	■	■	■
EU-Kompatibilität	■	■	■	■	■	■
Aufbauend auf VV	■	■	■	■	■	■
Versorgungssicherheit	■	■	■	■	■	■
Fazit	✓	✗	✓	✗	✗	✓

Hinweis: Grün gute Bewertung; orange Bedenken vorhanden, grau nicht bewertet.

Quelle: Aufbauend auf Swiss Economics, 2016

### 4.3 Governance-Richtlinien des Bundesrates und Steuerungsinstrumente

Im Corporate-Governance-Bericht vom 13. September 2006 sowie im Zusatzbericht vom 25. März 2009 stellt der Bundesrat 37 Leitsätze auf, die bei der Ausgestaltung, Steuerung und Kontrolle von verselbständigten Einheiten des Bundes, die öffentliche Aufgaben des Bundes erfüllen, als *Richtlinien* berücksichtigt werden sollen. Die Leitsätze haben keine Rechtsverbindlichkeit, Abweichungen sind jedoch zu begründen („*Comply or explain*“-Prinzip).

Bei der Ausgestaltung der Aufgabenträger für die Sicherstellung der Versorgung mit Gas sind zum einen die Leitsätze zur Corporate Governance und insbesondere die Aufgabentypologie zu prüfen. Andererseits ist auf die Spezifika des zu regulierenden Marktes und auf die für die Aufgabenerfüllung nötige Kapitalausstattung des betroffenen Aufgabenträgers Rücksicht zu nehmen.

Die Richtlinien des Bundesrates beantworten drei Fragen der Eignerpolitik des Bundes:

- Welche Aufgaben eignen sich für eine ausgelagerte Erfüllung? (Aufgabentypologie)
- Wie sollen die mit der Erfüllung solcher Aufgaben betrauten Organisationen rechtlich verfasst und gesteuert werden? (Leitsätze und Steuerungsmodell)
- Wie soll sich der Bund bei der Wahrnehmung seiner Eignerinteressen intern organisieren? (Rollenteilung)

Es werden folgende **Typen von Aufgaben** unterschieden:

- Ministerialaufgaben
- Dienstleistungen mit Monopolcharakter
- Dienstleistungen am Markt
- Wirtschafts- und Sicherheitsaufsicht

Je nach Aufgabentyp und Rechtsform sind die folgenden **Steuerungsinstrumente** einzusetzen:

- Gesetzgeber entscheidet über Rechtsform, Aufgaben und Autonomiebereich
- BR nimmt Eignerrolle und Informationsrechte wahr
- BR wählt IR/VR
- BR erlässt / genehmigt Strategische Ziele (unternehmens- und aufgabenbezogene Vorgaben)
- Grundsätzlich keine Befugnisse zum Erlass von Verordnungen bei der Institution
- Beteiligungen und Kooperationen mit anderen Institutionen sind sofern nötig/erwünscht
- Möglichkeiten des Eigners (bei Fehlentwicklungen Änderung der strategischen Ziele, Abberufung VR, Verweigerung der Entlastung, etc.)
- Rolle und Sanktionsmöglichkeiten des Regulators, der Fachaufsicht, der Wirtschafts- und Sicherheitsaufsicht, des Bestellers (Verwaltungsrechtliche oder staatsrechtliche Sanktionen, Absetzung v. Personen)
- Gründung und Kapitalausstattung
- Finanzierung des Betriebs
- Personalrecht und berufliche Vorsorge
- Haftungsrecht
- Steuerpflicht
- Kommerzielle Nebenleistungen

Sind Rechtsform bestimmt und Steuerungsinstrumente festgelegt, ist die Zuteilung der Eignerrollen innerhalb der Bundesverwaltung zu definieren. Klar ist, dass der Bundesrat Eigner der verselbstständigten Einheiten ist (Art. 24a [RVOV](#)).

#### 4.3.1 Anwendung der CG-Grundsätze auf «MGV+ passiv» und «MGV+ aktiv»

Der MGV soll gemäss Vernehmlassungsvorlage des Bundesrates als Aktiengesellschaft gegründet werden. Der Bund ist demgemäss nicht als Eigentümer des MGV vorgesehen und die Grundsätze der Corporate Governance des Bundes finden grundsätzlich nicht unmittelbar Anwendung. Gleichwohl können die Grundsätze für die Ausgestaltung der Steuerungsmöglichkeiten gegenüber dem MGV analog beigezogen werden, zumal der MGV eine bundesrechtlich definierte Aufgabe zu erfüllen hat und vor allem die Frage der Typologie der Aufgabe Auswirkungen auf die regulatorischen Anforderungen an den MGV haben können.

Der MGV soll gemäss VE GasVG die sog. Gemeinsamen Grundaufgaben erfüllen. Diese können als Dienstleistungen mit Monopolcharakter bezeichnet werden (z.B. die Kapazitätsbewirtschaftung, die nur der MGV wahrnehmen darf). Daneben lassen sich diese Grundaufgaben auch als Dienstleistungen der (hoheitlichen) Wirtschaftsaufsicht einordnen (z.B.

Bilanzmanagement und Festlegung der Netznutzungsentgelte). Dabei handelt es sich um Aufgaben, die auf Bundesebene anzusiedeln sind und theoretisch durch Bundesbehörden vollzogen werden könnten. Da sie jedoch nicht einer politischen Steuerung zu unterstellen sind, ist eine Auslagerung der Aufgabe auf dezentrale Aufgabenträger angezeigt. Die Art der Aufgaben würde gemäss Richtlinien des Bundesrates grundsätzlich für eine Gründung einer öffentlich-rechtlichen Anstalt des Bundes sprechen.

Allerdings bestehen gewichtige, bereits in der Vernehmlassungsvorlage geäusserte Gründe gegen die Errichtung einer Anstalt:

- Die Gasbranche soll sich an der Gründung des MGV beteiligen können. Dies wäre bei einer öffentlich-rechtlichen Anstalt des Bundes, die allenfalls ein Dotationskapital des Bundes erhält, nicht möglich.
- Die Verbraucherseite könnte im Falle einer Ausgestaltung als Anstalt nicht als Miteigentümer am MGV beteiligt werden.

Dieses Argument spricht dafür, dem MGV eine andere organisierte Rechtsform zu geben, namentlich eine privat- oder spezialgesetzliche Aktiengesellschaft (AG). In diesem Fall lassen sich Steuerungsinstrumente der Corporate Governance Leitlinien des BR gegenüber dem MGV spezialgesetzlich festlegen, sodass der Bund seine (Aufsichts- und nicht Eigentümer-)Interessen ausreichend und differenziert ausüben kann.

Diese Einschätzung rechtfertigt sich auch für den Fall, dass man dem MGV zusätzlich spezifische Aufgaben im Bereich der Versorgungssicherheit in Form der Beschaffung von strategischen oder von bewirtschafteten Reserven übertragen will («MGV+ aktiv» und «MGV+ passiv»). Im Falle des MGV+ (Beschaffung und Halten einer Gasreserve) werden Leistungen am Markt erbracht, die Voraussetzungen zur wirtschaftlichen Selbständigkeit sind erfüllt, es besteht bei der Beschaffung kein hoheitliches Handeln und auch im Falle der Variante MGV+ ist eine Beteiligung Dritter erwünscht. Die Verteilung der Gasreserve würde durch den MGV nach Vorgaben der WL zu erfolgen haben. Der MGV hätte diesbezüglich keine eigene Entscheidungsbefugnis.

