

Endbericht

Grundsatzfragen zum zukünftigen Gasbilanzierungsmodell in der Schweiz (2. Phase)

— Bundesamt für Energie

Referenz: Bundesamt für Energie

Datum der letzten Revision: 26.08.2016



Kundeninformationen

Kundenname: Bundesamt für Energie
Adresse: Mühlestrasse 4, 3063 Ittigen, Schweiz
Kundenreferenz:
Kontaktperson: Florian Kämpfer, Bruno Le Roy

DNV GL Unternehmensinformationen

DNV GL-Legalentität: KEMA Consulting GmbH
DNV GL-Organisationseinheit: Energy

Dokumenteninformationen

Projekttitel: Grundsatzfragen zum zukünftigen
Gasbilanzierungsmodell in der Schweiz (2. Phase)
Projektnummer: 9015-936
Berichtstitel: Grundsatzfragen zum zukünftigen
Gasbilanzierungsmodell in der Schweiz (2. Phase)
Datum der letzten Revision: . August 2016
Autor(en): Holger Ziegler, Christian Hewicker

Bearbeiter:

Geprüft:

Freigegeben:

Holger Ziegler
Senior Consultant

Christian Hewicker
Service Line Leader

Dr. Konstantin Petrov
Managing Consultant

ZUSAMMENFASSUNG

Hintergrund, Ziele und Umfang der Studie

Diese Studie baut direkt auf der Grundlagenstudie zur Gasbilanzierung in der Schweiz von DNV GL für das Bundesamt für Energie (BFE) aus dem Jahr 2015¹ auf.

Eines der Kernergebnisse unserer Studie in 2015 ist, dass die Einführung einer (reinen) Tagesbilanzierung für die bestehenden industriellen und Kleinverbraucher technisch machbar erscheint. Dieses Erkenntnis beruht auf der Analyse der verfügbaren kurzfristigen Flexibilitätsquellen im Schweizer Gasversorgungssystem und des untertägigen Flexibilitätsbedarfs zum Ausgleich untertägiger Schwankungen des Verbrauchs und von Prognoseungenauigkeiten. Gleichzeitig wurde darauf hingewiesen, dass allenfalls für einige Kunden mit besonders hohen Schwankungen innerhalb des Tages sowie für Transite, sofern sie in das Schweizer System integriert werden, zusätzliche untertägige Anreize bzw. Einschränkungen notwendig sein könnten. Daneben weist unsere frühere Studie auf die Notwendigkeit hin, die derzeit verfügbare kurzfristige Flexibilität aus Netzpuffer und insbesondere auch einen guten Teil der Speicher dem Netz zuzuordnen bzw. sie netzdienlich einzusetzen. Dies ist eine Voraussetzung, damit die Netzbetreiber die Verantwortung für die untertägigen Strukturierung des Verbrauchs, die ihnen bei dem Wechsel zur Tagesbilanzierung übertragen würde, tragen können.

Ziel dieser Nachfolgestudie ist es nun, Empfehlungen zur Weiterentwicklung des Schweizer Gasbilanzierungsmodells zu erarbeiten, die sich an die erste Studie anschliessen und zu weiteren Bestandteilen und Aspekten des Gasbilanzierungssystems Bezug nehmen.

Die Untersuchungen im Rahmen dieser Studie beziehen sich auf folgende Themen, die sich nach Abbildung 1 grob drei Bereichen zuordnen lassen:

- Zunächst werden die quantitativen Ergebnisse der ersten Studie zur Machbarkeit der Tagesbilanzierung für bestehende und mögliche neue (grosse) Systemnutzer und Gasverbraucher validiert.
- Im Kern geht es dann um die Frage, wie das System zur Abrechnung von Ausgleichsenergie bei Tagesbilanzierung ausgestaltet sein sollte.
- Ein zentraler Punkt ist auch der Umgang mit den isolierten Zonen. Modelle zur Bilanzierung in den Netzsinseln Kreuzlingen und Tessin werden untersucht.
- Aufgrund der Bedeutung von Gasspeichern in der Schweiz als kurzfristige Flexibilitätsquelle für die Gasbilanzierung untersuchen wir regulatorische Ansätze zur Behandlung von Gasspeichern, um die Zugriffsinteressen der mit der Gasbilanzierung betrauten überregionalen Netzbetreiber und des Marktgebietsverantwortlichen zu unterstützen.
- Zudem konkretisieren wir das notwendige Geflecht an Rollen, Prozessen, Verantwortlichkeiten und Informationsaustausch bei der Gasbilanzierung.
- In exkursorischen Betrachtungen gehen wir auf die zukünftige Aufgabenteilung zwischen dem Marktgebietsverantwortlichen (MGV) und den Regionalnetzbetreibern (REG) sowie den Zusammenhang zwischen Bilanzierung und Versorgungssicherheit ein. Zudem diskutieren wir den von Seiten einiger industrieller Grossverbraucher vorgebrachten Vorschlag zur Integration der Schweiz in das Marktgebiet NCG.

¹ „Grundsatzfragen zum zukünftigen Gasbilanzierungsmodell in der Schweiz“, DNV GL, 2015

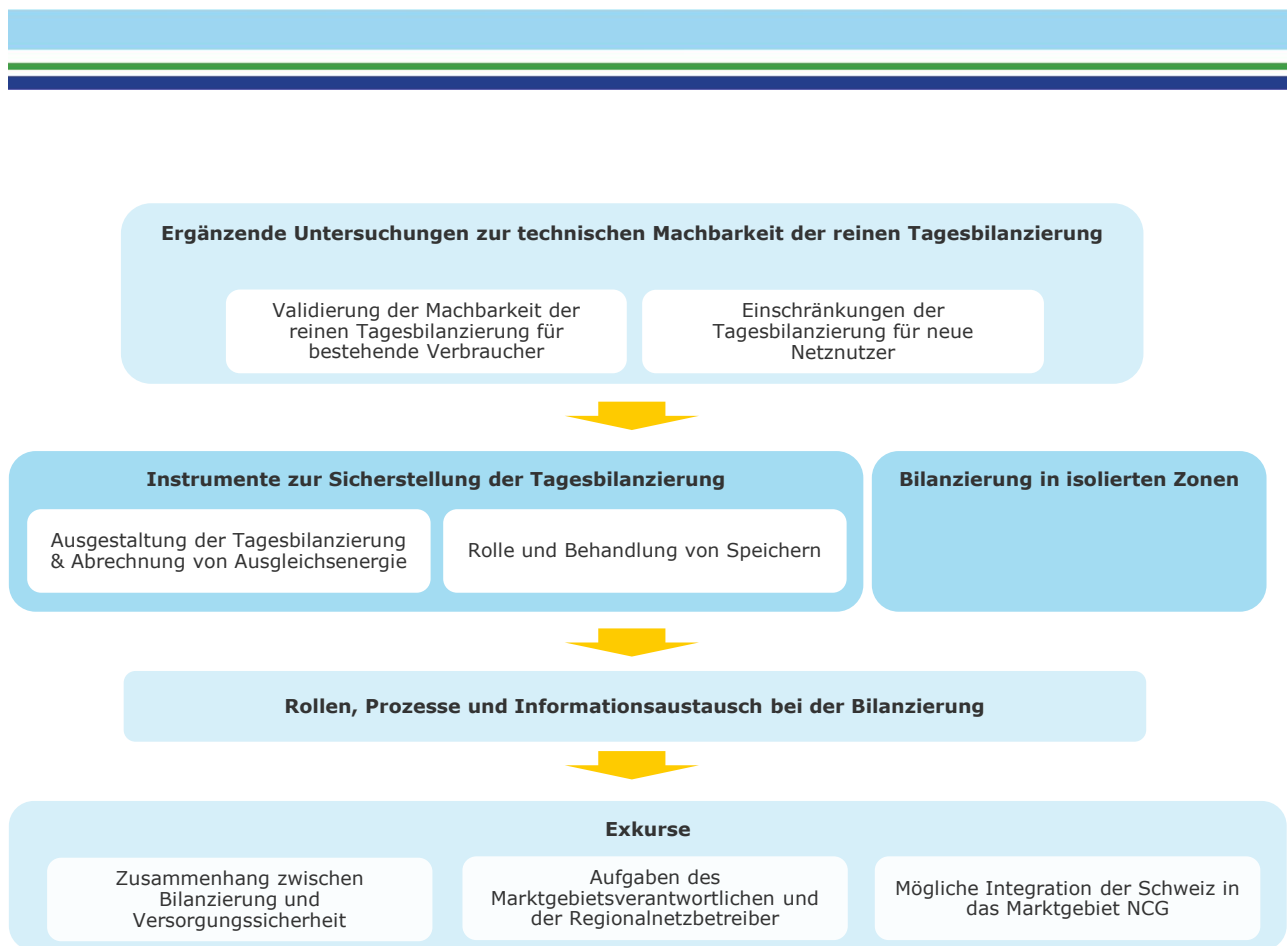


Abbildung 1: Projektinhalte und -struktur


Quelle: DNV GL

Ergänzende Untersuchungen zur technischen Machbarkeit der reinen Tagesbilanzierung

Im ersten Teil dieser Studie stellen wir die Ergebnisse der Studie aus 2015 auf den Prüfstand. Dazu diskutierten wir zum einen mit Vertretern der Gasversorgungsbranche nochmals die Machbarkeit der reinen Tagesbilanzierung für bestehende Gasverbraucher, wie sie unsere Abschätzungen anhand eines quantitativen Modells in der Studie 2015 nahelegen. Zum anderen führten wir vereinfachte Abschätzungen durch, die die Wirkung von zukünftig möglichen neuen (grossen) Gasverbrauchern und Systemnutzern illustrieren.

Im Rahmen des Austauschs mit der Gaswirtschaft wurden von ihr verschiedene Fragen und Kritikpunkte zur Machbarkeit der Tagesbilanzierung vorgetragen. Die Gasbranche vermutet, dass in der Studie 2015 die verfügbare untertägige Flexibilität überschätzt und die notwendige Flexibilität im Rahmen der quantitativen Untersuchungen unterschätzt wurde. Im Zuge des Gedankenaustauschs hat die Gasbranche Daten bereitgestellt (insbesondere zu schweizerischen Verbrauchsprofilen). Mit Hilfe dieser Daten haben wir unsere Ergebnisse der Studie 2015 überprüft.

Wir stellen fest, dass mit der etwas veränderten Datenbasis und mit konservativeren Annahmen zum verfügbaren Netzpuffer sowie zum Gesamtjahresverbrauch der Flexibilitätsbedarf im Mittel im System leicht ansteigt, sich allerdings in der Spitze kaum ändert. Somit ist die Durchführbarkeit der Tagesbilanzierung auch unter Berücksichtigung der Einwände der Gasbranche gegeben. Denn der zusätzliche Bedarf an Flexibilität könnte immer noch durch die verfügbare Flexibilität aus Netzpuffer und Speicher abgedeckt werden. Damit ist die Machbarkeit der reinen Tagesbilanzierung für Industrie- und Kleinkunden aus unserer Sicht weiterhin gegeben.



Zugleich gelten weiterhin die von uns in der Studie 2015 aufgeführten Einschränkungen für die Machbarkeit der Tagesbilanzierung, insbesondere für denkbare neue grosse Systemnutzer. Hier denken wir insbesondere an Transite, die derzeit nicht in die Bilanzierung in der Schweiz integriert sind, an neue Gas-und-Dampf (GuD) Kraftwerke und zukünftige Power-to-Gas (P2G) Anlagen.

Um die Wirkung von solchen Systemnutzern auf die Gasbilanzierung zu illustrieren, führen wir vereinfachte quantitative Abschätzungen zu extremen aber realistischen Szenarien zu ihrem Einsatzverhalten durch. Dabei werden die aktualisierten Annahmen für die verfügbare Flexibilität berücksichtigt. Diese Abschätzungen zeigen, dass insbesondere der Einfluss von GuD-Anlagen und Transiten auf die Gasbilanzierung erheblich sein kann. Sofern man beabsichtigt, sie in die Tagesbilanzierung zu integrieren, ergeben sich ohne weitere Massnahmen erhebliche Risiken für die Gasbilanzierung und die Versorgungssicherheit.

- Bereits wenige GuD-Anlagen erhöhen den untertägigen Strukturierungs- und Flexibilitätsbedarf bei den Netzbetreibern im Fall der reinen Tagesbilanzierung und unter der Annahme eines typischen Tag/Nacht Einsatzprofils der Gaskraftwerke erheblich. Dadurch reicht die Flexibilität aus Gasspeichern und Netzpuffer nicht aus, um neben der Strukturierung der anderen Netznutzer (Kleinkunden und Industriekunden) auch die Strukturierung des Verbrauchs von GuD-Anlagen zu erbringen.
- Auch Transite stellen aufgrund ihrer Grösse relativ zum Inlandsverbrauch und möglicher unabgestimmter Nominierungen zwischen Wallbach / Oltingue und Griespass ein erhebliches Risiko für die Gasbilanzierung dar. Ihr Strukturierungsbedarf kann die verfügbare Flexibilität bei Weitem übertreffen.
- Hingegen haben wir gezeigt, dass der Einfluss von P2G Anlagen vernachlässigbar bleibt, solange diese Anlagen klein sind bzw. ihre Anzahl begrenzt ist.

Dies legt nahe, dass GuD-Anlagen und Transite (soweit letztere in das Bilanzierungsregime der Schweiz integriert werden) nicht ohne Einschränkungen in die Tagesbilanzierung integriert werden sollten. Welche Instrumente vorzuziehen sind und wie diese näher festgelegt werden sollen, wird im Zusammenhang mit der Ausgestaltung der Regelungen zur Abrechnung von Ausgleichsenergie aufgegriffen und adressiert.


Ausgestaltung der Tagesbilanzierung und Abrechnung von Ausgleichsenergie

Ausgestaltungsoptionen

Der Kern dieser Studie besteht darin, Vorschläge für das zukünftige System zur Abrechnung von Ausgleichsenergie in der Schweiz zu entwickeln. Die Ausgleichsenergiesystematik liefert den regulatorischen Rahmen für die verursachungsgerechte Abrechnung von Ausgleichsenergie von Bilanzgruppen, die während des Tages z.B. aufgrund von Prognoseungenauigkeiten entstehen.

Wir unterscheiden zwischen den folgenden Abrechnungssystemen:

- Stundenbilanzierung
- Reine Tagesbilanzierung (ohne untertägige Anreize)
- Tagesbilanzierung mit stündlichen Anreizen
- Tagesbilanzierung mit mehrstündigen Anreizen.



Die Stundenbilanzierung und Tagesbilanzierung mit untertägigen Restriktionen haben u.a. gemeinsam, dass sie Anreize für Bilanzgruppen bieten, untertägig möglichst das Verbrauchsprofil ihrer Kunden nachzufahren. Diese Strukturierung resultiert in Zusatzkosten und kann aus Sicht der Bilanzgruppen kostenintensiv sein. Sie wirkt zudem wettbewerbshemmend, da davon insbesondere solche Transportkunden / Lieferanten getroffen werden, die keinen (günstigen) Zugang zu Flexibilität, wie Speicher in der Schweiz, haben. Zudem belegen unsere Auswertungen einen deutlichen Kostenvorteil der (zentralen) Strukturierung durch die Regionalnetzbetreiber (REG) / Marktgebietsverantwortlicher (MGV) bei einer reinen Tagesbilanzierung gegenüber den Kosten der Tagesbilanzierung mit untertägigen Restriktionen. Denn bei letzterem wären die Transportkunden / Lieferanten gezwungen, die Strukturierung des untertägigen Verbrauchs ihrer Endkunden selbst vorzunehmen, wenn sie Pönalen aus untertägigen Toleranzverletzungen vermeiden wollen. Zuguterletzt haben die resultierenden Zusatzkosten der notwendigen Eigenstrukturierung durch die Transportkunden nur einen begrenzten bzw. geringen Bezug zu den Ungleichgewichten zwischen der Prognose und dem tatsächlichen Verbrauch ihrer Kunden, d.h. der am Tagesende bzw. untertägig auftretenden Ausgleichsenergie. Vielmehr kann davon ausgegangen werden, dass Pönalen in erheblichem Mass von der untertägig notwendigen Strukturierung dieser Kunden und weniger von Prognosefehlern getrieben wird. Somit würden besonders Kunden mit volatilen Verbrauch für ihr Profil und ihren Strukturierungsbedarf „bestraft“.