Da privates Kapital grundsätzlich erwünscht ist und für den Bund auch im Fall einer privatrechtlichen Aktiengesellschaft nach dem Vorbild der Swissgrid ausreichend Steuerungsmöglichkeiten bestehen, welche auch Vorgaben bezüglich der Eigentümerschaft umfassen können (vgl. nachfolgend), wird in den beiden Varianten «MGV+ passiv» und «IMP aktiv», in denen eine Beteiligung der Gaswirtschaft auch hinsichtlich Entflechtungsbedarf vertretbar scheint, von einer **privatrechtlichen AG** ausgegangen.

Eine Anstalt (oder allenfalls spezialgesetzliche AG) könnte der Bund dann als MGV+ vorsehen, wenn dieser nicht (oder nicht rechtzeitig) durch die Akteure der Gastwirtschaft gegründet werden sollte.

Die Ausgestaltung der konkreten **Steuerungsinstrumente** lassen sich im GasVG auch im Falle der Ausgestaltung des MGV+ als AG sehr differenziert regeln:

- Das GasVG bestimmt die Aufgaben und den Autonomiebereich der AG;
- Der Bundesrat bzw. das UVEK kann dies via Genehmigung der Statuten durchsetzen und auch weitere Informationsrechte der Aufsichtsbehörden vorsehen.
- Eine eigentliche Eignerrolle des BR ist im Falle des MGV als AG indes nicht gegeben, soweit sich der Bund kapitalmässig nicht an der Gründung des MGV+ beteiligt.
- Ist dies nicht der Fall, bestimmt der BR nicht über die Ernennung von VR oder GL. Der Bund kann aber – analog zu Swissgrid – z.B. eine Personensicherheitsprüfung für Schlüsselpersonen vorschreiben.
- Da der Bund nicht Eigner ist, erlässt er auch keine strategischen Ziele für den MGV (unternehmens- und aufgabenbezogene Vorgaben). Der Gesetzgeber und das UVEK können aber über die Anforderungen an die Statuten Vorgaben erlassen, die den Zielen eines Eigners im Ergebnis teilweise ähnlich sein können. Dabei sind auch Vorgaben zu Beteiligungen und Kooperationen des MGV möglich.
- Möglichkeiten des Eigners bei Fehlentwicklungen bestehen keine (Änderung der strategischen Ziele, Abberufung VR, Verweigerung der Entlastung, etc.)
- Hingegen können aufsichtsrechtliche Austauschgefässe und Sanktionsmassnahmen vorgesehen werden über den Vollzug der Reservevorschriften (Fachaufsicht, der Wirtschafts- und Sicherheitsaufsicht des Fachamtes, verwaltungsrechtliche Sanktionen, Absetzung v. Personen, die die Gewährens- bzw. Sicherheitsanforderungen nicht mehr erfüllen).
- Die Finanzierung des Betriebs des MGV kann auch im Falle der Varianten MGV+ gemäss dem Ansatz im VE GasVG geregelt werden.
- Die recht umfangreiche Kapitalausstattung könnte indes politisch und faktisch zur einer Hürde für die Gründung eines MGV+ werden (Kapitalbedarf vgl. Abschnitt 5.1).
- Analoges kann auch für die Anwendbarkeit des VG vorgesehen werden.
- Als privatrechtliche AG ist der MGV+ grundsätzlich der Steuerpflicht unterstellt. Ausnahmen müssten im GasVG explizit bezeichnet und entsprechend begründet werden.
- Als privatrechtliche AG kann der MGV ferner kommerzielle Nebenleistungen verfolgen, es sei denn, der Gesetzgeber verbietet diese explizit.

#### 4.3.2 Anwendung der CG-Grundsätze auf die Variante «IMP aktiv»

In dieser Variante werden die Importeure via GasVG einzeln verpflichtet (und berechtigt) anteilig zu ihrem Import eine Gasreserve im Ausland anzulegen und diese laufend zu bewirtschaften.

In diesem Fall stellen sich grundsätzlich keine Fragen aus Sicht einer allfälligen Eignerrolle des Bundes, da es sich um Aufgaben handeln würde, die bestehenden Akteuren der Gaswirtschaft gesetzlich auferlegt würden. **Diese würden spezialgesetzlich in die Pflicht genommen.** Dieses Modell kommt dem im bestehenden LVG festgelegten Grundsatz der Subsidiarität staatlichen Handelns nahe und würde beim MGV keine Erweiterung seiner



Aufgaben der Wirtschaftsaufsicht, um die am Markt zu vollziehende Beschaffung von Gasreserven bedeuten.

Die oben eingeführte konkrete Rollenteilung lässt sich sowohl im Falle des MGV+ als auch im Falle IMP auf die Akteure anwenden. **Wichtig ist indes, dass der Gesetzgeber die entsprechenden Pflichten im GasVG vorsieht und sie gemäss den Delegationsgrundsätzen ausreichend sind.** Die Variante IMP darf nicht mit den Regelungen zur Pflichtlagerhaltung gemäss geltendem LVG gleichgesetzt werden, weil sich die Speicher im Ausland befinden. Indessen stellen sich (wie auch im Falle der Variante MGV+) analoge Vollzugsfragen, die zu regeln wären, z.B.:

- Wem die Pflichten obliegen: Benennung der Importeure, Fassung dieser z.B. mittels Registrierungs-, Melde oder gar Konzessionspflicht, mindestens Vorgabe der Führung eines [ZAZ Kontos](#), das für die Einfuhr bzw. Verzollung wesentlich ist;
- die Art und Menge der Reserve;
- die Lagerung, Behandlung, Beaufsichtigung, Kontrolle und Auswechslung des Reservegutes;
- der Ort der Reserve sowie die Sicherstellung der Importkapazitäten in die Schweiz;
- die Finanzierung und Versicherung der Reserve;
- die Deckung der Reservekosten sowie eines etwaigen Preisverlustes, die sich aus der Lagerhaltung ergeben können; etwaige Verwendung von Aufwertungs- oder Bewirtschaftungsgewinnen;
- Sanktionsmechanismen, wobei man sich inhaltlich an das LGV anlehnen könnte<sup>33</sup>, bei dem die vorgesehenen Sanktionen sowohl die juristischen als auch die involvierten natürlichen Personen treffen.

Die Sanktionsmechanismen sind insbesondere bei der Variante «IMP aktiv» zentral, da hier die Informationsasymmetrien am höchsten sind und eine Nichtbeachtung von Reservevorschriften ggf. eine bessere Wettbewerbsposition des jeweiligen Importeurs bedeuten könnte. Ebenso könnten Anreize bestehen, im Falle einer eintretenden Mangellage das Gas an meistbietende Dritte zu veräussern und eigene Kunden nicht zu beliefern. Aus ökonomischer Sicht wäre es wesentlich, dass aus Sicht Importeur der Erwartungswert der Sanktionen (Aufdeckungswahrscheinlichkeit \* Strafzahlungen) höher als der erwartete Gewinn aus der Nichterfüllung der Vorgaben bei Nichtaufdeckung liegt. Analoges gilt für die involvierten Personen. D.h. die Sanktionsmechanismen sollten sowohl die Unternehmen (Gewinnabschöpfung, zusätzlich Konventionalstrafen usw.) als auch die natürlichen Personen treffen.

---

<sup>33</sup> Kapitel 5 und 7 LVG, darunter Zwangsmittel (Art. 40), Rückforderungen (Art. 41), Konventionalstrafen analog Pflichtlager nach Art. 43, dazu auch Freiheitsstrafen und Geldbussen (Art. 49, Art. 50, Art. 51 LVG).



## 5 Bewertung / Modellwahl

Die drei Modelle werden nun entlang ausgewählter Kriterien bewertet. Für die Bewertung wird in einem ersten Schritt der Kapitalisierungsbedarf grob geschätzt und mögliche Finanzierungsquellen geschätzt.

### 5.1 Kapitalisierungsbedarf

Im vorliegenden Abschnitt wird für die drei Modellvarianten der Kapitalisierungsbedarf des MGV geschätzt. Für jeden Aufgabenbereich des MGVs wird der Kapitalisierungsbedarf ermittelt und teilweise nach Modellvariante variiert. Über alle Aufgabenbereiche des MGV summiert ergibt sich dann der gesamte modellspezifische Kapitalisierungsbedarf des MGV.

#### 5.1.1 Bilanzierung

Der MGV ist für das Bilanzmanagement verantwortlich und schliesst mit allen Bilanzgruppenverantwortlichen einen Bilanzgruppenvertrag ab. Jede Netznutzerin und jeder Netznutzer muss einer Bilanzgruppe mit einem Bilanzgruppenverantwortlichen angehören.

Zur Abschätzung der Kosten der Bilanzierung werden folgende Annahmen getroffen:

- Tagesbilanzierung: Netznutzer speisen Erdgas als Bandlieferung in die Bilanzgruppe;
- Keine Nutzung des Netzpuffers;
- Prognosefehler: 10 GWh oder 5 Prozent des maximalen Verbrauchs der Schweiz;

Grundsätzlich ergeben sich für den MGV für das Bilanzmanagement zwei Aufgaben:

#### **Strukturierung der Bandlieferung (Tagesbilanzierung)**

Die Bandlieferungen der Netznutzer müssen durch den MGV auf Stundenbasis strukturiert werden, selbst wenn keine Prognosefehler der Netznutzer vorliegen.

Eine Auswertung der physikalischen Erdgasflüsse an den Grenzübergangspunkten Wallbach, Oltingue und Passo Gries, publiziert auf den "ENTSOG Transparency Platform" im ersten Quartal 2023 wurde verwendet, um die stündlichen prozentualen Abweichungen zu bestimmen. Der Flexibilitätsbedarf wird unter Verwendung dieser Abweichungen für den maximalen Tagesverbrauch der Schweiz von 200 GWh berechnet. Somit ist sichergestellt, dass auch an Tagen mit hohen Verbrauchswerten ausreichend Flexibilität zur Verfügung steht.

- Einspeicherkapazität: 2'200 MWh/h
- Ausspeicherkapazität: 2'200 MWh/h
- Arbeitsgasvolumen: 14'000 MWh

Als Arbeitshypothese zur Abschätzung der Kosten wird angenommen, dass dieser Flexibilitätsbedarf durch ein Standardprodukt im Kavernenspeicher Jemgum der astora gedeckt wird.

Daraus ergeben sich jährliche Speicherkosten von 22 mCHF.

Die notwendigen Transportkapazitäten, um die jeweiligen Erdgasmengen vom Speicher an die Grenzübergangspunkte zu transportieren, belaufen sich auf jährlich 33 mCHF.

**Tabelle 6: Kosten der Strukturierung**

Kostenbestandteil	Kosten
Flexibilität (Speicher)	22 mCHF/Jahr
Transport der Flexibilität an CH-Grenze	33 mCHF/Jahr
<b>Total</b>	<b>55 mCHF/Jahr</b>
	<b>4.5 mCHF/Monat</b>

Quelle: Basis Preisblätter der Netzbetreiber für 2023

Die monatlichen Ausgaben des MGV zur Strukturierung der Bandlieferungen betragen somit ca. **4.5m CHF, welche** an die Bilanzgruppenverantwortlichen und somit den Netznutzer weiterverrechnet und für einen Monat vorfinanziert werden müssen.

### Ausgleich des Prognosefehlers

Die Prognosefehler der Netznutzer werden ausschliesslich durch den MGV ausgeglichen, indem er Regelernergie am Markt ein- oder verkauft und die entstandenen Kosten den Bilanzgruppenverantwortlichen und somit den Netznutzern als Ausgleichsenergie weiterverrechnet.

Es werden folgende Szenarien betrachtet:

- Standardszenario: MGV beschafft an 7 Tagen im Monat 5 Prozent des maximalen Tagesverbrauches der Schweiz als Regelernergie am Markt zu 30 CHF/MWh (entspricht aktuellem Preis). Dies ergibt einen monatlichen Cashflow von 2.1 mCHF.
- Worst Case Szenario: MGV beschafft an 15 Tagen im Monat 5 Prozent des maximalen Tagesverbrauches der Schweiz als Regelernergie am Markt zu 100 CHF/MWh. Dies ergibt einen monatlichen Cashflow von 15 mCHF.

Zusätzlich muss noch die zum Transport der Regelergienmengen benötigte Kapazität an den Grenzübergangspunkten beschafft werden. Diese Kosten betragen weitere ca. 5 mCHF pro Jahr (bzw. grob 0.5 mCHF pro Monat).

Dies führt zu einem monatlichen Cashflow von ca. 2.6 bis 15.5 mCHF, welcher an die Bilanzgruppenverantwortlichen und somit den Netznutzer weiterverrechnet und für einen Monat vorfinanziert werden müssen.

### Fazit

Somit beträgt der Finanzierungsbedarf für das Bilanzmanagement zwischen CHF 4.5m (kein Prognosefehler) und CHF 20m (sehr grosser Prognosefehler und sehr hohe Gaspreise).

In der Variante «IMP+ aktiv» hat der Importeur aufgrund der Vorgaben zur Speicherung von Erdgas ein Flexibilitätsinstrument zur Verfügung, welches ihm erlaubt, ohne

zusätzliche Kosten die Bandlieferung zu strukturieren.<sup>34</sup> Somit führt eine untertägige Strukturierung durch den Netznutzer zu keinem zusätzlichen finanziellen Aufwand für den Bilanzgruppenverantwortlichen. Der MGV müsste daher nur den Prognosefehler ausgleichen und die jährlichen Kosten zur Strukturierung (55 mCHF) fallen weg.

### 5.1.2 Zahlungen an Netzbetreiber

Der MGV ist verantwortlich für die Vermarktung der Transportkapazitäten des Schweizer Erdgastransportnetzes. Er vergütet den Netzbetreibern die gemäss Kostenregulierung anrechenbaren Kosten und erhält im Gegenzug die Einkünfte aus der Vermarktung der Kapazitäten und trägt sowohl das Gegenparteienrisiko als auch das Vermarktungsrisiko.

Die anrechenbaren Kosten belaufen sich bei einer Integration der Transitkapazitäten, wie im VE GasVG vorgesehen, auf 260 mCHF pro Jahr respektive 21.5 mCHF pro Monat.

Wenn die Transitkapazitäten nicht in das Entry/Exit System integriert werden, reduziert sich dieser Betrag auf ca. 125 mCHF respektive ca. 10 mCHF pro Monat.

Diese Kosten wurden auf der Basis der Netzentgelte 2023, publiziert von der KSDL<sup>35</sup>, sowie dem Buchungsszenario bei -18 Grad Celsius<sup>36</sup> berechnet. Es werden somit auch hier konservative Annahmen gemacht, d.h. bei den angenommenen Werten handelt es sich um hohe Werte.