Aufgrund dessen ist grundsätzlich die Einführung der Tagesbilanzierung mit einer zentralen untertägigen Strukturierung und dem Systemausgleich am Tagesende durch die REG/MGV vorzuziehen, während untertägige Restriktionen auf ein Mindestmass beschränkt werden sollten. Gleichzeitig sind allerdings auch die zuvor diskutierten Risiken bzw. notwendigen Einschränkungen bezüglich bestimmter Kundengruppen zu berücksichtigen, wie beispielsweise neue GuD-Anlagen oder Transite. Zum anderen profitieren nicht alle Kunden notwendigerweise von einer reinen Tagesbilanzierung. Dies gilt insbesondere für Kunden(gruppen) mit einem eher gleichmässigen Verbrauch innerhalb des Tages und einem entsprechend geringen Strukturierungsbedarf. Sie können in der Lage sein, ihre eigene Strukturierung auch in einem System untertägiger Restriktionen kostengünstig zu sichern. Insbesondere können diese Kosten wesentlich niedriger sein als die durchschnittlichen Strukturierungskosten für sämtliche Kunden in der reinen Tagesbilanzierung, vor allem bei Berücksichtigung des sehr hohen Anteils an Heizgaskunden in der Schweiz. Eine zwangsweise Einbeziehung in die reine Tagesbilanzierung könnte de facto zu einer Quersubventionierung zu Lasten derartiger Industriekunden führen.

Vor diesem Hintergrund konkretisieren wir verschiedene Ausgestaltungsoptionen in den folgenden beiden Dimensionen:

1. Einheitlichkeit des Bilanzierungssystems für alle Kunden bzw. mögliche Differenzierung der Tagesbilanzierung zwischen verschiedenen Kundengruppen
 - a. Reine Tagesbilanzierung für alle Kunden
 - b. Tagesbilanzierung mit untertägigen Restriktionen für alle Kunden
 - c. Mischsystem mit Differenzierung nach Kundengruppen.
2. Denkbare Kriterien zur möglichen Unterscheidung des Bilanzierungssystems in Kunden mit reiner Tagesbilanzierung und Kunden mit Tagesbilanzierung und untertägigen Restriktionen:
 - a. Art der Kunden
 - b. Kundengrösse
 - c. Kunden im geöffneten und ungeöffneten Marktsegment.

Die verschiedenen Ausgestaltungsoptionen diskutieren und bewerten wir unter Berücksichtigung der spezifischen Ausgangslage und Perspektiven in der Schweiz und den Entwicklungen des regulatorischen Umfelds in Europa und in den angrenzenden Ländern sowie ihrer grundlegenden Wirkungen auf u.a. Versorgungssicherheit und Wettbewerb

Empfohlenes Modell

Nach Abwägung der verschiedenen Vor- und Nachteile der Ausgestaltungsoptionen empfehlen wir für die Schweiz ein System der Tagesbilanzierung, in dem eine „reine“ Tagesbilanzierung für den Grossteil der Kunden mit kumulierten untertägigen Restriktionen und Anreizen für andere Kundengruppen kombiniert wird. Darin wird den Unterschieden im untertägigen Verbrauchsprofil zwischen Kundengruppen durch eine Differenzierung zwischen verschiedenen Netznutzern und eine entsprechende Ausgestaltung der relevanten Parameter Rechnung getragen. Dies erlaubt eine weitgehende Beibehaltung von Elementen einer reinen Tagesbilanzierung in Verbindung mit effektiven Anreizen für eine Übereinstimmung der stündlichen Bilanz im nationalen und internationalen Gashandel (Transaktionen am virtuellen Austauschpunkt (VAP), Importe und Exporte) sowie für ausgewählte grosse Endverbraucher.

Konkret schlagen wir die folgende Differenzierung hinsichtlich der Grundlage für die Ausgleichsenergie(AE)-Abrechnung, dem anzulegenden Toleranzband und der Beteiligung an der Sozialisierung gewisser Kostenkomponenten vor:

- Allgemeine Verbraucher:
 - Grundsätzlich schlagen wir vor, dass die Belieferung von Verbrauchern in der Schweiz weitestgehend Elemente einer „reinen Tagesbilanzierung“ aufweisen sollte. Neben Kleinkunden sollte diese Gruppe auch alle anderen Verbraucher umfassen, die nicht unten separat aufgeführt sind.
 - Die Abrechnung dieser Netznutzer sollte auf Basis eines Tagesbandes erfolgen. Dementsprechend sollten die gemessene Tagesmenge (bzw. die sich gemäss SLP ergebene Tagesmenge) zu je 1/24 auf die einzelnen Stunden des Gastags verteilt werden.
 - Gleichzeitig muss es den BGV ermöglicht werden, allfällige Prognosefehler während des Gastags zu korrigieren, um ihre Ausgleichsenergie zu minimieren und zu einer möglichst ausgeglichenen Gesamtbilanz des Netzes beizutragen. Dementsprechend schlagen wir vor, dass diesen Kunden eine geringe untertägige Toleranz gewährt wird. Diese sollte sich an einem als akzeptabel erachteten Prognosefehler z.B. für ein Portfolio aus Kleinkunden mit einem hohen Heizgasanteil orientieren.²
 - Aufgrund der mit dem System der Tagesbilanzierung verbundenen Sozialisierung gewisser Kosten sowie der notwendigen Vorhaltung ausreichender untertägiger Flexibilität für die Strukturierung schlagen wir ferner vor, dass diese Kundengruppe für die entsprechenden (residualen) Kosten in Form einer separaten Umlage („Strukturierungsumlage“) aufkommen muss.
- Spezifische grosse Verbraucher
 - Wie dargelegt, erscheint die Anwendung einer reinen Tagesbilanzierung für volatile zukünftige Netznutzer nicht möglich. Dementsprechend schlagen wir vor, dass diese

² Aufgrund der Abrechnung in Form eines Tagesbandes sollte sich diese Toleranz am relativen Prognosefehler der Tagesmenge orientieren.

Kunden generell auf Grundlage ihres stündlichen Abnahmeprofiles im Rahmen einer Tagesbilanzierung mit untertägigen Restriktionen abgerechnet werden. Dies gilt insbesondere für zukünftige GuD-Kraftwerke sowie allenfalls auch andere Grossverbraucher.


- Um den höheren Risiken hinsichtlich stündlicher Abweichungen Rechnung zu tragen, sollte diesen Netznutzer eine grössere kumulierte Toleranz gewährt werden. Diese Toleranz sollte dabei so bemessen werden, dass sie mindestens der möglichen Grösse unvermeidlicher Abweichungen und den geltenden Fristen zur Renominierung Rechnung trägt.
- Umgekehrt sollten diese Verbraucher nur zu einem geringen Teil an der o.g. Umlage beteiligt werden.
- Grossverbraucher mit einem eher ausgeglichenen bzw. gut vorhersagbaren Verbrauchsprofil
 - Für RLM-Kunden mit einem eher ausgeglichenen bzw. gut vorhersagbaren Verbrauchsprofil können die Risiken der untertägigen Restriktionen kleiner sein als die möglichen Zusatzkosten aus einer allfälligen Umlage. Gleichzeitig befinden sich diese Verbraucher häufig im internationalen Wettbewerb.
 - (Mittel-) Grossen industriellen RLM-Kunden könnte daher ein Optionsmodell offenstehen, bei dem sie zwischen den beiden zuvor dargestellten Abrechnungsmodellen wählen können. Ein derartiges Optionsmodell könnte z.B. für Kunden mit einem geringen untertägigen Strukturierungsbedarf interessant sein.
 - Allenfalls könnte dieses Modell auch auf Grosskunden angewendet werden, d.h. alle Endverbraucher (Abnahmestellen) mit einem „sehr grossen“ Verbrauch oberhalb eines geeigneten Schwellwerts.
- Handelsmengen
 - Alle Handelsmengen, inklusive Transaktionen am VAP, Importen und Exporten sowie allenfalls die Lieferung von Regelenergie, sollten grundsätzlich auf Grundlage der Stundenwerte abgerechnet werden, und zwar ohne Berücksichtigung einer zusätzlichen Toleranz. Dementsprechend sollten diese Mengen auch nicht an der Strukturierungsumlage partizipieren.

Tabelle 1: Vorschlag zur Ausgestaltung der Tagesbilanzierung

Kundengruppe	Abrechnung auf Grundlage von	Toleranzband	Strukturierungsumlage
Allgemeine Verbraucher	1/24 der Tagesmenge gemäss Messung bzw. SLP (Tagesband)	Gering	Voll
Spezifische grosse Verbraucher ^{a)}	Stündliche Messwerte	Mittel	Reduziert
Transaktionen am VAP, Import, Export, Regelenergie	Gemäss Nominierung (stündlich)	-	-

a) Allenfalls optional bzw. für nicht geöffneten Markt

Quelle: DNV GL



Dieser Vorschlag geht konform mit dem europäischen Regulierungsrahmen, der den Übergang zur reinen Tagesbilanzierung ohne untertägige Restriktionen vorsieht bzw. diese nur unter bestimmten Voraussetzungen bzw. für bestimmte Kundengruppen zulässt. Der Vorschlag deckt sich zudem mit den Gegebenheiten z.B. in Deutschland und Österreich, wo das Bilanzierungssystem ebenfalls auf der Tagesbilanzierung beruht, aber für einige Kundengruppen untertägige Restriktionen eingesetzt werden.

Wie in Tabelle 1 dargestellt, unterscheiden sich drei Kundengruppen nach der Verwendung der nominierten bzw. gemessenen Ein- und Ausspeisung im Rahmen der Ausgleichsenergieabrechnung. Hinsichtlich der Nominierung würden dagegen sämtliche Kundengruppen gleich behandelt, d.h. sämtliche Nominierungen müssten in Form von Stundenwerten erfolgen.

Die Toleranzen werden in dem vorgeschlagenen Modell je nach Kundengruppe gewährt, können jedoch durch den BGV innerhalb eines Portfolios kombiniert werden. Dies ermöglicht es, sämtliche Mengen innerhalb eines einheitlichen Systems zu erfassen, und erleichtert damit die Verzahnung des internationalen und nationalen Gashandels mit der Inlandsversorgung. Prinzipiell wäre es damit auch möglich, Transitmengen in die Bilanzierung im Entry-Exit-System zu integrieren.

Wir empfehlen, dass die allfälligen Toleranzen jeweils auf sämtliche Kunden im entsprechenden Marktsegment anzuwenden, d.h. unabhängig davon, ob der jeweilige Kunde von seinem allfälligen Wahlrecht Gebrauch gemacht hat oder nicht. Im Falle einer nur teilweisen Marktöffnung wäre zudem zu überlegen, inwieweit die Belieferung von Kleinkunden ebenfalls untertägigen Restriktionen unterliegen sollte.

Bezüglich der Preisbildung für die Abrechnung von Ausgleichsenergie am Ende des Gastags empfehlen wir in Anlehnung an EU-Vorgaben,³ soweit möglich auf ein 2-Preis-System auf Basis von Grenzpreisen für die Ausgleichsenergie umzustellen. Ergänzend können allenfalls administrativ festgesetzte / indizierte Pönalen für untertägige Restriktionen eingeführt werden. In einer Übergangsperiode, d.h. solange auf keinen ausreichend liquiden Markt für externe Regelenergie zurückgegriffen werden kann, sollten die Preise für Ausgleichsenergie an einen geeigneten Referenzwert im Ausland gebunden werden (wie z.B. von NCG und PEG). Die Festlegung der Pönalen sollte der Überwachung durch den Regulator unterliegen, unter Berücksichtigung z.B. der Kriterien der Verordnung (EU) Nr. 312/2014.

Daneben empfehlen wir, auch die europäischen Vorgaben zur Finanzneutralität umzusetzen. Um das zu gewährleisten, empfehlen wir die Einführung einer separaten Bilanzierungsumlage. Die Umlage kompensiert die residualen Kosten und Erlöse und ist von allen Bilanzgruppen bzw. Netznutzern mit physikalischer Abgabe in der Schweiz zu entrichten. Die Höhe der Umlage sollte sich an der maximalen physikalischen Abgabe bzw. lokalen Exit-Kapazität eines Kunden bemessen. Dadurch sind insbesondere Kunden mit schwankendem untertägigem Verbrauch von der Umlage betroffen (analog zu den Netzentgelten). Sie entwickelt aber nur begrenzte Bedeutung für Verbraucher mit Grundlastcharakter. Durch diese Ausgestaltung ist es möglich, die Umlage prinzipiell in die Netzentgelte zu integrieren. Dabei sollten internationale Austauschmengen und VAP-Mengen unberücksichtigt bleiben.

Auf der Grundlage der Empfehlungen zur Ausgestaltung des Bilanzierungssystems ergeben sich verschiedene Anforderungen an die Regulierung und die Gesetzgebung:

- Der Gesetzgeber sollte per Gesetz / Verordnung insbesondere die grundlegende Ausgleichsenergiesystematik festlegen. Dazu zählen generelle Kriterien, wie z.B. das Prinzip der

³ Vgl. Verordnung (EU) Nr. 312/2014 der Kommission vom 26. März 2014 zur Festlegung eines Netzkodex für die Gasbilanzierung in Fernleitungsnetzen (nachfolgend als Verordnung (EU) Nr. 312/2014 bezeichnet) ; diese implementiert den Network Code on Gas Balancing of Transmission Networks von ENTSO-G.

Zugriffs / Nutzungsrechts auf Speicherkapazität und nach der Art, wie dieses sichergestellt wird unterschieden werden. Insgesamt unterscheiden wir folgende Optionen:

- Modell 1: Eigentum des REG/MGV (vollständig oder Speicherscheiben)
- Modell 2: Betrieb durch REG/MGV
- Modell 3: Betrieb durch den Verteilnetzbetreiber (VNB) mit einer Lastflusszusage (auf Basis einer bilateralen vertraglichen Vereinbarung zwischen VNB und REG/MGV)
- Modell 4: Marktbasierte Beschaffung von Regelenergie

Diesen Vorüberlegungen folgend, schlagen wir folgendes Modell vor, das den möglichen Konstellationen und der Bedeutung der Speicher für die Gasbilanzierung Rechnung trägt (vgl. Tabelle 2):

a) Speicher am Hochdrucknetz, die in dieses zurückspeisen können (mit oder ohne Einspeisung ins Verteilnetz):

Diese Speicher sind essentiell für die Gasbilanzierung, da sie zum einen tendenziell eine grosse Speicherkapazität aufweisen und zum anderen ein hohes Mass an Flexibilität bieten. Insofern sollte die Steuerung zukünftig auf den REG/MGV übertragen oder bei ihm belassen werden. Zudem sollte im Falle der Tagesbilanzierung mit zunehmender Marktöffnung die gesamte oder zumindest ein grosser Teil der Speicherflexibilität dem Netz zugeordnet werden und damit der Bilanzierung dienen.

In den Fällen, in denen die Speicherflexibilität nicht vollständig von vom REG/MGV beansprucht wird, ist weiterhin eine gemischte Nutzung auch durch andere Akteure, wie etwa einen VNB, denkbar. Insbesondere bei Speichern, die sowohl in das Hochdrucknetz zurückspeisen und/oder ins Lokalnetz ausspeisen können, ist es denkbar, dem REG/MGV die Steuerung des Speichers zuzuweisen, weiterhin aber eine gemischte Nutzung auch durch den Lokalnetzbetreiber zuzulassen.

Sofern ein langfristiger Pfad zur Marktöffnung und Tagesbilanzierung definiert wird, sollte mit diesem Modell auch die (vollständige oder anteilige) Eigentumsübertragung der entsprechenden Speicher einhergehen. Diese sollte sich auf die als systemrelevant und in hohem Mass zur Bilanzierung dienlichen Speicher beschränken. Aufgrund der Vorteile des vollständigen gegenüber dem anteiligen Eigentum an Speichern für den REG/MGV wäre generell ein vollständiger Eigentumsübertrag vorzuziehen, v.a. wenn durch einige wenige Speicher der Flexibilitätsbedarf im Netz zu grossen Teilen gedeckt und damit der anteilige Eigentumserwerb an weiteren Speichern vermieden werden könnte. Ein anteiliger Eigentumsübertrag wäre hingegen vorzuziehen, um eine Überdeckung mit Flexibilität zu vermeiden, z. B. im Fall der unvollständigen Marktöffnung.


Bei den Speichern, die nicht vom REG/MGV zur Bilanzierung beansprucht werden, ist keine Eigentumsübertragung vorgesehen. Dadurch sind auch keine Änderungen im Betriebskonzept und in den vertraglichen Verhältnissen zwischen REG/MGV und Speichereigentümer notwendig.

b) Speicher am Hochdrucknetz, die nicht zurückspeisen können:

Bei diesen Speichern sind 2 alternative Modelle denkbar.

- Alternative 1: In den Fällen, in denen der Speicher heute durch ein lokales Unternehmen betrieben wird, kann der Betrieb in die Hände des VNB gegeben werden bzw. bei diesem verbleiben. Dies begründet sich daraus, dass der Speicher an der Schnittstelle zum Lokalnetz liegt und womöglich eine Nutzungskonkurrenz vorliegt.