Es wird angenommen, dass der MGV diese Kosten für einen Monat vorfinanziert. Zur Deckung des Gegenparteien- und Vermarktungsrisikos wird eine Abweichung von 5 Prozent (13 mCHF) angenommen, welche finanziert werden muss und in das nächste Jahr vorge tragen werden kann.

#### Fazit

Der Finanzierungsbedarf (Vorschuss) für die anrechenbaren Kosten beläuft sich somit auf 21.5m CHF, der einmalig als Kapital bereitgestellt und wiederkehrend verzinst werden muss.

Zusätzlich fällt ein Finanzierungsbedarf von 13m CHF als Übertrag ins nächste Jahr an (5 Prozent Abweichung durch Mindererträge).

---

<sup>34</sup> Zur stündlichen Strukturierung muss ein Flexibilitätstool (z.B. Speicher) zur Verfügung stellen. Da in dieser Variante der Importeur zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit ein Flexibilitätstool hat, kann dieses ohne weitere Kosten zur Strukturierung verwendet werden. Wenn der MGV die Strukturierung machen muss, fallen Kosten von 55 mCHF an (siehe Kapitel 5.1.1).

<sup>35</sup> <https://www.ksdl-erdgas.ch/downloads/entgelte>.

<sup>36</sup> Risikobewertung Erdgasversorgung Schweiz; Bericht in Anlehnung an die Verordnung (EU) Nr. 994/2010.

### 5.1.3 Versorgungssicherheit

#### Beschaffung

Bei der Variante **MGV + passiv** betreibt der MGW eine strategische Reserve, welche einmalig befüllt und nicht bewirtschaftet wird.

Die Kosten der Beschaffung des Erdgases zur Befüllung der strategischen Reserve werden als Investition gesehen und mit einem festgelegten WACC verzinst. Diese Zinskosten werden den Netzkosten aufgeschlagen.

Die Beschaffungskosten des Erdgases belaufen sich in Abhängigkeit des Erdgaspreises zwischen rund 155 mCHF bei einem Gaspreis 30 CHF/MWh und 525 mCHF bei einem Gaspreis von 100 CHF/MWh.

Marktpreisschwankungen können bei dieser Variante zu signifikanten Buchverlusten oder -gewinnen führen. Eine Marktpreisbewegung von 10 CHF/MWh führt zu Buchverlusten oder -gewinnen von ca. 50 mCHF wobei auch eine Marktpreisbewegung von 30 CHF/MWh als realistisch betrachtet werden muss. Eine solche Marktpreisbewegung würde zu Buchverlusten oder -gewinnen von ca. 155 mCHF führen.

Bei der Variante **MGV + aktiv** werden die für die Befüllung der Reserve benötigten Erdgasmengen am Terminmarkt beschafft. Um das Handelsrisiko so gering wie möglich zu halten und keinen spekulativen Handel zu betreiben, wäre es notwendig, keine offenen Positionen zuzulassen und die Ein- und Verkäufe zeitgleich durchzuführen. Dies würde allerdings zur Folge haben, dass in einer Notsituation das eingespeicherte Erdgas nicht in die Schweiz transportiert werden könnte, da das Erdgas schon am Terminmarkt verkauft wurde und somit ausschliesslich die am Handlungspunkt des jeweiligen Marktgebietes zur Verfügung stehende Erdgasmenge erhöht.

Es ist also notwendig die Positionen offen zu lassen und somit ein grosses Marktpreisrisiko einzugehen, welches unter der Annahme einer Marktpreisbewegung von 30 CHF/MWh jährliche Verluste oder Gewinne in der Höhe von 155 mCHF ergibt.

Da diese Verluste oder Gewinne den Netzkosten zugeschlagen werden, führen diese potenziell zu massiven Beeinflussungen der Netzkosten, welche dadurch für die Endkunden völlig unvorhersehbar und nicht planbar werden:

- Bei vollständiger Integration der Transitzkapazitäten entsprechen 155 mCHF mehr als 50 Prozent der anrechenbaren Netzkosten.
- Ohne Integration der Transitzkapazitäten sind diese potenziellen Verluste und Gewinne höher als die anrechenbaren Netzkosten.

Da die Beschaffung der Erdgasmengen einen Vorlauf von ca. 6 Monaten hat, sind die Beschaffungskosten in der Höhe von 525 CHF/MWh auch bei dieser Variante durch den MGW vorzufinanzieren. Somit benötigt auch diese Variante einen Kapitalbedarf von über 500 mCHF.

## Speicher- und Transportkosten

Bei beiden Varianten wird zur Abschätzung der jährlichen Kosten als Arbeitshypothese die Buchung eines Speichers mit einem Arbeitsgasvolumen von 5.25 TWh (15 Prozent des Jahresverbrauches der Schweiz) angenommen und für die Nachbarnländer Deutschland, Frankreich sowie Italien berechnet.

Zusätzlich werden auch die Transportkosten berechnet, welche jährlich auch bei Nichtverwendung des strategischen Speichers als Fixkosten anfallen, um das Erdgas aus dem Speicher an die Grenzübergangspunkte der Schweiz zu transportieren.

**Tabelle 7** zeigt die Ergebnisse dieser Berechnungen der jährlichen Fixkosten.

**Tabelle 7: Jährliche Fixkosten für Gasspeicher (in mCHF) nach Land**

Land	Speicher (mCHF)	Transport (mCHF)
Deutschland	28	20
Frankreich	7	24
Italien	12.5	22

Für Deutschland wurden die Speicherkosten des Speichers Breitbrunn/7Fields der UNIPER verwendet (Preisblatt Uniper gültig ab 09/03/23). Die Transportkosten der OGE wurden gemäss Preisblatt der Open Grid Europe GmbH für Ein- und Ausspeiseverträge sowie interne Bestellungen gemäss Kooperationsvereinbarung XIII.1 im Marktgebiet Trading Hub Europe GmbH, gültig ab 01.01.2023, berechnet.

Für Italien wird der für die Speicherkosten der regulierte Tarif für Speicher (Tariffe di stoccaggio anno 2023; berechnet nach Delibera 67/2019/R/gas) angewendet sowie die Transportkosten gemäss Tarifblatt der Snam Rete Gas. (Tariffe di Trasporto per l'anno 2023, 1 Gennaio 2023 - 31 Dicembre 2023).

Für Frankreich wurde die Speicherkosten auf der Basis eines Auktionsergebnisses für den Speicher Serene Nord 23 für das Jahr 2025-2026 herangezogen. Die Transportkosten wurden auf der Basis der Transmission Tariffs 2022 (valid from 01/04/22 to 31/03/23) der grtgaz berechnet.

Quelle: Swiss Economics

Wenn nun die Fixkosten je nach Zahlungsfristen z.B. für einen Monat durch den MGV vorfinanziert werden müssen, beläuft sich der Finanzierungsbedarf für die Kosten der Versorgungssicherheit auf ca. 4 mCHF (jährlich  $28+20=48$  mCHF für Gasspeicher in Deutschland, auf einen Monat heruntergerechnet).

### Hinweis Nutzung Spread Sommer/Winter

Sofern ein positiver Sommer-Winter-Spread vorliegt, d.h. Beschaffungspreise am Terminmarkt für das Sommerhalbjahr liegen tiefer als für das Winterhalbjahr, könnten die oben hergeleiteten Kosten (Speicher- und Transportkosten am Speicherpunkt) durch die Ersparnisse (Kauf des Gases am Terminmarkt für Sommerhalbjahr anstatt Kauf für das Winterhalbjahr) bei der Gasbeschaffung teilweise oder ganz kompensiert werden. Eine solche Strategie birgt jedoch auch Risiken, da – wie auch das Jahr 2022 gezeigt hat – der Spread auch negativ ausfallen kann.