Um die Nutzungskonkurrenz zu handhaben, sollte der Speicherbetrieb durch den VNB allerdings mit einer vertraglich festgelegten Vorgabe (Lastflusszusage) verbunden werden,



die zwischen VNB und REG/MGV geschlossen wird. Diese Vorgabe sollte den VNB verpflichten, den Speicherbetrieb so auszurichten, dass aus dem Hochdrucknetz eine möglichst konstante Menge abgenommen wird. Dadurch glättet der VNB die Abnahme aus dem Hochdrucknetz und hilft mit, die untertägige Strukturierung durch den REG/MGV zu gewährleisten. In diesem Falle wären allenfalls zusätzliche Regelungen notwendig, um ausreichende Anreize für den netzdienlichen Einsatz des Speichers zu geben und dies auch im Rahmen der Bilanzierung zu berücksichtigen.

- **Alternative 2:** Alternativ kann der Betrieb des Speichers in die Hände des REG/MGV gelegt bzw. bei diesem belassen werden. Dies entspricht in vielen Fällen dem derzeitigen Betriebsmodell derartiger Speicher, bei dem die REG den Speicher betreiben, auch wenn dieser (mehrheitlich) anderen gehört. Dementsprechend wäre der Umstellungsaufwand minimal, da (weitgehend) auf bestehende Regelungen zurückgegriffen werden könnte.

Bei beiden Ansätzen erfolgt keine Änderung der derzeitigen Eigentumsverhältnisse.

Aufgrund der fehlenden Rückspeisung erscheint es generell sinnvoll, die Alternative 2 vorzuziehen. Umgekehrt betrachten wir beide Modelle in der Wirkung als weitgehend gleichwertig. Daher schlagen wir vor, sich bei der Entscheidung im Einzelfall an den bestehenden Gegebenheiten zu orientieren.

c) Speicher im Lokalnetz (ohne Rückspeisung ins Hochdruck-/Regionalnetz)

Diese Speicher bieten aufgrund der unzureichenden Mess- und Steuerbarkeit durch den REG/MGV und ihrer geringen Grösse geringe Vorteile und erhebliche Einschränkungen für die Bilanzierung. Sie spielen aus Sicht des REG bzw. der MGV die geringste Rolle.

Wir schlagen vor, dass diese Speicher auch weiterhin der ausschliesslichen Kontrolle durch den Lokalnetzbetreiber unterstehen. Sind die Speicher trotz ihrer Einschränkungen grundsätzlich systemrelevant, sollten sie allenfalls durch eine bilaterale Vereinbarung mit einer Betriebsbeschränkung versehen werden, analog der Anwendung von Lastflusszusagen. Sind die Speicher hingegen nicht systemrelevant aber geeignet, Systemdienstleistungen wie Regelleistung zu erbringen, kann der Speicherbetreiber bzw. die Speichernutzer ein entsprechendes Angebot an den REG/MGV in Erwägung ziehen.

d) Etrez

Für Etrez empfehlen wir das Modell einer Lastflusszusage mit Profilstruktur. Gegenstand einer derartigen Lastflusszusage sollte hierbei das tägliche Profil der Einspeisung aus Frankreich sein. Diese Lastflusszusage basiert auf der Kapazität, die aus Gründen des Kapazitätsmanagements notwendig ist (siehe Parallelstudie zu Entry-Exit System (EES) und Kapazitätsprodukten). Um den Wert der Lastflusszusage für die Bilanzierung zu gewährleisten, wird sie allerdings um die Anforderung erweitert, dass die Lastflusszusage ein gewisses Profil aufweisen muss. Das Profil entspricht dem Verbrauch derjenigen Kunden, die in der reinen Tagesbilanzierung sind und für deren untertägige Strukturierung der REG/MGV verantwortlich ist.

Allen Speichern, die nicht systemrelevant aber geeignet sind, Systemdienstleistungen wie Regelleistung zu erbringen, steht die freiwillige, marktbasierende Vermarktung von Flexibilität an die REG/ den MGV als Regelleistung offen.

Tabelle 2: Zusammenfassung des Speicherregulierungsmodells in Abhängigkeit des Speichertyps

Speicherart	Betriebsmodell	Modell 1: Eigentum durch REG	Modell 2: Betrieb durch REG	Modell 3: Lastfluss- zusage	Modell 4: Markt- basiert
Speicher am Hochdrucknetz, bidirektional, ohne Einspeisung in Verteilnetz		✓	(✓)		(✓)
Speicher am Hochdrucknetz, bidirektional, mit Einspeisung in Verteilnetz		(✓)	✓		(✓)
Speicher direkt am Hochdrucknetz, ohne Rückspeisung			(✓)	✓	(✓)
Lokaler Speicher im Niederdrucknetz				✓	(✓)
Etrez				✓	(✓)

Quelle: DNV GL

Die Art und Höhe der Vergütung der Bereitstellung von Flexibilität aus Speichern empfehlen wir nach der Speicherart zu unterscheiden:

- Speichern, die zukünftig durch den REG (und indirekt MGV) optimiert werden, d.h. alle Speicher am Hochdrucknetz mit der Möglichkeit zur Rückspeisung, sollten eine individuelle kostenorientierte (nicht marktbasierende) Vergütung erhalten.

Das kostenbasierte Verfahren sollte auch auf die Vergütung der Lastflusszusage (LFZ) im Falle von Etrez angewendet werden. Zur Bestimmung einer angemessenen Vergütung könnte hierbei entweder auf die tatsächlichen Kosten oder aber die veröffentlichten Tarife von Storengy zurückgegriffen werden.

- Bei Speichern, die durch den VNB optimiert werden, wäre neben einer Erstattung der individuellen Kosten auch eine pauschalisierte Vergütung denkbar. In beiden Fällen sollten dem Speicherbetreiber weitergehende Anreize für den Einsatz von lokalem Netzpuffer geboten werden, damit die Abnahme aus dem Speicher und aus dem vorgelagerten Netz gemeinsam optimiert wird.

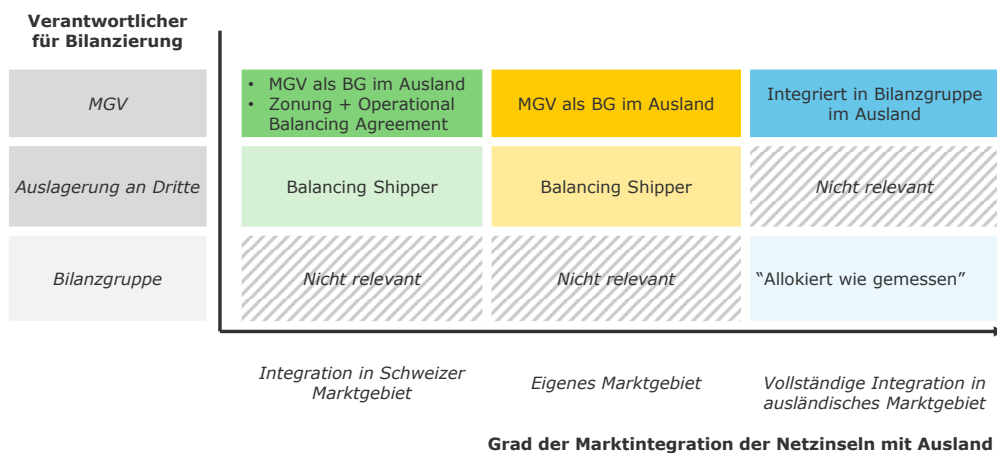
Bilanzierung in isolierten Zonen

Die Gemeinde Kreuzlingen und die Region Tessin sind bisher physisch nur an das deutsche bzw. italienische Netz angebunden und werden aus den beiden Nachbarländern Deutschland und Italien direkt versorgt. In Anbetracht dessen sparte die Studie in 2015 zu Grundsatzfragen zum Gasbilanzierungssystem in der Schweiz die Frage aus, wie die Bilanzierung in den Netzinseln, erfolgen sollte.

Die Bilanzierung dort lässt sich zunächst danach ausrichten, welchem Marktgebiet die Netzinsel zugeordnet ist. Hierbei können drei Varianten unterschieden werden:

- Integration in ein integriertes Marktgebiet Schweiz
- Bildung eines eigenen Marktgebiets
- Integration in das ausländische Marktgebiet, aus dem die Netzinsel physisch versorgt wird

Zudem kann danach unterschieden werden, welchem Akteur die Verantwortung für die Bilanzierung zugewiesen wird. Dies kann der MGV, ein ausgewählter, sogenannter Balancing Shipper oder die Bilanzgruppen selbst. Kombiniert man beide Gestaltungsoptionen, nämlich die Zuweisung der Netzinsel zu einem Marktgebiet und die formale Verantwortung für die Bilanzierung in der Netzinsel, ergeben sich verschiedenen Optionen (siehe Abbildung 3).



Legende: MGV – Marktgebietsverantwortlicher, BG – Bilanzgruppe

Abbildung 3: Übersicht zu Modellen zur Gasbilanzierung in Netzinseln

Quelle: DNV GL

Auf der Grundlage der zu erwartenden Vor- und Nachteile der verschiedenen Modelle empfehlen wir grundsätzlich eine Integration der beiden Netzinseln in ein grösseres Marktgebiet (siehe Abbildung 4). Die Schaffung bzw. Beibehaltung eines eigenen Marktgebiets in den Netzinseln ist aufgrund der geringen Verbrauchsmengen und der hohen Risiken für unabhängige Lieferanten abzulehnen.

Mit Blick auf die physischen Gegebenheiten liegt es nahe, eine vollständige Integration der beiden Netzinseln in das jeweils benachbarte ausländische Marktgebiet anzustreben. Hierbei kämen sowohl eine formale Integration unter der Verantwortung des ausländischen Fernleitungsnetzbetreibers (FNB) bzw. MGV oder, zumindest als Übergangslösung, ein direkter Übertrag aller Verbrauchsmengen an ausländische BGV in Betracht. Allerdings würde dies dauerhaft zu einer Trennung vom allgemeinen Schweizer Gasmarkt führen und könnte somit auch in strukturellen preislichen Unterschieden resultieren.

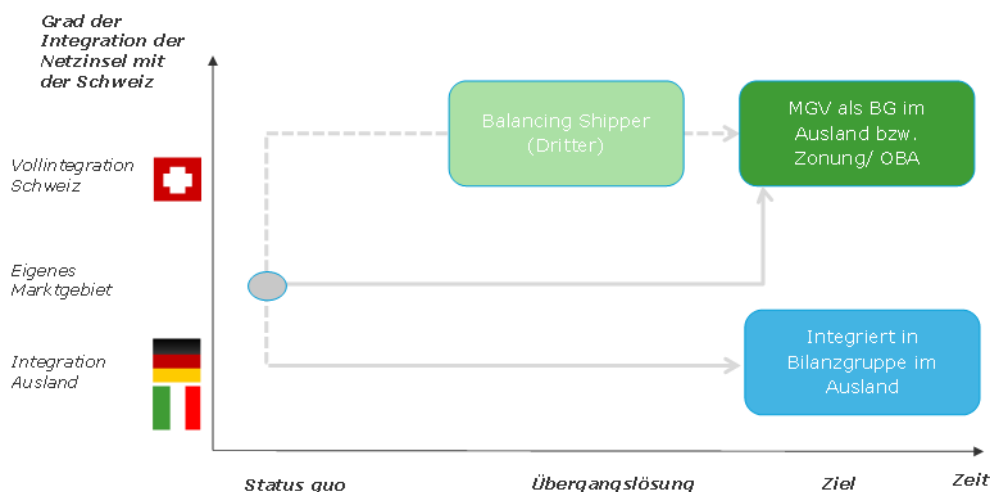


Abbildung 4: Illustration der Weiterentwicklung des Bilanzierungsregimes in den Netzeinseln

Quelle: DNV GL

Sollte keine politische Mehrheit für eine derartige Lösung gegeben sein, empfehlen wir stattdessen eine vollständige Integration der Netzeinseln in das gesamtschweizerische Marktgebiet. In diesem Falle empfehlen wir auch einen effektiven Übertrag der Abweichungen aus den Netzeinseln in das allgemeine Marktgebiet Schweiz, vorzugsweise über ein sogenanntes Operational Balancing Agreement (OBA). Darunter versteht man die fortlaufende Dokumentation der Differenzen zwischen der Summe der stündlich gemessenen Gasmengen und der Summe der für diese Stunde allokierten Gasmengen an diesem Punkt auf der Grundlage einer bilateralen Vereinbarung zwischen zwei angrenzenden Netzbetreibern.

Als Übergangslösung wäre allenfalls die Kontrahierung eines Balancing Shippers möglich, wobei ein derartiges Konstrukt nach Möglichkeit auf einen klar begrenzten Zeitraum begrenzt sein sollte.

Exkursorisch haben wir zudem die mögliche Integration der gesamten Schweiz in das Marktgebiet NCG angerissen. Diesen von Seiten einiger industrieller Grossverbraucher vorgebrachten Vorschlag lehnen wir auf kurze Sicht ab. Ein Grund sind mögliche Risiken und Nachteile für die Schweiz, die aus der Asymmetrie der unterschiedlichen regulatorischen und marktlichen Voraussetzungen entstehen können. Es erscheint sinnvoller, in einem ersten Schritt das Hauptaugenmerk auf die Schaffung entsprechender Strukturen in der Schweiz zu legen, wie z.B. ein effektives und diskriminierungsfreies Kapazitäts- und Bilanzmanagement. Die effektive Integration z.B. mit dem Marktgebiet NCG setzt zudem eine möglichst grosse Übereinstimmung bzw. Kompatibilität mit den entsprechenden Regelungen im Ausland voraus.

Rollen, Prozesse und Informationsaustausch bei der Bilanzierung

Neben Fragen der marktlichen und regulatorischen Ausgestaltung der Gasbilanzierung widmen wir uns auch Fragen der operativen Umsetzung der Prozesse. Aufgrund der derzeit noch offenen Entwicklung bei der Gasmarktöffnung und bei den regulatorischen Vorgaben zur Gasbilanzierung sind jedoch noch viele Freiheitsgrade auch bei der Ausgestaltung der Prozesse vorhanden. Daher beschränken wir uns darauf, die Prozesse allgemein zu beschreiben und auf mögliche und bevorzugte Ausgestaltungsalternativen hinzuweisen. Dazu führen wir relevante Begriffe und die beteiligten Marktrollen und die wichtigsten Kundengruppen ein.

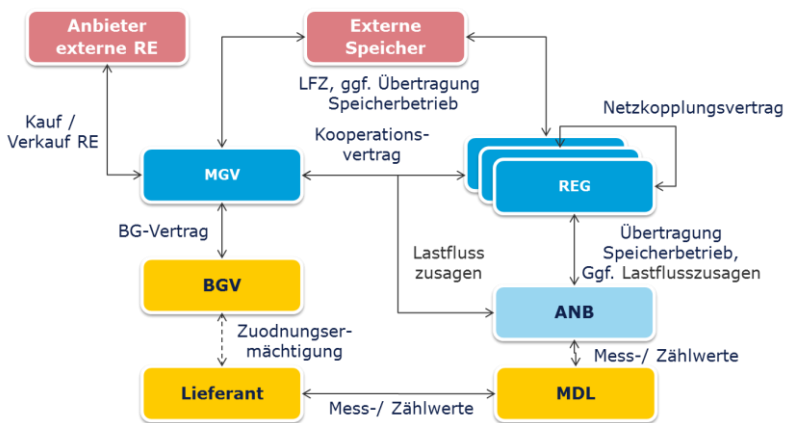


Abbildung 5: Marktrollen bei der Bilanzierung (auf der Grundlage von Abbildung 24)

Quelle: DNV GL

Zudem beschreiben wir die Prozesse der Bilanzierung inklusive des Daten- und Informationsaustauschs entlang der Zeitachse. Dabei unterscheiden wir zwischen Prozessen, die vor, während und nach dem Liefertag ablaufen.

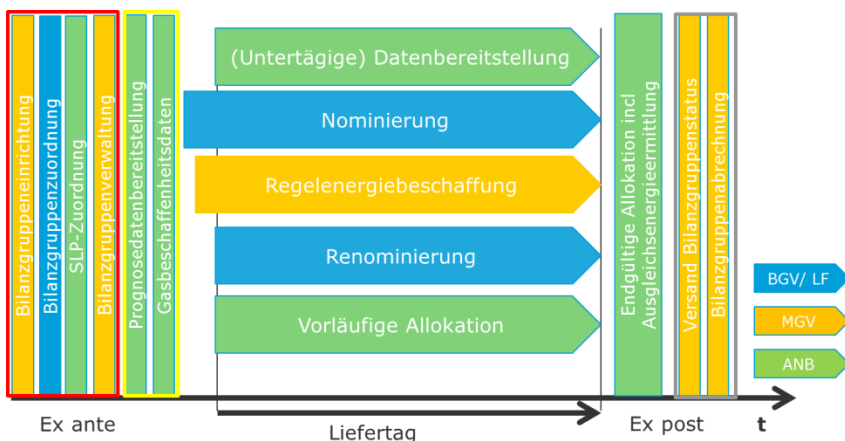


Abbildung 6: Prozesse bei der Bilanzierung – grober zeitlicher Ablauf

Quelle: DNV GL

Aufgaben des Marktgebietsverantwortlichen und der Regionalnetzbetreiber

In einem gemeinsamen Marktgebiet bzw. einem gemeinsamen Bilanzierungsgebiet, das von mehreren Fernleitungsnetzbetreibern aufgespannt wird, können zentrale Aufgaben bei dem neu zu schaffenden MGV angesiedelt werden. Dies ist auch für die Schweiz geplant. Dadurch verschiebt sich der Verantwortungsbereich zwischen REG und MGV.