Eine genauere Quantifizierung des Effekts auf der Basis von historischen Daten müsste ausserhalb der vorliegenden Studie vorgenommen werden.

#### 5.1.4 Betriebskosten

Zu den obigen Aufgaben-bezogenen Kosten kommen die Betriebskosten. Diese werden unterschieden nach Kosten, die vor dem eigentlichen Betrieb anfallen (Vorlaufzeit, um den MGV zu gründen und mit den notwendigen Ressourcen auszustatten) und somit in die Capex eingehen und jährlichen Kosten, die künftig jährlich anfallen (Opex).

- **Capex**

- Vorlaufzeit 18 Monate
- Aktivitäten:
  - Definition und Implementierung Geschäftsprozesse
  - Implementierung IT-Abwicklungssystem
  - Erstellung Verträge
  - Recruiting und Schulung Personal (24/7)
  - Miete/Adaption Büro / Leitstelle
- Kosten: ca. 10 mCHF

- **Opex**

- Mitarbeitende inkl. Personal Leitstelle 24/7 (eigenes Dispatching)
- Büromiete
- Support IT Systeme
- Jährliche Kosten: ca. 8 mCHF

#### 5.1.5 Zusammenfassung: Kapitalbedarf und Jahresumsatz

Zusammenfassend ergibt sich der **Kapitalbedarf** gemäss **Tabelle 8**.

Am wenigsten Kapital für den MGV bindet die Variante IMP aktiv mit grob 70 mCHF.

Muss der MGV die Gasreserve vorhalten oder bewirtschaften, sind zusätzlich laufende Fixkosten im Umfang von 4 mCHF vorzufinanzieren. Dazu kommt die Investition in die Gasreserve, welche sich in beiden Varianten in Abhängigkeit des Einstandspreises des Gases bewegt. Mit Kosten von 100 CHF/MWh ergeben sich Kosten von rund 525 mCHF, mit aktuellen Gaspreisen (30 CHF/MWh, August 2023)<sup>37</sup> liegt der Betrag entsprechend tiefer bei rund CHF 155 mCHF Mio.

In der Variante IMP aktiv fallen Teile dieser Kosten bei den Importeuren an, die aber deutlich tiefer ausfallen dürften, da die Importeure i.d.R. schon heute die Beschaffung über Speicher strukturieren und risikoseitig im Wesentlichen das Prognoserisiko der Nachfrage der eigenen Kunden anfällt.

---

<sup>37</sup> Quelle: [European Energy Exchange AG \(EEX\)](#). Futurepreis Dezember 2023 = 50 Chf/MWh.

**Tabelle 8: Zusammenfassung des Kapitalbedarfs für den MGV**

	MGV+ passiv (CHF)	MGV+ aktiv (CHF)	IMP aktiv (CHF)
<b>1 Bilanzierung – Strukturierung</b>	4.5 Mio.	4.5 Mio.	(entfällt, vgl. Ausführungen oben)
<b>2 Bilanzierung – Prognosefehler</b>	<i>Worst Case Szenario:</i> 15.5 Mio. <i>Standardszenario:</i> 2.6 Mio.	<i>Worst Case Szenario:</i> 15.5 Mio. <i>Standardszenario:</i> 2.6 Mio.	<i>Worst Case Szenario:</i> 15.5 Mio. <i>Standardszenario:</i> 2.6 Mio.
<b>3 Vorfinanzierung anrechenbare Kosten inkl. Gegenparteirisiko</b>	34.5 Mio.	34.5 Mio.	34.5 Mio.
<b>4 Versorgungssicherheit</b>	Vorfinanzierung Laufende Fixkosten 4 Mio. <i>Worst Case Szenario:</i> Investition Gas 525 Mio. <i>Standardszenario:</i> Investition Gas 155 Mio. Buchverluste oder -gewinne 155 Mio. CHF je Marktpreisbewegung von 30 CHF/MWh, hierfür keine Rückstellung notwendig	Vorfinanzierung Laufende Fixkosten 4 Mio. <i>Worst Case Szenario:</i> Jährliche Beschaffungskosten 525 Mio <i>Standardszenario:</i> Jährliche Beschaffungskosten 155 Mio. Rückstellung für realisierte Verluste z.B. 150 Mio. (Marktpreisbewegung von 30 CHF/MWh mit 155 Mio. Ergebnisschwankung)	Keine Kosten beim MGV; bei Importeuren grundsätzlich in den Beschaffungskosten enthalten, je nach Speichervorgabe und bisheriger Bewirtschaftung zusätzliches gebundenes Kapital (nicht quantifiziert)
<b>5 Kapitalisierte Betriebskosten (CAPEX)</b>	10 Mio.	10 Mio.	10 Mio.
<b>6 Vorfinanzierung OPEX ein Jahr</b>	8 Mio.	8 Mio.	8 Mio.
<b>Total Kapitalbedarf</b>	<b>Ca. 230 bis 600 Mio.</b>	<b>Ca. 380 bis 750 Mio.</b>	<b>Ca. 68 Mio.</b>

Hinweis: Im Worst Case Szenario wird ein Gaspreis von 100 CHF/MWh und im Standardszenario ein Gaspreis von 30 CHF/MWh angenommen.

Quelle: Eigene Abschätzung

Der **Jahresumsatz** liegt demgegenüber deutlich höher. Eine zusammenfassende indikative Aufstellung bietet **Tabelle 9**. Angenommen wird in Anlehnung an die Überlegungen in Kapitel 6 eine Kostenregulierung, bei der die nicht gedeckten Kosten des MGV durchgereicht werden. Entsprechend kann der WACC eher tief bei 4 Prozent angesetzt werden (Details vgl. Abschnitt 5.2). Dunkelrot hervorgehoben sind Positionen, die durch die im System aufgrund des MGV neu anfallen. Orange hervorgehoben sind zusätzliche Kosten, die sich durch die neu einzuführenden Versorgungssicherheitsaufgaben ergeben.

Die grösste Position ist bei Inkludierung der Transitkapazitäten die Auszahlung der anrechenbaren Netzkosten an die Netzbetreiber. Der MGV stellt die gebuchten Kapazitäten den Netznutzern in Rechnung und bezahlt den Netzbetreibern die anrechenbaren Kosten.

Ebenfalls stark ins Gewicht fallen die Kosten der Bilanzierung. Die Variante MGV+ aktiv bringt die höchste Volatilität mit sich, da jährlich realisierte Gewinne oder Verluste aus der



Bewirtschaftung der Reserve anfallen, die kaum planbar sind. In der Variante MGV+ passiv handelt es sich demgegenüber um Buchgewinne oder -verluste, für welche man regulatorisch vorgeben könnte, dass diese nicht umgehend zu aktivieren wären.

**Tabelle 9: Zusammenfassung der jährlich beim MGV anfallenden Kosten/Umsätze**

	MGV+ passiv (CHF)	MGV+ aktiv (CHF)	IMP aktiv (CHF)
<b>1 Kapitalkosten mit WACC 4%<sup>38</sup></b>	3 Mio. plus max. 21 Mio.	3 Mio. plus max. 27 Mio.	3 Mio.
<b>2 OPEX</b>	8 Mio.	8 Mio.	8 Mio.
<b>3 Bilanzierung: Kosten Strukturierung</b>	55 Mio.	55 Mio.	-
<b>4 Bilanzierung: Kosten Prognosefehler</b>	<i>Worst Case Szenario:</i> 186 Mio.  <i>Standardszenario:</i> 31 Mio.	<i>Worst Case Szenario:</i> 186 Mio.  <i>Standardszenario:</i> 31 Mio.	<i>Worst Case Szenario:</i> 186 Mio.  <i>Standardszenario:</i> 31 Mio.
<b>5 Anrechenbare Kosten Netzbetreiber</b>	125-260 Mio.	125-260 Mio.	125-260 Mio.
<b>6 Versorgungssicherheit: Laufende Fixkosten</b>	48 Mio.	48 Mio.	-
<b>7 Versorgungssicherheit: Risiken Gasreserve</b>	Buchverluste oder -gewinne 155 Mio. CHF je Marktpreisbewegung von 30 CHF/MWh	Realisierte Verluste und Gewinne 155 Mio. CHF je Marktpreisbewegung von 30 CHF/MWh	-
<b>Total Jahresumsatz MG V (1 bis 7; inkl. Anrechenbare Kosten Netzbetreiber)</b>	<i>Worst Case Szenario:</i> Ca. 400-535 Mio. +/- ggf. Buchwertänderungen Gasreserve  <i>Standardszenario:</i> Ca. 290-430 Mio. +/- ggf. Buchwertänderungen Gasreserve	<i>Worst Case Szenario:</i> Ca. 405-540 Mio. +/- realisierte Verluste/Gewinne Gasbewirtschaftung  <i>Standardszenario:</i> Ca. 295-430 Mio. +/- realisierte Verluste/Gewinne Gasbewirtschaftung	<i>Worst Case Szenario:</i> Ca. 325-460 Mio.  <i>Standardszenario:</i> Ca. 165-300 Mio.
<b>Davon zusätzlich jährliche Kosten Versorgungssicherheit (Teile von 1, dazu 6, 7)</b>	<i>Worst Case Szenario:</i> 70 Mio. +/- ggf. Buchwertänderungen Gasreserve  <i>Standardszenario:</i> 55 Mio. +/- ggf. Buchwertänderungen Gasreserve	<i>Worst Case Szenario:</i> 75 Mio. +/- realisierte Verluste/Gewinne Gasbewirtschaftung  <i>Standardszenario:</i> 60 Mio. +/- realisierte Verluste/Gewinne Gasbewirtschaftung	-

Hinweis: Im Worst Case Szenario wird ein Gaspreis von 100 CHF/MWh und im Standardszenario ein Gaspreis von 30 CHF/MWh angenommen. **Dunkelrote Positionen** bedeuten inkrementelle Kosten im Vergleich zu einem System ohne MG V. **Orange Positionen** sind inkrementelle Kosten, die durch die neuen Versorgungssicherheitsaufgaben anfallen.

Quelle: Eigene Abschätzung

<sup>38</sup> Gestützt auf Ausführungen in Abschnitt 5.2.

## 5.2 Finanzierung

### 5.2.1 Kapitalstruktur

#### Anteil Eigen- und Fremdkapital

Die Finanzierung kann grundsätzlich über Eigen- oder Fremdkapital erfolgen.

Grundsätzlich sollte die Kapitalstruktur so ausgestaltet werden, dass die Kapitalkosten minimiert bzw. auf einem kosteneffizienten Niveau ausfallen. Hierbei sind insbesondere die folgenden Zusammenhänge von Relevanz:

- Höhere Anteile von Eigenkapital (bzw. Eigenkapitalpolster) reduzieren das Risiko eines Ausfalls von Zinszahlungen oder im Falle eines Bankrotts den Verlust der bereitgestellten Kredite und Darlehen der Fremdkapitalgeber. Entsprechend vermeidet ein hoher Anteil Eigenkapital sogenannte Stresskosten auf dem Fremdkapital und wirkt sich grundsätzlich zinsmindernd aus.
- Gleichzeitig sind die Opportunitätskosten für Eigenkapital bei normaler Kapitalstruktur höher als bei Fremdkapital. Auf dem Kapitalmarkt können relativ hohe (risiko-adjustierte) Renditen mit dem Einsatz von Eigenkapital erzielt werden. Ein profitmaximierender Investor wird sich entsprechend davor hüten, zu viel Eigenkapital einzusetzen. Denn je höher das Eigenkapital ausfällt, desto stärker werden die zu erwartenden Gewinne verwässert und es resultiert ein geringerer Return on Equity (ROE).

Im Bereich der Stromnetze hat sich eine Kapitalstruktur von 60 Prozent Fremdkapital und 40 Prozent Eigenkapital etabliert.

### 5.2.2 Finanzierungsquellen und Mittelbeschaffung

#### Finanzierungsquellen

Als Finanzierungsquellen kommen grundsätzlich folgende Kapitalgeber in Frage:

- Kommerzielle Akteure der Gaswirtschaft: Regionalgesellschaften, Swissgas, Energieversorger;
- Politische Akteure der Gaswirtschaft: VSG, Vertreter der Endkunden;
- Institutionelle Investoren: Infrastrukturfonds, Pensionskassen, Versicherungen;
- Kapitalmarkt: IPO (EK), Banken (FK);
- Öffentliche Hand: Bund, Kantone, Gemeinden.

#### Eigentümerstruktur in den drei Varianten

Für die drei Varianten sehen wir die Finanzierung grundsätzlich wie folgt:

- **MGV+ passiv:** MGV als Aktiengesellschaft kapitalisiert durch die Eigner/Aktionäre. Im Vordergrund stehen kommerzielle Akteure der Gaswirtschaft (präferiert entflechtete

Netzbetreiber), nach Möglichkeit<sup>39</sup> Vertreter der Endkunden sowie institutionelle Investoren. Private Eigentümer setzen voraus, dass der MGV, auch wenn nicht gewinnorientiert ausgestaltet, seine Kapitalkosten vergütet erhält (Annahme auch in Abschnitt 6). Die öffentliche Hand kommt subsidiär ebenfalls in Frage. Mit Blick auf die Effizienz des MGV wäre es wünschenswert, wenn die Eigentümer nicht nur an der regulierten Kapitalverzinsung, sondern auch an möglichst tiefen Kosten des MGV interessiert sind.

- **MGV+ aktiv:** MGV als Anstalt dotiert durch die öffentliche Hand (Bund);
- **IMP aktiv:** Analog MGV+ passiv, jedoch mit weit geringerem Kapitalbedarf.

### Mittelbeschaffung

Die zur Kapitalisierung des MGV zu beschaffenden Mittel müssen in zeitlicher Sicht wie folgt vorliegen:

- Ca. 10 mCHF zum Aufsetzen des MGV (ca. 1.5 Jahre Vorlauf, vgl. Ausführungen in Abschnitt 0, Position 5 in Tabelle 8);
- Max. 63 mCHF für die Vorfinanzierung des laufenden Betriebs im ersten Jahr noch ohne Versorgungssicherheitsaufgaben (vgl. Abschnitte 5.1.1 und 5.1.2, Positionen 1-3 und 6 in Tabelle 8);
- Zusätzlich in den beiden Varianten mit MGV+ ca. 159 – 680 mCHF (vgl. Abschnitt 5.1.3, Position 4 in Tabelle 8) für Versorgungssicherheitsaufgaben ab dem zweiten Jahr in der Annahme, dass die Aufgaben der Versorgungssicherheit erst im zweiten operativen Jahr ergänzend hochgefahren werden. Falls diese Aufgaben möglichst frühzeitig schon wahrgenommen werden sollen, kann dies auch schon in der Aufbauphase erfolgen. In der Variante «IMP aktiv» entfällt dieser Posten.