Dabei sind die REG weiterhin hauptverantwortlich für Planung, Bau, Wartung und Betrieb ihrer Netze sowie die Datenbereitstellung an MGV und Dritte (Mess- und Zählwerte).

Der MGV als zentraler Dienstleister ersetzt die notwendige bilaterale / multilaterale Abstimmung zwischen den REG und bündelt folgende Aufgaben:

- Unterstützung der REG hinsichtlich Planung (optional)
- Kapazitätsmanagement (in Zusammenarbeit mit den REG)
- Nominierungsmanagement
- BG-Management
- Beschaffung von Regelenergie
- Koordination des Netzbetriebs

Aufgrund der Verschiebung der Aufgaben und Verantwortung von den REG zum MGV ergibt sich der Bedarf, neue regulatorische Vorgaben zu erlassen (siehe Tabelle 3). Dies umfasst zum Zweck des Netzausbaus Planungsvorgaben (z.B. Szenarien) für die Bedarfsermittlung zu machen, die Zusammenarbeit zwischen den Netzbetreibern und dem MGV bei der Bedarfsermittlung zu regeln, die Ergebnisse zu prüfen und die Einbindung der Öffentlichkeit zu gewährleisten.

Beim Kapazitätsmanagement könnte der Regulierer evtl. Kapazitätsprodukte bzw. ihre Beziehung festlegen. Daneben sollte der Regulierer die Beschaffung von Regelenergie mit entsprechenden Vorgaben unterstützen. Dazu gehören Festlegungen zum Beschaffungsverfahren und evtl. zur Produktstruktur, ein Anreizsystem, das MGV und die REG zu einer effizienten Beschaffung anreizen soll, und die Festlegung von Veröffentlichungspflichten für den MGV/ REG.

Tabelle 3: Aufgabenbereiche der REG / des MGV mit spezifischem Regulierungsbedarf


Bereich	Notwendige regulatorische Vorgaben
Netzausbau	<ul style="list-style-type: none"> • Planungsvorgaben wie Szenarien für Bedarf • Zusammenarbeit bei der Ermittlung • Prüfung durch den Regulator • Einbindung der Öffentlichkeit
Kapazitätsmanagement	<ul style="list-style-type: none"> • Evtl. Kapazitätsprodukte bzw. ihre Beziehung
Beschaffung Regelenergie	<ul style="list-style-type: none"> • Beschaffungsverfahren • Evtl. Produktstruktur und Anreizsystem zur Beschaffung • Veröffentlichungspflichten

Quelle: DNV GL

Zusammenhang zwischen Bilanzierung und Versorgungssicherheit

Das verbindende Element zwischen der Gasbilanzierung und Versorgungssicherheit sind die Preise für Ausgleichsenergie. Wenn im Gassystem eine Unterspeisung, d.h. ein Defizit an Gas, vorliegt, ist kurzfristig mit stark steigenden bzw. extrem hohen Gaspreisen zu rechnen. Diese sollten auf die Preise für Ausgleichsenergie durchschlagen. Marktbasierte Preise für Ausgleichsenergie schaffen starke Anreize für Bilanzgruppen, insbesondere in Krisensituationen, eine Unterdeckung zu vermeiden, und tragen somit zur langfristigen Versorgungssicherheit bei.

Insofern lehnen wir die Praxis in vielen EU-Mitgliedstaaten ab, indizierte oder sogar administrativ festgelegte AE-Preise anzuwenden. Diese begrenzen theoretisch die Anreize für Bilanzgruppen, ausreichende Gasmengen einzukaufen, da die Ausgleichsenergie zu administrativ festgelegten Preisen



günstiger sein kann als der eigenständige Ausgleich von Ungleichgewichten durch die Bilanzgruppen zu Marktpreisen.

Um den Marktmechanismus zu stärken, befürworten wir, möglichst marktbasierende und „unbegrenzte“ Ausgleichsenergiepreise zu gewährleisten. Andernfalls werden gerade in Extremsituationen die Anreize für einen eigenständigen Ausgleich der Bilanzgruppen unterminiert. Darüber hinaus kann es sinnvoll sein, gemäss den Vorschlägen des Verbands der EU-Regulierungsbehörden⁴ bei extremen Abweichungen eine zusätzlich „Defizit-Pönale“ einzuführen, um die Anreizwirkung der Ausgleichsenergiepreise weiter zu verstärken und allenfalls den Marktmechanismus auszusetzen, wenn keine „Markträumung“ mehr möglich ist.

Allerdings muss berücksichtigt werden, dass die Einführung zusätzlicher Pönalen das Risiko von sehr grossen / nicht mehr beherrschbaren Ungleichgewichten im System reduzieren, jedoch in Extremsituationen nicht ausschliessen kann. Aus unserer Sicht sind für die Schweiz daher die folgenden Punkte relevant:

- Die mögliche einseitige Einführung zusätzlicher Pönalen im angrenzenden Ausland könnte potenziell dazu führen, dass Marktakteure in Extremsituationen der Belieferung ausländischer Konsumenten Priorität einräumen.
- Kritisch erscheint in diesem Fall insbesondere das Risiko der Aussetzung der allgemeinen Marktmechanismen, da dann selbst höhere Gebote aus der Schweiz nicht mehr zum Zuge kämen.
- In der Konsequenz führt dies zu der Frage, inwieweit eine uneingeschränkte Belieferung der Schweiz im Kontext liberalisierter Gasmärkte in der EU auch in Extremsituationen gewährleistet werden kann. Diese Frage ist jedoch prinzipiell unabhängig von der Ausgestaltung des Bilanzierungsregimes in der Schweiz.⁵

⁴ Council of European Energy Regulators, CEER

⁵ Vgl. analoge Diskussionen zu Kapazitätsmärkten beim Strom in der EU

RÉSUMÉ (FRANÇAIS)

Contexte, objectif et portée de l'étude

Cette étude est directement basée sur l'étude de fond concernant l'équilibrage du gaz en Suisse réalisée en 2015⁶ par DNV GL pour l'Office Fédéral de l'Énergie (OFEN).

L'un des principaux résultats de notre étude de 2015 est que l'introduction d'un équilibrage journalier (pur) pour les clients industriels et commerciaux existants apparaît comme techniquement réalisable. Ce résultat est basé sur l'analyse des sources de flexibilité disponibles à court terme dans le système suisse d'alimentation en gaz et sur le besoin de flexibilité en journée pour équilibrer les fluctuations intra-journalières de la consommation et les inexactitudes des prévisions. Dans le même temps, il a été souligné que tout au plus pour certains clients présentant des fluctuations particulièrement importantes au cours de la journée ainsi que pour le transit (à condition que celui-ci soit intégré dans le système suisse) des incitations ou des restrictions intra-journalières supplémentaires peuvent être nécessaires. En outre, notre précédente étude a souligné la nécessité d'allouer au réseau et de mettre en œuvre la flexibilité à court terme issue du stock en conduite ainsi en particulier qu'une bonne proportion des installations de stockage. Il s'agit d'une condition préalable pour que les gestionnaires de réseau puissent assumer la responsabilité de la structuration intra-journalière de la consommation, ce qui est à leur charge lors du passage à l'équilibrage journalier.

L'objectif de cette deuxième étude est ainsi d'élaborer des recommandations pour le développement d'un modèle d'équilibrage du gaz en Suisse qui se base sur la première étude et qui prend en considération d'autres composantes et aspects du système d'équilibrage du gaz.

Les recherches dans le cadre de cette étude portent sur les thèmes suivants, lesquels se classent globalement en trois domaines selon l'illustration 1 :

- Tout d'abord, les résultats quantitatifs de la première étude relatifs à la faisabilité de l'équilibrage journalier pour les actuels et les nouveaux (grands) utilisateurs du système et consommateurs de gaz sont validés.
- En substance, la question est de savoir comment doit être conçu le système pour le décompte de l'énergie d'équilibre dans le cadre d'un équilibrage journalier.
- Une question essentielle est également la gestion des zones isolées. Des modèles d'équilibrage dans les réseaux insulaires de Kreuzlingen et du Tessin sont examinés.
- Compte tenu de l'importance des installations de stockage de gaz en Suisse comme source de flexibilité à court terme pour l'équilibrage du gaz, nous étudions les approches réglementaires concernant le traitement de ces installations dans le but de soutenir leur accès aux gestionnaires de réseau régionaux et au responsable de zone de marché, lesquels sont préposés à l'équilibrage du gaz.
- Par ailleurs, nous concrétisons l'adéquation nécessaire concernant les rôles, les processus, les responsabilités et l'échange d'informations pour l'équilibrage du gaz.
- A titre de digression, nous traitons la future répartition des responsabilités entre le responsable de zone de marché (RZM) et les gestionnaires de réseau régionaux (GRR) ainsi que le lien entre

⁶ «Questions de principe relatives au futur modèle d'équilibrage du gaz en Suisse», DNV GL, 2015

l'équilibrage et la sécurité d'approvisionnement. En outre, nous discutons la proposition avancée par certains grands consommateurs industriels d'intégrer la Suisse dans la zone de marché NCG.

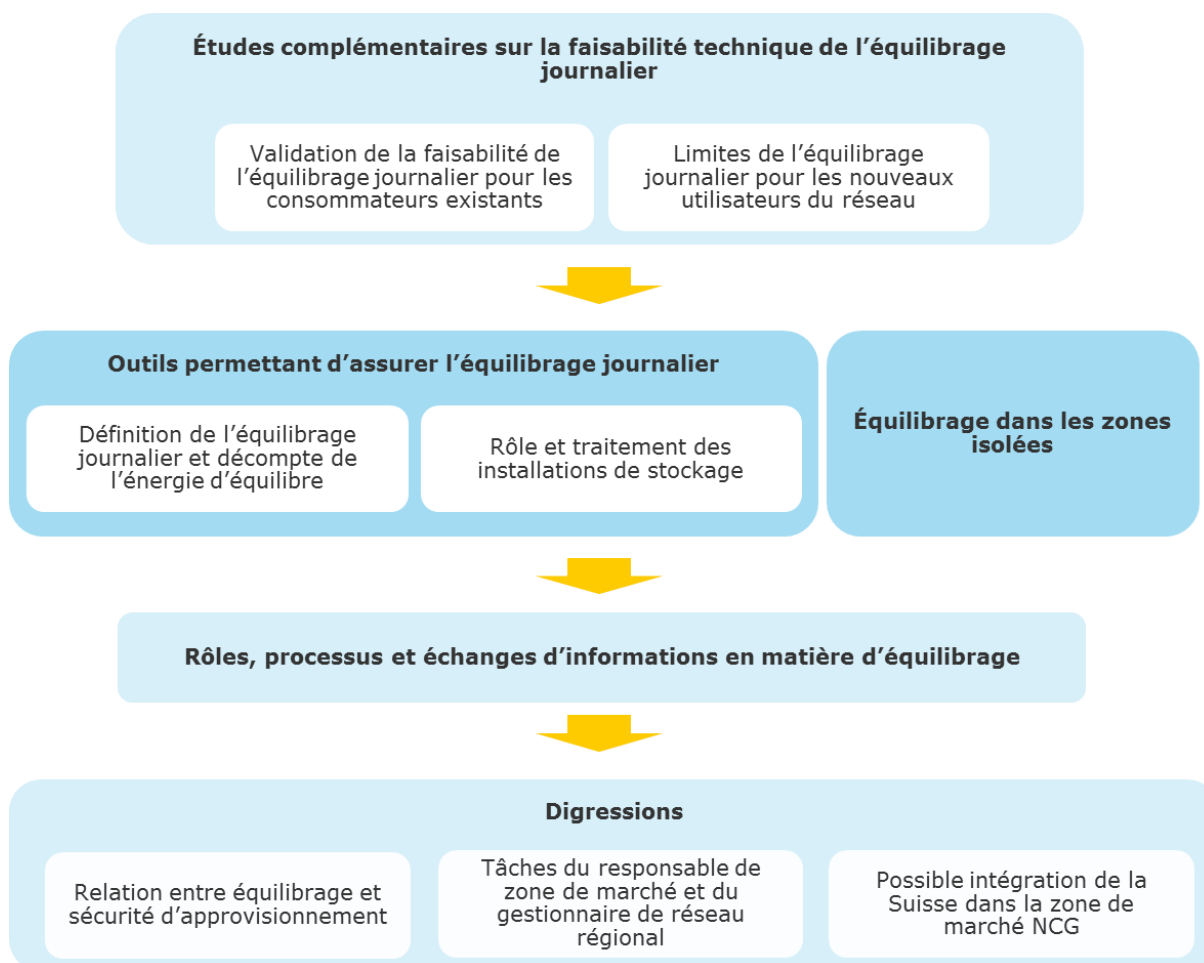



Illustration 1 : Contenu et structure du projet

Source : DNV GL

Études complémentaires sur la faisabilité technique de l'équilibrage journalier pur

Dans la première partie de cette étude, nous présentons la mise à l'épreuve des résultats de l'étude de 2015. Pour ce faire, nous avons à nouveau échangé avec des représentants de l'industrie de l'approvisionnement en gaz sur la faisabilité d'un équilibrage journalier pur pour les consommateurs de gaz existants, comme le suggère nos estimations basées sur un modèle quantitatif dans l'étude de 2015. Nous avons ensuite mené des estimations simplifiées qui illustrent l'effet de potentiels futurs nouveaux (grands) consommateurs de gaz et utilisateurs du système.

Dans le cadre de l'échange avec l'industrie du gaz, cette dernière a évoqué différentes questions et aspects critiques relatifs à la faisabilité de l'équilibrage journalier tel que présenté. L'industrie du gaz estime que, dans l'étude de 2015, la flexibilité disponible au cours de la journée a été surestimée et que la flexibilité nécessaire a été sous-estimée lors des études quantitatives. Au cours de l'échange de vues, l'industrie du gaz a fourni des données (en particulier pour les profils de consommation suisses). Ces données nous ont permis de tester nos résultats issus de l'étude de 2015.



Nous constatons qu'avec une base de données modifiée et avec des hypothèses plus conservatrices concernant le stock en conduite ainsi qu'en ce qui concerne la consommation annuelle totale, le besoin de flexibilité augmente en moyenne faiblement, ne se modifiant toutefois qu'à peine en pointe. Ainsi, la faisabilité de l'équilibrage journalier est acquise en tenant également compte des objections de l'industrie du gaz. En effet, les besoins supplémentaires en termes de flexibilité pourraient être encore être couverts par la flexibilité mise à disposition par le stock en conduite et des installations de stockage. De notre point de vue, la faisabilité de l'équilibrage journalier pur pour l'industrie et les petits clients est confirmée.

Dans le même temps, les restrictions que nous avons identifiées dans l'étude de 2015 concernant la faisabilité d'un équilibrage journalier, en particulier pour d'éventuels nouveaux grands utilisateurs, sont toujours valables. Nous pensons en particulier au transit, qui n'est actuellement pas intégré à l'équilibrage en Suisse, à de nouvelles CCC (centrales à gaz à cycle combiné) et à de futures installations *power-to-gaz* (P2G).

Pour illustrer l'effet de tels utilisateurs du système sur l'équilibrage du gaz, nous procédons à des estimations quantitatives simplifiées sur la base de scénarios extrêmes mais réalistes quant à leur comportement d'utilisation. Pour ce faire, les hypothèses actualisées relatives à la flexibilité disponible sont prises en considération. Ces estimations montrent en particulier que l'influence des CCC et du transit sur l'équilibrage du gaz peut être significative. Si l'on envisage d'intégrer des CCC et le transit dans l'équilibrage journalier, ne pas prendre de mesures supplémentaires peut entraîner des risques considérables pour l'équilibrage et la sécurité d'approvisionnement.

- Seules quelques CCC augmentent drastiquement le besoin de structuration intra-journalière et le besoin de flexibilité pour les gestionnaires de réseau dans le cas d'un équilibrage journalier pur et en supposant l'adoption d'un profil jour/nuit typique pour les centrales à gaz. De ce fait, la flexibilité du stock en conduite et des installations de stockage ne suffit pas à assurer la structuration de la consommation des CCC en plus de celle des autres utilisateurs du réseau (petits clients et clients industriels).
- Le transit, du fait de sa taille relativement importante par rapport à la consommation intérieure et du fait des éventuelles nominations non coordonnées entre Wallbach/Oltingue et le Col de Gries, représente également un risque important pour l'équilibrage du gaz. Son besoin de structuration peut largement dépasser la flexibilité disponible.
- En revanche, nous avons montré que l'influence des installations P2G reste négligeable aussi longtemps que ces systèmes sont de petite taille et en nombre limité.