## 5.2.3 Kapitalkosten

### Eigenkapitalkosten

Private Eigenkapitalgeber erwarten typischerweise die Summe aus folgenden Komponenten:

- Zeitwert des Geldes (Risk-Free Rate): Forward Curves von 10-Jahres Bundesanleihen deuten auf 1.4 Prozent hin;
- Risikoentschädigung (Eher gering bei Cost+ Regulierung): Gemäss StromVV Netz WACC Methodik bei 4.45 Prozentpunkten (Beta 0.89 x Marktrisikoprämie 5 Prozent).

Insofern würde aufgrund des Risikoprofils ein Eigenkapitalkostensatz in der Höhe von zwischen 5.5 bis 6.5 Prozent rechtfertigen.

Im Falle einer öffentlichen Eigenfinanzierung fallen kaum Opportunitätskosten an, da der Eigner projektspezifische Risiken von Verordnung oder Gesetzes wegen übernehmen muss. Entsprechend könnten in dem Fall auch tiefere EK-Sätze gerechtfertigt werden.

---

<sup>39</sup> Insb. bei hohem Kapitalbedarf fraglich, ob die Mittel und Bereitschaft hierzu vorhanden sind.

## Fremdkapitalkosten

Die Fremdkapitalkosten sind grundsätzlich seit Frühjahr 2022 gestiegen insbesondere aufgrund der restriktiveren Geldpolitik der Schweizerischen Nationalbank (SNB) im Zuge erhöhter Inflationsraten:

- Die 10 Jahre Swaps Forward Rate liegt aktuell langfristig bei rund 2 Prozent;
- Für staatliche Eigner kann mit einer geringen Bankmarge von rund 0.5 Prozent oder weniger gerechnet werden. Dies ergibt sich beispielsweise aus dem geringen Spread von typischerweise weniger als 50 Basispunkten zwischen Renditen von Swissgrid Obligationen und Schweizer Staatsanleihen.

Insofern ist davon auszugehen, dass die notwendigen Darlehen zu einem effektiven Zinssatz von rund 2.5 Prozent zu finanzieren sind.

## WACC

Unter Annahme einer Kapitalstruktur mit 40 Prozent EK ergibt sich ein WACC von rund 4 Prozent, welcher in Tabelle 9 beispielhaft zur Bestimmung der Jahreskosten zugrunde gelegt wurde. Der Wert liegt etwas tiefer als der aktuelle WACC von Swissgrid, was sich bei einer Cost+ Regulierung rechtfertigt, da der MGV im Gegensatz keine eigenen Assets aufweist und insofern geringere Risiken tragen muss.

### 5.3 Modellempfehlung

**Tabelle 10** zeigt für die drei untersuchten Modelle im oberen Teil zusammenfassend die wichtigsten Aspekte der Modellspezifikation, im unteren Teil folgt die Bewertung entlang der Kriterien, die in der ersten Spalte angegeben sind.

**Gestützt auf die Bewertung empfehlen wir die Variante «IMP aktiv»**, bei der Importeure verpflichtet werden, für kritische Monate im Jahr ausreichend Erdgasmengen sowie Transportkapazitäten für ihre Lieferungen physisch in Speichern vorzuhalten. Folgende Punkte sind ausschlaggebend:

- **Geringste laufende Kosten:** Es fallen im Vergleich zu den untersuchten Modellalternativen weniger zusätzliche Kosten an, da die Transportkapazitäten zur Lieferung an die Schweizer Kunden bereits gesichert sind.
- **Geringstes Risiko:** Die Importeure halten im Wesentlichen keine offenen Positionen, da sie für den Bedarf ihrer Kunden beschaffen und hierdurch mit Ausnahme von Prognosefehlern (wenn z.B. die nachgefragte Menge über oder unter der prognostizierten, beschafften Menge liegt) abgesichert sind. Dies ist beim MGV nicht der Fall, der insbesondere bei aktiver Bewirtschaftung dem Marktpreisrisiko vollständig ausgesetzt ist, da er nicht auf Termin verkaufen kann, um die Gasreserve im Fall einer Mangellage auch verfügbar zu haben.
- **Beste dynamische Effekte:** Es erfolgt eine effiziente Beschaffung durch Akteure, die untereinander im Wettbewerb stehen. Dazu liegt ein «Level Playing Field» vor, d.h. die

Wettbewerbsbedingungen sind für alle Akteure gleich, was einen wirksamen Wettbewerb begünstigt;

- **Geringster Finanzierungsbedarf:** Die Variante benötigt mit Abstand am wenigsten Kapital. Ebenso macht sie absehbar am wenigsten öffentliche Gelder notwendig. Da der MGV zudem nicht am Markt auftritt, ist der Entflechtungsbedarf weniger weitgehend, womit auch die Gasindustrie als Aktionariat des MGV in Frage kommt.

Damit die Variante im Falle einer Mangellage aber auch tatsächlich funktioniert, sind **zwei Voraussetzungen sicherzustellen:**

- Es muss sichergestellt werden, dass die Importeure die an sie gestellten Bedingungen (Regulierungen) auch tatsächlich einhalten. Hierfür sind entsprechende **Reporting-Pflichten** notwendig mit einem öffentlichen, aktiven Monitoring. Wichtiger müssen **effektive Sanktionsmechanismen** vorgesehen werden, welche sowohl die Firmen als auch die natürlichen Personen dahinter betreffen.
- Wie auch bei den anderen beiden Varianten ist eine **staatsvertragliche Absicherung der Lieferungen aus dem Ausland in die Schweiz** empfehlenswert. Anderenfalls droht der Worst Case: Eine Reserve wird zwar mit viel Geld über Jahre hinweg angelegt, im Fall der Mangellage fließt aber gleichwohl kein Gas in die Schweiz.

Tabelle 10: Zusammenfassung Modellwahl

	V1 MGV+ passiv	V2 MGV+ aktiv	V3 IMP aktiv
<b>Modellspezifikation</b>			
<b>Art der Reservevorhaltung</b>	MGV beschafft einmalig Gas und hält dieses langfristig vor inkl. zugehöriger Transportkapazitäten zu Speichern	MGV stellt eingespeicherte Gasmengen für kritische Monate sicher inkl. zugehöriger Transportkapazitäten zu Speichern	IMP halten für kritische Monate Mindestanteil ihrer Lieferung für CH Kunden in Speichern vor inkl. zugehöriger Transportkapazitäten
<b>Weitere Aufgaben MGV</b>	Datenbereitstellung für Versorgungsmonitoring EnCom / BFE		
<b>Aufsicht</b>	durch EnCom oder BFE, Daten u.A. vom MGV		
<b>Entflechtungsbedarf MGV</b>	rechtlich entflechtet gemäss VN-Vorlage	eigentumsrechtlich entflechtet	rechtlich entflechtet gemäss VN-Vorlage
<b>Rechtsform</b>	Aktiengesellschaft	öffentliche Anstalt	MGV: Wie V1; IMP: Privatrechtlich
<b>Regulierungsinstrumente</b>	Vorhaltungsvorgaben, Finanzierung, Sanktionen	Vorhaltungsvorgaben, Finanzierung, Sanktionen	Registrierungspflicht für Importeure (mindestens ZAZ Konto), Vorhaltungsvorgaben, Sanktionen
<b>Bewertung</b>			
<b>Kosten der Reserve</b>	Hoch	Hoch	Tief (wesentliche Synergien mit bestehenden Aktivitäten der Importeure)
<b>Kapitalbedarf MGV</b>	Hoch	Hoch	Tief-mittel (kein zusätzlicher Bedarf)
<b>Risiken des Reservebewirtschafters</b>	Tief	Mittel	Tief
<b>Aufwand Aufsicht</b>	Tief	Mittel	Mittel-hoch
<b>Kostenverrechnung</b>	Netzentgelt	Netzentgelt, volatil	Gastarif
<b>Wettbewerbsdruck bei Beschaffung</b>	Nein	Nein	Ja
<b>Level playing field</b>	Symmetrisch	Symmetrisch	Symmetrisch
<b>Staatsvertragliche Vertragliche Absicherung mit Nachbarländer</b>	Empfehlenswert	Empfehlenswert	Empfehlenswert
<b>Fazit</b>	<b>*</b>	<b>*</b>	<b>Empfehlung</b>