Ceci suggère que les CCC et le transit (dans la mesure où ce dernier est intégré dans le régime d'équilibrage de la Suisse) ne doivent pas être intégrés dans l'équilibrage journalier sans restrictions. Dans le cadre de la définition des règles pour le décompte de l'énergie d'équilibre, on abordera la question des instruments qui doivent être privilégiés et on verra de manière détaillée comment ceux-ci doivent être définis.

Configuration de l'équilibrage journalier et décompte de l'énergie d'équilibre

Options de configuration

Le cœur de cette étude consiste en l'élaboration de propositions pour le futur système de décompte de l'énergie d'équilibre en Suisse. La systématique de l'énergie d'équilibre fournit le cadre réglementaire pour le décompte applicable à l'énergie d'équilibre des différents groupes-bilan qui peut survenir durant la journée, par ex. du fait des imprécisions des prévisions.

Nous différencions les systèmes de décompte suivants :


- Équilibrage horaire
- Équilibrage journalier pur (sans incitations intra-journalières)
- Équilibrage journalier avec incitations horaires
- Équilibrage journalier avec incitations multi-horaires

L'équilibrage horaire et l'équilibrage journalier avec restrictions intra-journalières ont en commun qu'ils offrent des incitations pour l'équilibrage des groupes-bilan afin que ceux-ci suivent autant que possible le profil de consommation de leurs clients. Cette structuration induit des coûts supplémentaires et peut s'avérer coûteuse pour les groupes-bilan. Elle agit également de façon anti-concurrentielle, car les expéditeurs/fournisseurs qui n'ont pas d'accès (à prix avantageux) à la flexibilité, telle que les installations de stockage en Suisse, sont notamment touchés. En outre, nos analyses montrent un avantage de coût significatif pour la structuration (centrale) par le gestionnaire de réseau régional (GRR)/responsable de zone de marché (RZM) avec un équilibrage journalier pur par rapport au coût de l'équilibrage journalier avec restrictions intra-journalières. Dans le dernier cas, les expéditeurs/fournisseurs seraient contraints de prendre eux-mêmes en charge la structuration de la consommation intra-journalière de leurs clients finaux en voulant éviter de risquer des pénalités pour la violation des tolérances journalières. Dernier point et non des moindres, les coûts supplémentaires résultant de l'auto-structuration nécessaire pour l'expéditeur a peu de lien avec les déséquilibres entre les prévisions et de la consommation réelle de ses clients, c'est-à-dire avec l'énergie d'équilibre intervenant en fin de journée ou au cours de la journée. Au contraire, on peut supposer qu'un degré substantiel des pénalités en cours de journée découleraient du fait de la structuration intra-journalière nécessaire pour ses clients plutôt que d'erreurs de prévisions. Ainsi, les clients ayant une consommation volatile seraient « punis » du fait de leur profil et de leur besoin de structuration.

Pour cette raison, il est fondamental de privilégier la mise en place de l'équilibrage journalier avec une structuration intra-journalière centrale et un équilibrage en fin de journée par le GRR/RZM, tandis que les restrictions intra-journalières devraient être limitées au minimum. Dans le même temps, les risques exposés ci-dessus et les restrictions nécessaires pour certains groupes de clients doivent être pris en compte, comme par ex. de nouvelles CCC ou le transit. Par ailleurs, tous les clients ne bénéficient pas nécessairement d'un équilibrage journalier pur. Cela s'avère particulièrement vrai pour les clients (groupes de clients) ayant une consommation plus uniforme en journée et par conséquent un besoin de structuration faible. Ces clients peuvent être en mesure d'assurer leur propre structuration, à coûts modérés, dans le cadre d'un système de restrictions intra-journalières. En particulier, ces coûts peuvent être significativement inférieurs aux coûts moyens de structuration pour tous les clients avec équilibrage journalier pur, en tenant compte de la proportion très élevée de chauffage au gaz en Suisse. Une inclusion forcée dans l'équilibrage journalier pur pourrait conduire *de facto* à une subvention croisée au détriment de tels clients industriels.

Dans ce contexte, nous concrétisons plusieurs options de configuration dans les deux dimensions suivantes :

1. Uniformité du système d'équilibrage pour tous les clients et différenciation possible de l'équilibrage journalier entre différents groupes de clients
 - a. Équilibrage journalier pur pour tous les clients
 - b. Équilibrage journalier avec restrictions intra-journalières pour tous les clients

- 
- c. Système mixte avec différenciation par groupes de clients.
2. Critères pour la possible distinction du système d'équilibrage entre clients avec équilibrage journalier pur et clients avec équilibrage journalier et restrictions intra-journalières :
 - a. Type de clients
 - b. Taille des clients
 - c. Clients dans le segment de marché ouvert ou non ouvert

Nous discutons et évaluons les différentes options de configuration en tenant compte de la situation spécifique et des perspectives en Suisse. Nous tenons également compte du cadre réglementaire en Europe et dans les pays limitrophes et des effets fondamentaux sur, entre autres, la sécurité de l'approvisionnement et la concurrence.

Modèle recommandé

Après avoir pesé les différents avantages et inconvénients des options de configuration, nous recommandons pour la Suisse un système d'équilibrage journalier dans lequel sont combinés un équilibrage journalier « pur » pour la majorité des clients avec des restrictions intra-journalières cumulées et des incitations pour d'autres groupes de clients. Les différences dans le profil de consommation intra-journalier selon les groupes de clients sont prises en compte grâce à la différenciation entre les différents utilisateurs du réseau et à la configuration correspondante des paramètres pertinents. Ceci permet un haut degré de conservation des éléments de l'équilibrage journalier pur en conjonction avec des incitations efficaces pour le respect de l'équilibrage horaire pour le commerce domestique et international du gaz (transactions au point virtuel d'échange (PVE), imports et exports), ainsi que pour certains grands consommateurs finaux.

Concrètement, nous proposons la différenciation suivante en ce qui concerne les principes de décompte de l'énergie d'équilibre (EE), la bande de tolérance à appliquer et la participation à la socialisation de certaines composantes de coût :

- Consommateurs en général :
 - Fondamentalement, nous préconisons que l'approvisionnement des consommateurs en Suisse présentent le plus possible d'éléments relatifs à un « équilibrage journalier pur ». En plus des petits clients, ce groupe comporte aussi tous les autres consommateurs qui ne sont pas mentionnés séparément ci-dessous.
 - Le décompte de ces utilisateurs du réseau doit être basé sur le suivi d'une bande journalière. En conséquence, la quantité quotidienne mesurée (ou la quantité quotidienne selon le profil de charge standard) doit être réparti par 1/24 sur chacune des heures au cours de la journée gazière.
 - En même temps, le responsable de groupe-bilan (RGB) doit avoir la possibilité de corriger des erreurs de prévisions durant la journée gazière, afin de minimiser son énergie d'équilibre et de contribuer à un équilibrage global du réseau. En conséquence, nous préconisons qu'il soit accordé à ces clients une faible tolérance intra-journalière. Celle-ci doit être basée sur l'erreur de prévisions jugée acceptable,

par ex. pour un portefeuille de petits clients avec grande proportion de gaz de chauffage.⁸

- Du fait que ce système d'équilibrage journalier est associé à certains coûts de socialisation ainsi que du fait de nécessairement réserver suffisamment de flexibilité intra-journalière pour la structuration, nous préconisons également que ces groupes de clients assument les coûts (résiduels) correspondants sous la forme d'une contribution distincte (« contribution de structuration »).
- Gros consommateurs spécifiques
 - Comme précisé, l'utilisation d'un équilibrage journalier pur pour des utilisateurs du réseau volatiles ne semble pas possible. En conséquence, nous proposons que ces clients soient généralement décomptés sur la base de leur profil dans le cadre d'un équilibrage journalier avec restrictions intra-journalières. Ceci est particulièrement pertinent pour de futures centrales CCC ainsi que pour la plupart des autres grands consommateurs.
 - Afin de prendre en considération les risques élevés portants sur les écarts horaires, une plus grande tolérance cumulée devrait être accordé à ces utilisateurs. Cette tolérance devrait être telle qu'elle prenne au moins en compte l'ampleur potentielle de variations inévitables et les délais applicables pour la renomination.
 - Inversement, ces consommateurs ne devraient seulement participer que dans une faible mesure à la contribution mentionnée précédemment.
- Gros consommateurs présentant un profil de consommation plutôt équilibré et bien prévisible
 - Pour les gros consommateurs avec une mesure de la courbe de charge et présentant un profil de consommation plutôt équilibré et bien prévisible, les risques liés aux restrictions intra-journalières sont plus faibles que les potentiels coûts supplémentaires liés à une éventuelle contribution. Dans le même temps, ces consommateurs sont souvent en compétition internationale.
 - Les grands (et moyens) clients industriels avec une mesure de la courbe de charge pourraient ainsi se trouver face à un modèle d'option permettant de choisir entre les deux modèles de décompte présentés précédemment. Un tel modèle d'option pourrait par ex. être intéressant pour les clients ayant un faible besoin de structuration intra-journalière.
 - Eventuellement, ce modèle pourrait être appliqué aux gros clients, c'est-à-dire à tous les consommateurs finaux (points de soutirage) ayant une « très grosse » consommation, au-dessus d'une valeur seuil appropriée.
- Quantités commerciales
 - Toutes les quantités commerciales, incluant les transactions au PVE, les importations et exportations ainsi que l'éventuelle fourniture d'énergie de réglage, devraient en principe être décomptées sur la base des valeurs horaires, sans égard à une

⁸ En raison du décompte sous forme de bande journalière, cette tolérance doit être orientée sur l'erreur de prévisions relative à la quantité journalière.

tolérance supplémentaire. Par conséquent, ces quantités ne devraient pas participer à la contribution de structuration.

Tableau 1 : Proposition de configuration de l'équilibrage journalier

Groupe de clients	Décompte sur la base de	Bande de tolérance	Contribution
Consommateurs en général	1/24 de la quantité journalière selon mesure ou profil de charge standard (bande journalière)	Faible	Complète
Gros consommateur spécifique (peut-être en option, pour un marché non ouvert)	Valeurs de mesure horaires	Moyenne	Réduite
Transactions au PVE, import, export, énergie de réglage	Selon nomination (horaire)	-	-

Source : DNV GL

Cette proposition est conforme au cadre réglementaire européen, lequel prévoit le passage à un équilibrage journalier sans restriction intra-journalières, celles-ci n'étant autorisées que dans certaines conditions pour des groupes de clients spécifiques. En outre, la proposition coïncide par ex. avec le contexte en Allemagne et en Autriche, où le système d'équilibrage est basé sur l'équilibrage journalier mais avec usage de restrictions intra-journalières pour certains groupes de clients.


Comme le montre le tableau 1, on différencie trois groupes de clients en fonction de si l'on utilise des valeurs mesurées ou nominées pour les injections et les soutirages dans le cadre du décompte de l'énergie d'équilibre. En ce qui concerne la nomination en revanche, tous les groupes de clients sont traités de la même manière, c'est-à-dire que toutes les nominations doivent s'effectuer sous la forme de valeurs horaires.

Dans le modèle proposé, les tolérances sont accordées en fonction du groupe de clients mais peuvent être combinées par le RGB au sein d'un portefeuille. Cela permet d'englober toutes les quantités au sein d'un système unifié, facilitant ainsi l'articulation du commerce du gaz au niveau national et international avec l'approvisionnement national. En principe, il serait donc également possible d'intégrer les quantités de transit dans l'équilibrage du système entrée-sortie.

Nous recommandons également de renoncer à une différenciation entre les clients dans les segments de marché ouvert et non ouvert. Comme solution transitoire, lors d'une ouverture partielle du marché, il s'agirait de réfléchir à dans quelle mesure la livraison des petits clients pourrait également être soumise à des restrictions intra-journalières.

En ce qui concerne la tarification du décompte de l'énergie d'équilibre à la fin de la journée gazière, nous recommandons, sur la base des directives de l'UE⁹ et dans la mesure du possible, de mettre en œuvre un système à deux prix basé sur les prix marginaux de l'énergie d'équilibre. En outre, dans la plupart des cas, des pénalités indirectes administratives fixes/indexées pour les restrictions intra-journalières

⁹ Voir le Règlement (UE) n° 312/2014 de la Commission du 26 mars 2014 relatif à l'établissement d'un code de réseau sur l'équilibrage des réseaux de transport du gaz (suivant le Règlement (UE) n° 312/2014) ; celui-ci implémente le Network Code on Gas Balancing of Transmission Networks de ENTSO-G.



peuvent être mises en place. Dans une période de transition, c'est-à-dire aussi longtemps que la liquidité du marché pour l'énergie de réglage externe n'est pas suffisante, les prix pour l'énergie d'équilibre devraient être définis sur la base d'une valeur de référence appropriée à l'étranger (comme par ex. NCG et PEG). La détermination des pénalités devrait avoir lieu sous la surveillance du régulateur, en tenant compte par ex. des critères du règlement (UE) n° 312/2014.

En outre, nous recommandons également de mettre en œuvre les exigences européennes en matière de neutralité financière. Dans ce but, nous recommandons la mise en place d'une contribution d'équilibrage séparée. Cette contribution compense les coûts et bénéfices résiduels et est due par tous les groupes-bilan et utilisateurs du réseau avec un point de soutirage physique en Suisse. Le montant supérieur de la contribution devrait être calculé sur la base du soutirage physique maximum ou de la capacité de sortie locale d'un client. Ainsi, cette contribution concerne en particulier les clients avec une consommation intra-journalière fluctuante (de façon analogue aux rémunérations de l'utilisation du réseau). Elle n'a en revanche qu'une signification limitée pour les utilisateurs avec un profil de base. Avec cette configuration, il est possible d'intégrer cette contribution dans les rémunérations de l'utilisation du réseau. Ainsi, les quantités d'échanges internationaux et les quantités au PVE ne sont pas considérés.

Sur la base des recommandations pour l'organisation du système d'équilibrage, il existe différentes exigences en termes de réglementation et de législation.

- Le législateur devrait légiférer/réglementer en particulier la systématique d'énergie d'équilibre. Celle-ci comprend des critères généraux, comme par exemple le principe de l'équilibrage journalier, et au besoin les restrictions intra-journalières et la sélection des utilisateurs du réseau concernés.
- En outre, la législation devrait également spécifier les principes du système de prix pour le décompte de l'énergie d'équilibre, pour la contribution de structuration et pour la contribution à l'énergie de réglage.
- Nous voyons comme tâches centrales du régulateur l'établissement ou l'approbation des dispositions, des méthodes, des règles et des contrats spécifiques pour les prix de référence, les tolérances, les pénalités, la contribution de structuration, etc. Ceci peut se fonder sur une proposition du RZM ou des GRR. Il est également envisageable de confier le développement des éléments clés à l'industrie du gaz et de ne confier au régulateur que la charge du contrôle des abus.

Traitement réglementaire des installations de stockage de gaz

La possible transition vers l'équilibrage journalier nécessite l'utilisation d'une grande partie de la capacité de stockage pour l'équilibrage à court terme du système. Ceci soulève la question de savoir comment assurer que, dans le futur, les gestionnaires de réseau régionaux (GRR) et éventuellement un responsable de zone de marché (RZM) aient accès aux installations de stockage en suffisance. Dans ce but, nous examinons différents modèles. Les modèles tiennent compte des configurations possibles des installations de stockage en Suisse (voir illustration 2). Nous comprenons à ce titre les différences dans les localisations des installations de stockage (au niveau du réseau haute pression, entre le réseau haute pression et le réseau basse pression, dans le réseau basse pression), dans la possibilité de réinjection dans le réseau haute pression et dans la mesurabilité et la pilotabilité.