Quelle: Eigene Darstellung

## 6 Kostenregulierung des empfohlenen Modells

Ergänzend wird für das gewählte Modell («IMP aktiv») die Kostenregulierung des MGV diskutiert. Zu prüfende Aspekte sind die Anreizkompatibilität, Verteilungsfragen und die Kostenprüfung.

### Anreizkompatibilität

Zunächst stellt sich die Frage, wie der monopolistisch agierende MGV reguliert werden soll. In Frage kommt die klassische Kostenregulierung (Preise = Kosten plus Marge, «Cost+») sowie die seit den 90er-Jahren insbesondere im Ausland vermehrt eingesetzten Preis- oder Erlösobergrenzen (Price Cap bzw. Revenue Cap), ggf. noch ergänzt durch Anzelelemente.

Gestützt auf **Tabelle 11** empfehlen wir, für den MGV mindestens in den ersten Jahren eine Kostenregulierung vorzusehen (unbesehen ob dieser Versorgungsaufgaben wahrnimmt oder nicht). Ausschlaggebend sind folgende Überlegungen:

- Das Geschäftsmodell des MGV ist verhältnismässig einfach und transparent, gleichzeitig aber auch riskant (abnehmende Mengen, vergütet zu Kosten, der MGV trägt grundsätzlich das Vermarktungsrisiko der Rohrleitungskapazitäten). Eine Kostenregulierung mit Regulierungskonto führt dazu, dass zu hoch oder tief vereinnahmte Entgelte über die Zeit ausgeglichen werden;
- Die Kunden des MGV sind kostenbewusst, da es sich um professionelle Lieferanten handelt. Sind sie nicht überproportional im Eigentum am MGV, haben sie ein Interesse daran, dass dieser seine Dienstleistungen möglichst effizient und kostengünstig anbietet.
- Gerade zu Beginn liegt wenig Erfahrung mit den effektiven Kosten vor, weshalb Preis- oder Erlösobergrenzen höchstens in späteren Jahren eingesetzt werden können.

Die Regulierung muss entsprechend mindestens Bestimmungen zur Rechnungslegung, den anrechenbaren Kosten sowie zur zulässigen Kapitalverzinsung vorsehen.



**Tabelle 11: Wahl der Methode der Kostenregulierung**

	Cost+	Price Cap	Revenue Cap
Chancensymmetrie	Ok	Fotojahreffekte <sup>40</sup> , Ratchet Effekt <sup>41</sup>	Fotojahreffekte, Ratchet Effekt
Anreize Kosteneffizienz	Gering, gute Governance notwendig	Gut	Gut
Beschaffungseffizienz	Geringste Anreize, gute Governance notwendig	Gut (zumindest ausserhalb Basisjahr)	Gut (zumindest ausserhalb Basisjahr)
Umsetzungsaufwand	Tief	Eher hoch	Eher hoch
Weitere Kriterien	Flexibel, insb. gut bei volatilen Erträgen und/oder Kosten	Wenig flexibel: Systematik auf 5 Jahre fixiert Strenges Regime erhöht WACC	Dito
<b>Fazit</b>	<b>Empfehlung</b>		

Quelle: Eigene Darstellung

### Regionale Verteilungsfragen

Regionale Verteilungsfragen stellen sich bei der Variante «IMP aktiv» mit Blick auf die zusätzlichen Kosten der Versorgungssicherheit nicht, da die Kostenfolgen für Kunden abhängig vom gewählten Importeur sind.

Regionale Effekte, die sich aus dem Pricing des MGV bei der Kapazitätsvergabe stellen, sind nicht Teil dieser Studie.

### Kostenprüfung

Die Vernehmlassungsvorlage sieht ergänzend zur üblichen Revision von Kapitalgesellschaften eine Kostenprüfung durch die EnCom vor. Dies ist analog zum Strommarkt und hat den Vorteil, dass eine unabhängige Behörde, welche die erforderliche Sachkompetenz aufweist, die Kosten prüft.

Dies ist einer Lösung vorzuziehen, in der private Unternehmen spezialgesetzliche Revisionsarbeiten übernehmen, da hier das latente Risiko besteht, dass diese über die Zeit von den zu revidierenden Gesellschaften finanziell abhängig werden. Abhilfe könnte die Pflicht zum regelmässigen Wechsel der Revisionsstelle schaffen, der jedoch die finanzielle Abhängigkeit nicht zwingend löst.

Ebenso sehen wir keinen Vorteil, wenn der Preisüberwacher die angedachten Aufgaben der EnCom übernehmen würde. Der Preisüberwacher ist weniger auf die Kostenrevision und -prüfung spezialisiert als auf Fragen der angemessenen Preise. Da sich die Preise bei einer Cost+-Regulierung aus der regulierten Kapitalrendite ergeben, kann der Preisüberwacher ggf. bei der Festlegung der Kapitalrendite (WACC) angehört werden.

<sup>40</sup> Starke Anreize, möglichst hohe Kosten im Fotojahr auszuweisen, welches massgeblich ist für die Bestimmung des Price oder Revenue Caps.

<sup>41</sup> Anreize, Effizienzverbesserungen v.a. zu Beginn der Regulierungsperiode umzusetzen und umgekehrt.

## 7 Referenzen

- BFE (2022). Aufbau von Gasspeicherkapazitäten in der Schweiz und alternative Optionen für eine inländische Gasversorgung. Bericht zuhanden des Bundesrates.
- Bundesrat (2019). Gasversorgungsgesetz. Erläuternder Bericht zur Vernehmlassungsvorlage.
- Bundesrat (2022). Essentielle Güter. Wirtschaftliche Abhängigkeit verringern. Bericht des Bundesrates in Erfüllung der Motion 20.3268 Häberli-Koller vom 4. Mai 2020.
- BWL (2019a). Bericht 2019 zu den Massnahmen der WL.
- BWL (2019b). Bericht zur Vorratshaltung 2019.
- BWL (2022). Faktenblatt Massnahmen im Fall einer schweren Gasmangellage.
- Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation [UVEK] (2023). Gasversorgungsgesetz. Bericht über die Ergebnisse der Vernehmlassung.
- Kox, Ritzau, Heimann, Edel, Haucap (2023). Strategien für die Bewirtschaftung von Gasspeichern durch Trading Hub Europe, Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur.
- Swiss Economics (2016). Entflechtung der Schweizer Gasnetzbetreiber. Bericht im Auftrag des Bundesamts für Energie.