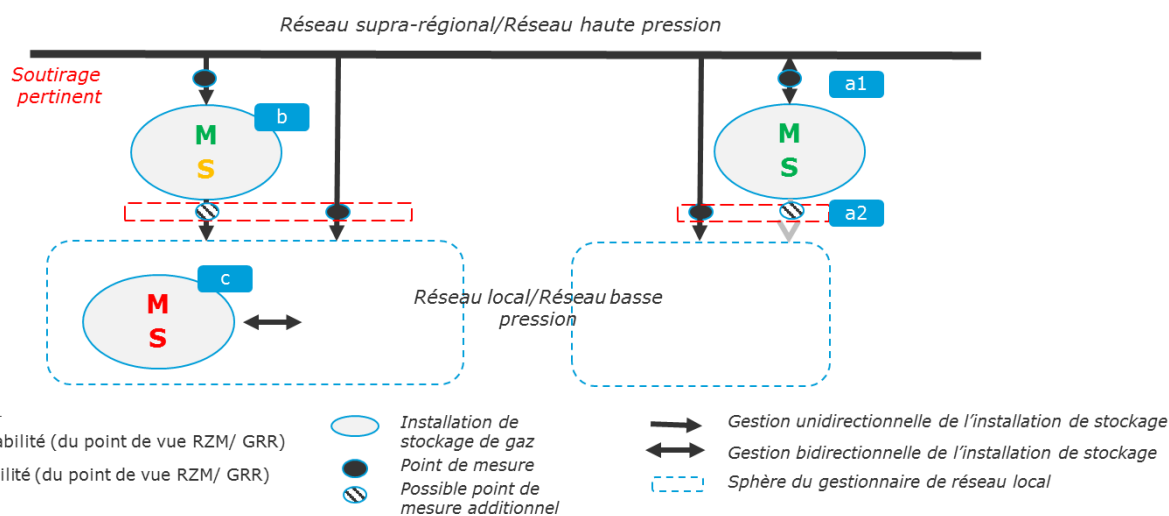


Illustration 2 : Configurations possibles des installations de stockage en Suisse en fonction de leur localisation dans le réseau

Source : DNV GL

Du point de vue de la conduite du réseau et du système, c.-à-d. du point de vue du GRR et du RZM, les modèles de traitement réglementaire des installations de stockage doivent garantir l'accès à une capacité de stockage permettant l'équilibrage. Les modèles envisageables peuvent donc être différenciés selon le degré d'accès assuré / les droits d'utilisation de la capacité de stockage et selon le mode de d'assurance de l'accès. Dans l'ensemble, nous distinguons les options suivantes :

- Modèle 1 : Propriété du GRR/RZM (totale ou partielle)
- Modèle 2 : Gestion par le GRR/RZM
- Modèle 3 : Gestion par le gestionnaire de réseau de distribution (GRD) avec engagement de flux (basé sur un accord contractuel bilatéral entre le GRD et GRR/RZM)
- Modèle 4 : Fourniture basée sur le marché de l'énergie d'équilibre

Sur ces considérations, nous proposons le modèle suivant qui prend en compte les configurations possibles et l'importance de l'installation de stockage pour l'équilibrage (voir tableau 2) :

a) Installations de stockage au niveau du réseau à haute pression, qui peuvent réinjecter dans celui-ci (avec ou sans injection dans le réseau de distribution) :

Ces installations de stockage sont essentielles pour l'équilibrage du gaz, car elles ont d'une part tendance à avoir une grosse capacité de stockage et offrent d'autre part un haut degré de flexibilité. De ce point de vue, le contrôle devrait être transféré à l'avenir au GRR/RZM ou bien laissé à sa charge. De plus, en cas d'équilibrage journalier et avec une ouverture croissante du marché, l'ensemble ou au moins une grande partie de la flexibilité des installations de stockage devrait être attribuée au réseau et servir ainsi à l'équilibrage.

Dans les cas le GRR/RZM ne nécessite pas l'entière flexibilité de l'installation de stockage, il est envisageable de poursuivre une utilisation mixte par d'autres acteurs comme par exemple un GRD. En particulier pour les installations de stockage qui peuvent réinjecter dans le réseau à haute pression et/ou injecter dans le réseau local, il est concevable d'attribuer le contrôle de l'installation de stockage au GRR/RZM mais de continuer à permettre une utilisation mixte par le gestionnaire de réseau local.

En cas de cheminement à long terme pour l'ouverture du marché et l'équilibrage journalier, ce modèle devrait également aller de pair avec le transfert de propriété (totale ou partielle) de ces installations de stockage. Ceci devrait être limité aux installations de stockage pertinentes pour le système et utiles dans une large mesure pour l'équilibrage. En raison des avantages pour le GRR/RZM d'une propriété pleine des installations de stockage par rapport à une propriété partielle, un transfert total de propriété serait généralement préférable, notamment si le besoin de flexibilité du réseau est couvert en grande partie par un nombre restreint d'installation de stockage, de telle sorte qu'une propriété partielle pourrait être évitée pour d'autres installations de stockage. Un transfert de propriété partiel serait en revanche préférable pour éviter une sur-couverture en flexibilité, par ex. dans le cas d'une ouverture de marché incomplète.

Pour les installations de stockage qui ne sont pas réclamées par le GRR/RZM pour l'équilibrage, le transfert de propriété n'est pas envisagé. Ainsi, aucun changement dans le concept de gestion et dans les relations contractuelles entre le GRR/RZM et les propriétaires des installations de stockage n'est nécessaire.

b) Installations de stockage dans le réseau haute pression ne pouvant pas réinjecter :

Pour ces installations de stockage, 2 modèles alternatifs sont concevables.

- Alternative 1 : Dans les cas où les installations de stockage sont actuellement exploitées par une entreprise locale, la gestion peut rester chez le GRD ou lui être confiée. Ceci se justifie par le fait que l'installation de stockage se situe à l'interface du réseau local et qu'existe peut-être une utilisation concurrente.

Pour gérer l'utilisation concurrente, la gestion de l'installation de stockage par le GRD doit respecter des spécifications préétablies (engagement de flux) convenues entre le GRD et le GRR/RZM. Ces spécifications devraient exiger que le GRD oriente la gestion de l'installation de stockage de telle sorte qu'une quantité autant constante que possible soit soutirée du réseau haute pression. Grâce à ce lissage des soutirages du réseau haute pression, le GRD contribue à assurer la structuration intra-journalière entreprise par le GRR/RZM. Dans ce cas, des règles supplémentaires seraient éventuellement nécessaires pour fournir des incitations suffisantes pour l'utilisation des installations stockages au service du réseau et ceci dans le cadre de l'équilibrage.

- Alternative 2 : Comme alternative, la gestion de l'installation de stockage pourrait être confiée au GRR/RZM ou lui être laissée. Dans de nombreux cas, ceci correspond au modèle de fonctionnement actuel de ce type d'installations de stockage. Dans ce modèle, le GRR gère l'installation de stockage, même si celle-ci appartient (en majorité) à un tiers. En conséquence, la charge liée à la réorganisation serait minime car on ferait recours (en grande partie) à la réglementation en vigueur.

Les deux approches n'impliquent pas de modification de la propriété actuelle.

En raison de l'absence de réinjection, il apparaît en général plus adéquat de préférer l'alternative 2. Néanmoins, nous considérons les deux modèles comme globalement équivalents en termes d'efficacité. Nous proposons donc d'orienter la décision au cas par cas en tenant compte des circonstances existantes.

c) Installations de stockage dans le réseau local (sans réinjection dans le réseau haute pression/régional)

Ces installations de stockage offrent, en raison d'une pilotabilité et d'une mesurabilité insuffisantes par le GRR/RZM ainsi que de leur petite taille, de faibles avantages et des limitations importantes pour l'équilibrage. Ils jouent le rôle le moins important du point de vue du GRR et du RZM.

Nous préconisons que ces installations de stockage continuent à être sous le contrôle exclusif du gestionnaire de réseau local. En dépit de leurs limites, les installations de stockage étant importantes pour le système devraient éventuellement faire l'objet d'un accord bilatéral restreignant l'exploitation, de façon similaire à l'utilisation d'engagements de flux. Dans le cas où les installations de stockage ne sont pas importantes pour le système, mais adaptées à la fourniture de services système comme la fourniture d'énergie de réglage, le gestionnaire ou l'utilisateur de l'installation stockage peut envisager de soumettre une offre au GRR/RZM.

d) Étrez

Nous recommandons pour Étrez le modèle d'engagement de flux avec structure de profil. L'objet d'un tel engagement de flux, devrait être dans ce cas le profil d'injection provenant de la France. Cet engagement de flux se base sur la capacité nécessaire en raison de la gestion de capacité (voir l'étude parallèle sur le système entrée-sortie (SES) et les produits pour les capacités). Afin d'assurer l'utilité de l'engagement de flux pour l'équilibrage, l'engagement inclura l'exigence que l'engagement de flux présente un profil défini. Le profil correspond à la consommation des clients qui sont dans un équilibrage journalier pur et pour lesquels le GRR/RZM est responsable de la structuration intra-journalière.

La commercialisation de la flexibilité sur le marché en tant qu'énergie de réglage pour le GRR/RZM reste ouverte de façon libre pour toutes les installations de stockage qui ne sont pas importantes pour le système mais adaptées pour fournir des services système tels que l'énergie de réglage.

Tableau 2 : Résumé du modèle de régulation des installations de stockage selon le type d'installation

Type de stockage	Modèle de gestion	Modèle 1 :	Modèle 2 :	Modèle 3 :	Modèle 4 :
		Propriété du GRR	Géré par le GRR	Engagement de flux	Basé sur le marché
Installations de stockage dans le réseau haute pression, bidirectionnelles, sans injection dans le réseau de distribution		✓	(✓)		(✓)
Installations de stockage dans le réseau haute pression, bidirectionnelles, avec injection dans le réseau de distribution		(✓)	✓		(✓)
Installations de stockage directement dans le réseau haute pression sans réinjection			(✓)	✓	(✓)
Installations de stockage dans le réseau basse pression				✓	(✓)
Étrez				✓	(✓)

Source : DNV GL

Nous recommandons de différencier, en fonction du type d'installation de stockage, le type et le niveau de rémunération concernant la flexibilité de l'installation :

- Les installations de stockage qui seront optimisées à l'avenir par le GRR (et indirectement par le RZM), c.-à-d. tous les installations de stockage dans le réseau haute pression avec possibilité de réinjection, devraient recevoir une rémunération individuelle basée sur les coûts (pas sur le marché).

Le dispositif basé sur les coûts devrait aussi être utilisée pour la rémunération de l'engagement de flux dans le cas d'Étrez. Pour déterminer une rémunération appropriée, les coûts réels ou les tarifs publiés par Storengy pourraient être utilisés.

- Pour les installations de stockage qui sont optimisées par le GRD, une rémunération forfaitaire est également envisageable outre une rémunération des coûts individuels. Dans les deux cas, l'opérateur de l'installation de stockage devraient avoir de fortes incitations pour l'utilisation du stock local en conduite, afin d'optimiser conjointement les soutirages de l'installation de stockage et les soutirages du réseau amont.

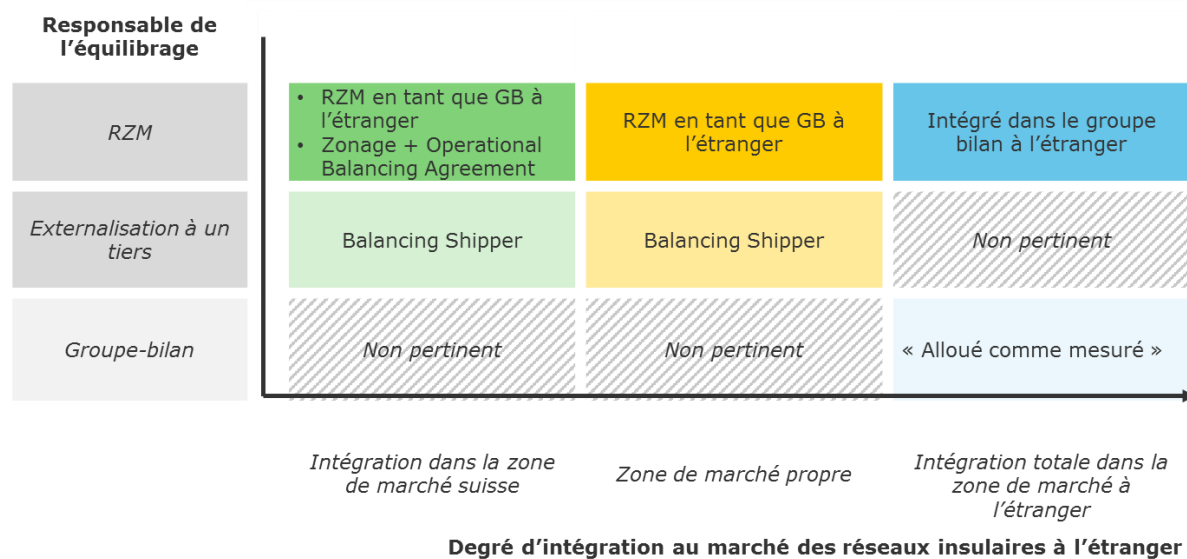
Équilibrage dans les zones isolées

La commune de Kreuzlingen et la région du Tessin sont jusqu'ici toujours connectées uniquement aux réseaux allemand respectivement italien et sont alimentées directement à partir de ces deux pays voisins. Dans le cadre de l'étude de 2015 sur le système d'équilibrage du gaz en Suisse, des questions de fond ont été posées, comme la façon dont l'équilibrage devait être réalisé dans les réseaux insulaires.

L'équilibrage dans ces zones peut être organisé en fonction de la zone de marché auquel un réseau insulaire est associé. Dans ce cadre, trois variantes peuvent être différenciées :

- Intégration dans une zone de marché intégrée Suisse
- Mise en place d'une zone de marché dédiée
- Intégration dans la zone de marché étrangère par laquelle le réseau insulaire est alimenté

En outre, on peut distinguer à quel acteur est attribuée la responsabilité de l'équilibrage. Cela peut être le RZM, ou bien un *Balancing Shipper* choisi, ou bien les groupes-bilan eux-mêmes. La combinaison des deux options de conception, en l'occurrence le rattachement du réseau insulaire à une zone de marché et la responsabilité formelle de l'équilibrage du réseau insulaire offrent différentes options (voir illustration 3).



Légende : RZM – Responsable de zone de marché, GB – Groupe-bilan

Illustration 3 : Aperçu des modèles pour l'équilibrage du gaz dans les réseaux insulaires

Source : DNV GL

Sur la base des avantages et des inconvénients à attendre des différents modèles, nous recommandons l'intégration des deux réseaux insulaires dans une zone de marché plus large (voir illustration 4). La création ou le maintien d'une zone de marché distincte dans le réseau insulaire devrait être rejeté du fait des faibles quantités consommées et des risques élevés pour les fournisseurs indépendants.

L'observation des conditions physiques montre qu'il est raisonnable de viser une intégration complète des deux réseaux insulaires dans les zones de marché adjacentes respectives situées à l'étranger. Ceci permettrait à la fois l'intégration formelle sous la responsabilité du gestionnaire de réseau de transport étranger (GRT) ou du RZM étranger. On peut également prévoir, au moins comme solution transitoire, le transfert direct de tous les quantités de consommation à un responsable de groupe-bilan étranger. Néanmoins, cela conduirait à une séparation durable du marché du gaz suisse et il pourrait donc en résulter des différences de prix structurelles.

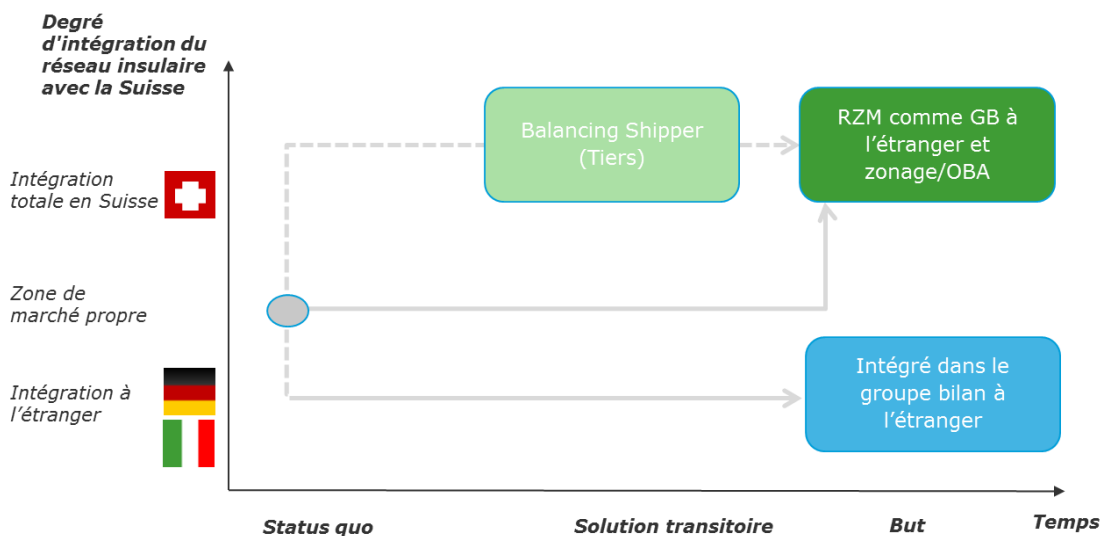


Illustration 4 : Illustration de l'évolution du régime d'équilibrage dans les réseaux insulaires

Source : DNV GL

Si aucune majorité politique n'est donnée pour une telle solution, nous recommandons alors une intégration complète des réseaux insulaires dans la zone du marché global de la Suisse. Dans un tel cas, nous recommandons également un transfert effectif des écarts issus des réseaux insulaires dans la zone de marché Suisse, de préférence par l'intermédiaire d'un *Operational Balancing Agreement* (OBA). Ceci fait référence au suivi permanent des différences entre la somme des quantités de gaz mesurés toutes les heures et la somme de quantités allouées pour l'heure considérée à ce point, sur la base d'un accord bilatéral entre deux gestionnaires de réseau adjacents.

Comme solution provisoire, la contractualisation d'un *Balancing Shippers* est éventuellement possible. Un tel montage devrait cependant être limité autant que possible pour une période clairement définie.

Nous avons en outre également étudié, à titre de digression, la possibilité de l'intégration de la Suisse dans la zone de marché NCG. A court terme, nous rejetons cette proposition avancée par de grands consommateurs industriels. L'une des raisons réside dans les risques et inconvénients éventuels pouvant en découler pour la Suisse, du fait de l'asymétrie des différentes conditions réglementaires de marché. Il apparaît plus logique de mettre l'accent, dans une première étape, sur la création de structures appropriées en Suisse, comme par ex. une gestion efficace et non discriminatoire des capacités et de l'équilibrage. L'intégration effective, par ex. dans la zone de marché NCG, exige également le plus grand respect possible et la compatibilité avec les règlements correspondants à l'étranger.

Rôles, processus et échange d'informations pour l'équilibrage

Outre les questions relatives au marché et à la réglementation pour l'équilibrage du gaz, nous abordons des points de mise en œuvre opérationnelle des processus. En raison du développement encore en suspens sur l'ouverture du marché du gaz et des exigences réglementaires en matière d'équilibrage, il existe encore beaucoup de degrés de liberté pour l'organisation des processus. Par conséquent, nous nous limiterons à décrire les processus en termes généraux et à indiquer les différentes alternatives de configuration envisageables. Pour cela nous introduisons des définitions pertinentes, des rôles dans l'organisation du marché ainsi que les principaux groupes de clients.

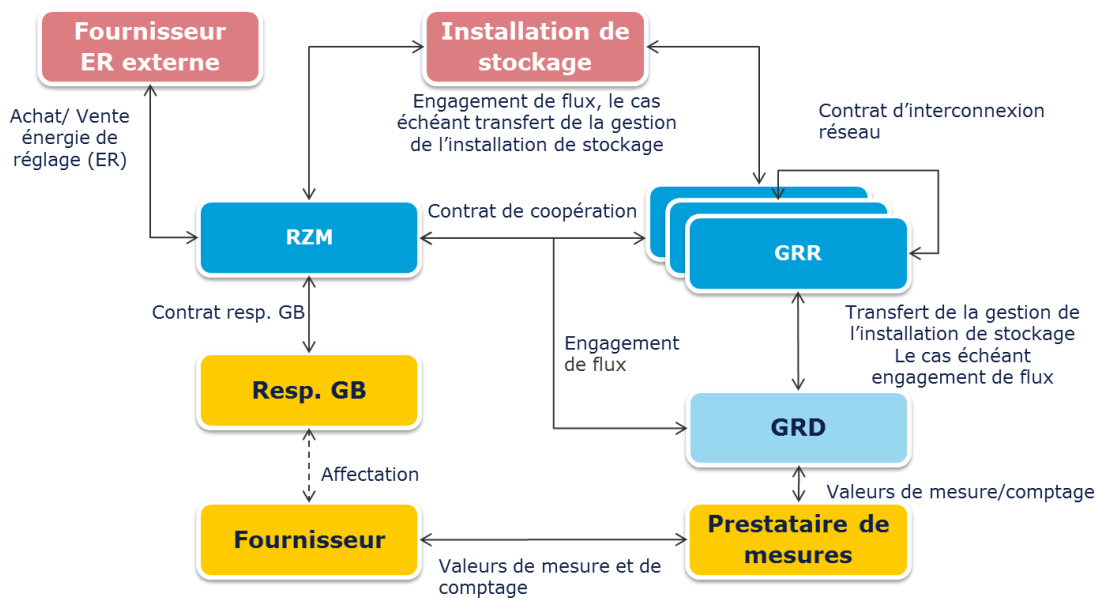


Illustration 5 : Rôles sur le marché de l'équilibrage

Source : DNV GL

Nous décrivons également les processus d'équilibrage incluant l'échange de données et d'informations au cours du temps. Nous distinguons les processus avant, au cours et après le jour de livraison.

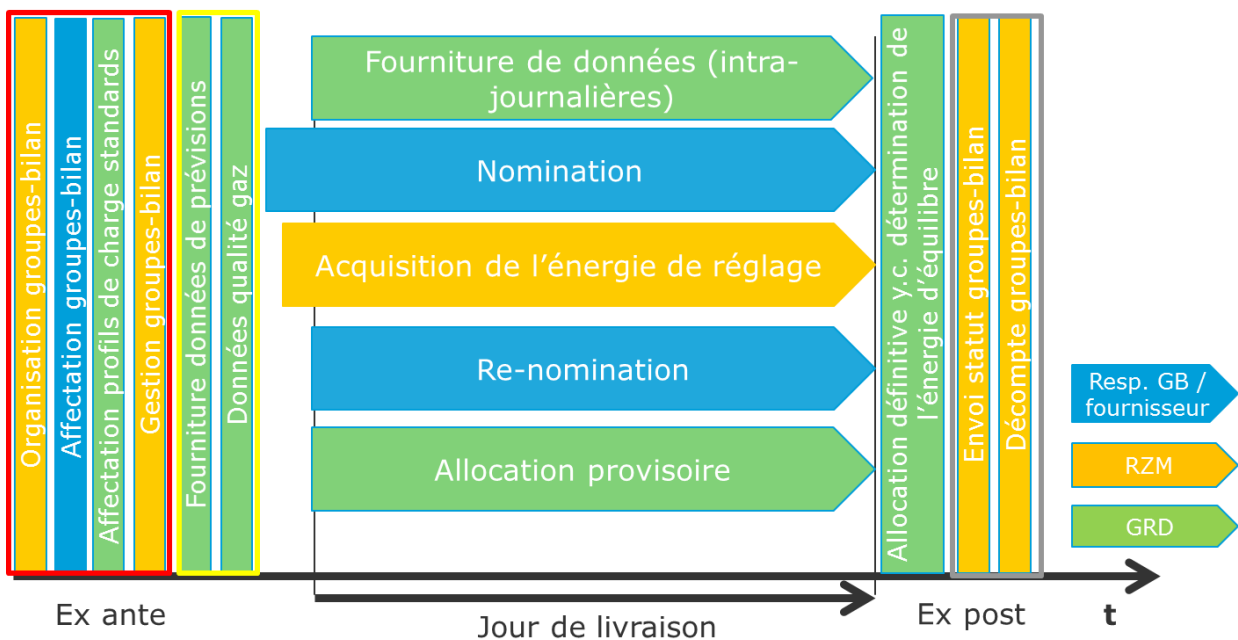


Illustration 6 : Processus d'équilibrage - Déroulement approximatif

Source : DNV GL

Tâches du responsable de zone de marché et du gestionnaire de réseau régional

Dans une zone de marché ou une zone d'équilibrage commune à plusieurs gestionnaires de réseau de transport, les tâches principales peuvent être assumées de façon centralisée par le RZM nouvellement créé. Ceci est également prévu pour la Suisse. En conséquence, les responsabilités sont transférées entre le GRR et le RZM.

Les GRR continuent d'avoir la responsabilité de la planification, de la construction, de l'entretien et de l'exploitation de leurs réseaux ainsi que celle de la fourniture des données au RZM et aux tiers (valeurs de mesure et de comptage).

Le RZM, en tant que prestataire de services central, vient se substituer à la coordination bilatérale/multilatérale nécessaire entre les GRR et regroupe les tâches suivantes :

- Soutien aux GRR en ce qui concerne la planification (optionnel)
- Gestion de la capacité (en collaboration avec les GRR)
- Gestion de la nomination
- Gestion des groupes-bilans
- Achat de l'énergie d'équilibre
- Coordination de la gestion du réseau

Le transfert des rôles et des responsabilités des GRR vers le RZM induit le besoin d'édicter de nouvelles exigences réglementaires (voir tableau 3). Cela comprend, à des fins d'extension du réseau : d'établir des exigences pour la planification (par ex. scénarios) pour la détermination des besoins, de régler la collaboration entre les gestionnaires de réseau et le RZM pour la détermination des besoins, d'examiner les résultats et d'assurer la participation de l'opinion publique.

En termes de gestion de capacité, le régulateur pourrait éventuellement définir des produits pour les capacités et leurs relations. En outre, le régulateur devrait soutenir l'acquisition d'énergie de réglage avec des spécifications correspondantes. Celles-ci comprennent la définition du processus d'acquisition et éventuellement la structure du produit, un système d'incitation conduisant les GRR et le RZM à réaliser une acquisition efficace, et la définition de publications obligatoires pour le RZM/GRR.

Tableau 3 : Responsabilités des GRR/du RZM avec les exigences réglementaires spécifiques

Zone	Exigences réglementaires requises
Extension du réseau	<ul style="list-style-type: none">• Exigences pour la planification (par ex. scénarios pour les besoins)• Collaboration lors de la détermination• Examen par le régulateur• Implication de l'opinion publique
Gestion de capacité	<ul style="list-style-type: none">• Éventuellement produits pour les capacités et leur relation
Acquisition de l'énergie de réglage	<ul style="list-style-type: none">• Procédures d'acquisition• Éventuellement structure de produit et système d'incitation lors de l'acquisition• Publications obligatoires

Source : DNV GL

Relation entre l'équilibrage et la sécurité d'approvisionnement

L'élément commun entre l'équilibrage et la sécurité d'approvisionnement sont les prix de l'énergie d'équilibre. En présence d'un déficit dans le système gazier, c.-à-d. lors d'une pénurie de gaz, on peut anticiper à court terme une forte hausse des prix du gaz. Ceux-ci devraient se répercuter sur les prix de l'énergie d'équilibre. Les prix basés sur le marché pour l'énergie d'équilibre créent de fortes incitations pour les groupes bilan, en particulier lors des situations de crise, pour éviter une sous-couverture et contribuer ainsi à la sécurité de l'approvisionnement sur le long terme.

De ce fait, nous rejetons la pratique de nombreux États membres de l'UE consistant à appliquer des prix pour l'énergie d'équilibre définis administrativement, qu'ils soient fixes ou indexés. Ces prix limitent théoriquement les incitations pour les groupes bilan à acquérir des quantités de gaz suffisantes, du fait que l'énergie d'équilibre peut être moins chère avec des prix fixés administrativement que l'équilibrage autonome des déséquilibres par les groupes-bilan aux prix du marché.

Pour renforcer le mécanisme de marché, nous préconisons des prix basés sur le marché et « sans fixation de limites » pour le prix de l'énergie d'équilibre. Dans le cas contraire, les incitations à un équilibrage autonome des groupes bilan sont compromises dans les situations extrêmes. En outre, il peut être judicieux, selon les suggestions de l'association des autorités de régulation de l'UE,¹⁰ d'introduire une « pénalité de déficit » en cas d'écarts extrêmes, afin de renforcer l'effet incitatif de l'énergie d'équilibre et éventuellement d'interrompre le mécanisme de marché si plus aucune rencontre de l'offre et de la demande sur le marché n'est possible.

Toutefois, il faut garder à l'esprit que l'introduction de pénalités supplémentaires peut réduire le risque de déséquilibres très grands/ingérables dans le système mais ne peut cependant pas l'exclure lors de situations extrêmes. De notre point de vue, les aspects suivants sont pertinents pour la Suisse :

- La possible introduction unilatérale de pénalités supplémentaires dans les pays voisins pourrait potentiellement conduire à ce que des acteurs du marché, dans les situations extrêmes, donnent la priorité à l'approvisionnement des consommateurs à l'étranger.
- Dans ce cas, le risque d'interruption des mécanismes généraux du marché semble notamment critique, puisque même des offres élevées formulées par la Suisse seraient neutralisées.
- Ceci conduit en conséquence à la question de savoir si une offre illimitée en Suisse peut être garantie dans le contexte d'un marché du gaz libéralisé dans l'UE, y compris dans des situations extrêmes. Cette question est en principe indépendante de la configuration du régime d'équilibrage en Suisse.¹¹

¹⁰ Council of European Energy Regulators, CEER (Conseil des autorités de régulation européennes)

¹¹ Voir les discussions similaires sur le marché de capacités pour l'électricité dans l'UE

Inhaltsverzeichnis

ZUSAMMENFASSUNG	III
RESUMEE (FRZ.).....	XIX
1 EINLEITUNG.....	1
2 ERGÄNZENDE UNTERSUCHUNGEN ZUR TECHNISCHEN MACHBARKEIT DER TAGESBILANZIERUNG	4
2.1 Bestehende Verbraucher	4
2.2 Andere Netznutzer	10
3 AUSGESTALTUNG DER TAGESBILANZIERUNG UND ABRECHNUNG VON AUSGLEICHSENERGIE	24
3.1 Grundlegende Betrachtungen	24
3.2 Quantitative Abschätzungen zu den Kosten der Bilanzierung	37
3.3 Ableitung von Empfehlungen zur zukünftigen Ausgestaltung der Abrechnung von Ausgleichsenergie	43
4 BILANZIERUNG IN ISOLIERTEN ZONEN	55
4.1 Grundlegende Modelle der Bilanzierung und ihre Bewertung	55
4.2 Modellbewertung	64
4.3 Vorschlag für die zukünftige Bilanzierung	67
5 REGULATORISCHE BEHANDLUNG VON GASSPEICHERN	69
5.1 Einleitung	69
5.2 Mögliche Konstellationen von Speichern in der Schweiz	70
5.3 Darstellung und Bewertung möglicher Modelle zur zukünftigen Behandlung von Speichern	72
5.4 Vorschlag eines Modells zur zukünftigen Behandlung von Speichern	81
6 ROLLEN, PROZESSE UND INFORMATIONSAUSTAUSCH BEI DER BILANZIERUNG	90
6.1 Grundlagen	90
6.2 Prozesse der Bilanzierung	94
7 ERGÄNZENDE FRAGESTELLUNGEN.....	108
7.1 Aufgaben des Marktgebietsverantwortlichen und der Regionalnetzbetreiber	108
7.2 Zusammenhang zwischen Bilanzierung und Versorgungssicherheit	112
7.3 Integration der Schweiz in das Marktgebiet NCG	113
ANHANG: METHODIK ZUR ABSCHÄTZUNG DER AUSWIRKUNGEN VON UNTERSCHIEDLICHEN ABRECHNUNGSSYSTEMEN FÜR DIE AUSGLEICHSENERGIEKOSTEN VON GASVERBRAUCHERN	116
LITERATUR- UND QUELLENVERZEICHNIS	120

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Projekthinhalte und -struktur	iv
Abbildung 2: Mögliche Konstellationen von Speichern in der Schweiz in Abhängigkeit ihrer Lage im Netz x	
Abbildung 3: Übersicht zu Modellen zur Gasbilanzierung in Netzsinseln	xiv
Abbildung 4: Illustration der Weiterentwicklung des Bilanzierungsregimes in den Netzsinseln	xv
Abbildung 5: Markttrollen bei der Bilanzierung (auf der Grundlage von Abbildung 22)	xvi
Abbildung 6: Prozesse bei der Bilanzierung – grober zeitlicher Ablauf	xvi
Illustration 1: Contenu et structure du projet	xx
Illustration 2 : Configurations de stockage possibles en Suisse en fonction de leur localisation dans le réseau	xxvii
Illustration 3: Aperçu des modèles pour l'équilibrage du gaz dans les réseaux insulaires	xxxii
Illustration 4 : Illustration de l'évolution du régime d'équilibrage dans les réseaux insulaires	xxxii
Illustration 5 : Fonctions sur le marché pour l'équilibrage (sur la base de Illustration 22)	xxxiii
Illustration 6 : Processus d'équilibrage - Calendrier approximatif	xxxiii
Abbildung 7: Projekthinhalte und -struktur des Berichts	3
Abbildung 8: Regelenergiebedarf untertägig, am Gastagende und in der Summe für das Referenzjahr (links) und ein kaltes Jahr (rechts) für alle Tage des Jahres	9
Abbildung 8: Dauerkurve des gesamten Regelenergiebedarfs für das Referenzjahr und ein kaltes Jahr .	10
Abbildung 8: Übersicht zu denkbaren Szenarien bei Gaskraftwerken, Transiten und Power-to-Gas	11
Abbildung 9: Gasverbrauchsprofil von GuD im stromgeführten Betrieb im Peak-Offpeak Modus	13
Abbildung 10: Gasverbrauchsprofil von GuD-Kraftwerken im stromgeführten Betrieb im Peak-Offpeak Modus und unter Berücksichtigung von Intraday-Geschäften im Stromgrosshandel	14
Abbildung 11: Gasverbrauchsprofil von GuD-Kraftwerken im stromgeführten Betrieb im Peak-Offpeak Modus und unter Berücksichtigung von Regelleistungserbringung am Strommarkt	15
Abbildung 12: Gasverbrauchsprofil von GuD-Kraftwerken im WKK-Betrieb	16
Abbildung 13: Gasverbrauchsprofil von GuD-Kraftwerken bei Kraftwerksausfall	17
Abbildung 14: Untertägiger Flexibilitätsbedarf eines GuD-Kraftwerks im stromgeführten Betrieb im Peak-Offpeak Modus	18
Abbildung 15: Unterschiedliches Profil Entry und Exit bei Transiten	19
Abbildung 16: Unterschied zwischen durchschnittlicher und maximaler / minimaler Nominierung in Transitmengen des Referenzjahres 2014	20
Abbildung 17: Abruf von Regelenergie in Italien im Gaswirtschaftsjahr 2015	21
Abbildung 18: Gasverbrauchsprofil einer Power-to-Gas Anlage	22
Abbildung 19 : Auswahl möglicher Bilanzierungssysteme	27
Abbildung 20: Heutiges (oben) und geplantes (unten) System zur Abrechnung von Ausgleichsenergie in der Schweiz	33
Abbildung 21: Ausgleichsenergiekosten (€/MWh Verbrauch) für einen Industriekunden mit einem volatilen untertägigen Profil	42
Abbildung 22: Notwendige vertragliche Beziehungen zwischen den einzelnen Marktparteien für die Bilanzierung	54
Abbildung 23: Schematische Darstellung der geografischen Zuordnung der Netzsinsel	55
Abbildung 24: Übersicht zu Modellen zur Gasbilanzierung in Netzsinseln	57
Abbildung 25: Illustration der Gasbilanzierung in grenznahen Gemeinden in Deutschland und Österreich auf der Grundlage einer Zonung und eines Operational Balancing Agreement	59
Abbildung 26: Illustration der Gasbilanzierung mit einem Balancing Shipper zur Versorgung deutscher Gemeinden über die Niederlande	61
Abbildung 27: Gasbilanzierung nach dem COSIMA Modell in Tirol und Vorarlberg	63
Abbildung 28: Illustration der Weiterentwicklung des Bilanzierungsregimes in den Netzsinseln	68
Abbildung 29: Mögliche Entwicklungspfade des Bilanzierungssystems in Abhängigkeit der Marktöffnung	69
Abbildung 30: Mögliche Konstellationen von Speichern in der Schweiz in Abhängigkeit ihrer Lage im Netz	71
Abbildung 31: Markttrollen bei der Bilanzierung (auf der Grundlage von Abbildung 22)	91
Abbildung 32: Prozesse bei der Bilanzierung – grober zeitlicher Ablauf	94
Abbildung 33: Sequenzdiagramm „Bilanzgruppenzuordnung“	96
Abbildung 34: Sequenzdiagramm „SLP-Allokation“	97
Abbildung 35: Sequenzdiagramm „Prognosedatenbereitstellung“	98
Abbildung 36: Sequenzdiagramm „Gasbeschaffensdaten“	99
Abbildung 37: Sequenzdiagramm „(untertägige) Datenbereitstellung RLM“	100
Abbildung 38: Sequenzdiagramm „Re-/Nominierung am VAP“	101
Abbildung 39: Sequenzdiagramm „Re-/Nominierung an Grenzübergabepunkten“	102


Abbildung 40: Sequenzdiagramm „Re-/Nominierung von Ein- und Ausspeisung“	102
Abbildung 41: Sequenzdiagramm „Regelenergiebeschaffung“	103
Abbildung 42: Sequenzdiagramm „(untertägige) Datenbereitstellung RLM“	104
Abbildung 43: Sequenzdiagramm „RLM-Allokation“	105
Abbildung 44: Sequenzdiagramm „Versand Bilanzgruppenstatus“	106
Abbildung 45: Sequenzdiagramm „Bilanzgruppenabrechnung“	107
Abbildung 46: Ansatz zur Bestimmung der Ausgleichsenergiekosten	116
Abbildung 47 : Illustration zwischen Band- und Profilmominierung	117
Abbildung 48 : Illustration der Pönalisierung bei kumulierten Toleranzen	118

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Vorschlag zur Ausgestaltung der Tagesbilanzierung	viii
Tabelle 2: Zusammenfassung des Speicherregulierungsmodells in Abhängigkeit des Speichertyps	xiii
Tabelle 3: Aufgabenbereiche der REG / des MGV mit spezifischem Regulierungsbedarf	xvii
Tableau 1: Proposition de configuration de l'équilibrage journalier	xxv
Tableau 2: Résumé du modèle de régulation du stockage selon le type de stockage	xxix
Tableau 3: Responsabilités de l'ORR/du GZM avec exigences réglementaires spécifiques	xxxiv
Tabelle 4 : Übersicht der kurzfristigen Flexibilität in der Schweiz aus Netzpuffer und Gasspeichern in regionaler Auflösung	6
Tabelle 5: Konsolidierte Ergebnisse zum Regelenergiebedarf (Referenzjahr 2014)	8
Tabelle 6: Annahmen zu GuD-Kraftwerken und Power-to-Gas-Anlagen	12
Tabelle 7: Allgemeine Bewertung von Bilanzierungssystemen	28
Tabelle 8: Übersicht zum Bilanzierungssystem in der Schweiz und Nachbarländern	35
Tabelle 9: Übersicht zu Herkunft der Kosten für den Einsatz von Flexibilität für die untertägige Strukturierung durch das „Netz“ und die Transportkunden	38
Tabelle 10: Gesamtkosten der Bilanzierung bei Strukturierung durch MGV bzw. Transportkunden	40
Tabelle 11: Bewertung verschiedener Ansätze der Tagesbilanzierung mit/ohne Differenzierung nach verschiedenen Kundengruppen	46
Tabelle 12: Vorschlag zur Ausgestaltung der Tagesbilanzierung	50
Tabelle 13: Kriterien zur Beurteilung von Modellen zur Gasbilanzierung in Netzsinseln	64
Tabelle 14: Abschliessende Beurteilung der Modelle zur Gasbilanzierung in Netzsinseln	65
Tabelle 15: Mögliche Modelle zur Sicherung des Zugriffsrechts auf Speicher für REG/MGV	73
Tabelle 16: Bewertungskriterien für die regulatorische Behandlung von Speichern	74
Tabelle 17: Übergreifende Bewertung der möglichen regulatorischen Behandlung von Speichern	81
Tabelle 18: Zusammenfassung des Speicherregulierungsmodells in Abhängigkeit des Speichertyps	84
Tabelle 19: Aufgaben von REG/MGV beim Netzausbau und dem Kapazitätsmanagement	109
Tabelle 20: Aufgaben von REG/MGV beim Bilanzgruppen- und Nominierungsmanagement	110
Tabelle 21: Aufgaben von REG/MGV bei der Beschaffung von Regelenergie und dem Netzbetrieb	111
Tabelle 22: Aufgabenbereiche der REG / des MGV mit spezifischem Regulierungsbedarf	112
Tabelle 23: Annahme zu untertägigen Anreizen	119

Abkürzungsverzeichnis

AE	Ausgleichsenergie
AGGM	Austrian Gas Grid Management
ANB	Anschlussnetzbetreiber
BFE	Bundesamt für Energie
BG/ BK	Bilanzgruppe/ Bilanzkreis
BKO	Bilanzgruppenkoordinator (nur in Österreich)
BKV/BGV	Bilanzkreis- / Bilanzgruppenverantwortlicher
Bzw.	Beziehungsweise
CAPEX	capital expenditures/ Kapitalkosten
CEER	Council of European Energy Regulators
CEGH	Central European Gas Hub
CHF	Schweizer Franken
EE	Erneuerbare Energien
EES	Entry Exit System
EGO	Erdgas Ostschweiz
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas
EU	Europäische Union
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
Ggfs.	Gegebenenfalls, allenfalls
GuD	Gas-und-Dampf
GÜP	Grenzübergangspunkt
GVM	Gasverbund Mittelland AG
LF	Lieferant
LFZ	Lastflusszusage
MACH 2 Gas	Vorschlag zu einem Marktmodell Schweiz Gas 2 als Teil des Vorschlags zur Weiterentwicklung der Verbändevereinbarung
MDL	Messdienstleister
MGM	Marktgebietsmanager (nur in Österreich)
MGV	Marktgebietsverantwortlicher
NC BAL	Network Code on Balancing (Gas) von ENTSO-G
NCG	Net Connect Germany
NNE	Netznutzungsentgelt(e)
Nm ³ bzw. Nm ³	Norm-Kubikmeter
OBA	Operational Balancing Agreement bzw. Operational Balancing Account
OGE	Open Grid Europe GmbH
OPEX	Operational expenses
PEG	Point d'échange de gaz (virtueller Handelspunkt in Frankreich)
P2G	Power-to-Gas
RE	Regelenergie
REG	Regionalgasnetzgesellschaften
RoD	Rest-of-Day
Rp	Rappen



SDL	Systemdienstleistung
SLP	Standardlastprofil
TTF	Title Transfer Facility (virtueller Handelspunkt in den Niederlanden)
VAP / VHP	Virtueller Austausch-/ Handelspunkt
Verordnung (EU) Nr. 312/2014	Verordnung (EU) Nr. 312/2014 der Kommission vom 26. März 2014 zur Festlegung eines Netzkodex für die Gasbilanzierung in Fernleitungsnetzen
VNB	Verteilnetzbetreiber
VSG	Verband der Schweizerischen Gasindustrie
VV-I/ VV-II	Erste bzw. (geplante) zweite Verbändevereinbarung
VGM	Verteilergebietsmanager (nur in Österreich)

1 EINLEITUNG

Während der Gasmarkt in der Schweiz nur zu einem geringen Teil liberalisiert und nur ansatzweise gesetzlich und regulatorisch geregelt ist, befindet er sich derzeit im Umbruch. Wesentliche Neuerungen gehen sowohl von der Gasbranche als auch der Regulierung aus.

Die Verbändevereinbarung (VV) verleiht Grossverbrauchern, die Erdgas primär als Prozessgas einsetzen,¹² das Recht auf einen eigenständigen Gasnetzzugang. Sie gibt ihnen die Möglichkeit, sich den Gaslieferanten frei auszuwählen (Netzzugang). Die neueste, seit Oktober 2015 gültige Verbändevereinbarung hat die Zugangsgrenze abgesenkt. Nun können Netznutzer mit einer vertraglichen Transportkapazität von mindestens 150 Nm³/h (vorher 200) vom Recht auf eigenständigen Gasnetzzugang Gebrauch machen.

Zum anderen arbeitet die Gasversorgungswirtschaft an der Weiterentwicklung des derzeitigen Netzzugangs- und Bilanzierungsregimes. Sie hat dazu einen Vorschlag ausgearbeitet, welcher in der Verbändevereinbarung II (VV-II) per 1.10.2017 umgesetzt werden soll. Demnach soll es in naher Zukunft eine integrierte Bilanzierungszone in der Schweiz unter der Leitung eines Marktgebietsverantwortlichen (MGV) geben. Darin gehen fünf der heutigen Bilanzzonen auf.¹³ Bestandteil des neuen Bilanzierungsregimes ist auch die Umstellung der Ausgleichsenergieabrechnung.

Zugleich wird durch den Gesetzgeber die weitere und eventuelle raschere Marktöffnung bis hin zur vollständigen Marktöffnung in Erwägung gezogen. Diese würde allen Endverbrauchern das Recht zur freien Auswahl des Gasversorgers zugestehen.

Vor diesem Hintergrund führt das Bundesamt für Energie (BFE) seit 2015 mehrere Grundlagenstudien durch. Diese sollen die Entscheidungsfindung bezüglich der zukünftigen Ausgestaltung des Schweizer Gasmarkts unterstützen und zugleich Handlungsbedarf und Vorschläge zur Entwicklung des gesetzlichen und regulatorischen Rahmens aufzeigen. Diese Studie baut direkt auf der Grundlagenstudie zur Gasbilanzierung in der Schweiz von DNV GL für das Bundesamt für Energie (BFE) aus dem Jahr 2015¹⁵ auf.


Eines der Kernergebnisse der Studie aus 2015 war, dass die Einführung einer (reinen) Tagesbilanzierung für die bestehenden industriellen und Kleinverbraucher technisch machbar erscheint. Dieses Erkenntnis beruht auf der Analyse der verfügbaren kurzfristigen Flexibilitätsquellen im Schweizer Gasversorgungssystem und dem untätigen Flexibilitätsbedarf zum Ausgleich untätiger Schwankungen des Verbrauchs und von Prognoseungenauigkeiten. Gleichzeitig wurde darauf hingewiesen, dass allenfalls für einige Kunden zusätzliche untätige Anreize bzw. Einschränkungen notwendig sein könnten. Dies betrifft Kunden mit besonders hohen Schwankungen innerhalb des Tages sowie Transite, sofern sie in das Schweizer System integriert werden.

Daneben weist unsere frühere Studie auf die Notwendigkeit hin, die derzeit verfügbare kurzfristige Flexibilität aus Netzpuffer und insbesondere auch einen Teil der Speicher dem Netz zuzuordnen bzw. sie netzdienlich einzusetzen. Dies ist eine Voraussetzung, damit die Netzbetreiber die Verantwortung für die untätige Strukturierung des Verbrauchs, die ihnen bei dem Wechsel zur Tagesbilanzierung übertragen werden sollte, tragen können.

¹² Er verfügt zudem über eine Lastgangmessung und Datenfernübertragung gemäss Allgemeinen Netzbedingungen.

¹³ Ostschweiz, Zentralschweiz, Westschweiz, Mittelland und Bündner Rheintal.

¹⁵ „Grundsatzfragen zum zukünftigen Gasbilanzierungsmodell in der Schweiz“, DNV GL, 2015



Ziel dieser Studie ist es nun, weitergehende Empfehlungen zur Fortentwicklung des Schweizer Gasbilanzierungsmodells zu erarbeiten. Sie sollen sich an die erste Studie anschliessen, und sich auf weitere Bestandteile und Aspekte des Gasbilanzierungssystems ausdehnen.

Zunächst werden in dieser Studie die quantitativen Ergebnisse der ersten Studie zur Machbarkeit der Tagesbilanzierung validiert (Kapitel 2). Dazu wurde zum einen der Gasversorgungswirtschaft die Möglichkeit der Stellungnahme und in einem separaten Arbeitstreffen ein näherer Einblick in die Herangehensweise zur Ableitung der Ergebnisse unserer Studie in 2015 gewährt. Die Ergebnisse dieses Informationsaustauschs dokumentieren wir ebenso wie die Schlussfolgerungen in Bezug auf die Ergebnisse der Studie aus 2015. Zum anderen untersuchen wir anhand einfacher Abschätzungen die Herausforderungen für die Gasbilanzierung, wenn man versuchen würde, grosse Systemnutzer wie Transite oder Gaskraftwerke ebenfalls in die Tagesbilanzierung zu integrieren.

Im Kern geht es in dieser Studie dann um die Frage, wie das Ausgleichsenergieabrechnungssystem ausgestaltet sein sollte (Kapitel 3). Vor dem Hintergrund der Erkenntnisse aus der ersten Studie geht es damit auch um die Frage, wie das Ausgleichsenergiesystem die Umstellung auf die Tagesbilanzierung unterstützen kann. Dies beinhaltet Anreize für Prognose- bzw. Profiltreue für Bilanzgruppen und Lieferanten.

Ein weiterer wichtiger Baustein ist die Frage der Ausgestaltung der Gasbilanzierung in den Netzeinseln. Diese Frage wurde in der vorangegangenen Studie ausgespart. Zugleich berücksichtigt das Konzept der integrierten Bilanzierungszone, das durch die Gasversorgungsindustrie erarbeitet wurde, die Netzeinseln nicht. Es wird daher beleuchtet, wie das derzeitige Bilanzierungsregime mit einem dominanten Gasversorger, der als Lieferant, Netzbetreiber und für die Bilanzierung Verantwortlicher in den Netzeinseln fungiert, verbessert werden kann (Kapitel 4).

Aufgrund der Bedeutung von Speichern für die Netzbetreiber als unabdingliche Flexibilitätsquelle, wenn die Tagesbilanzierung gelingen soll, wird in dieser Studie auch untersucht, wie Speicher in Zukunft betrieben und regulatorisch behandelt werden sollen (Kapitel 5).

Auf den Kernelementen dieser Studie aufbauend werden dann die notwendigen Prozesse bei der Bilanzierung erläutert. Dazu definieren wir Abläufe, Verantwortlichkeiten, Aufgaben und die auszutauschenden Informationen für alle wesentlichen Prozesse. (Kapitel 6).

In einem kursorischen Teil betrachten wir nachgelagerte Aspekte der Bilanzierung (Kapitel 7). Zum einen erläutern wir den Zusammenhang zwischen kurzfristiger Bilanzierung und Versorgungssicherheit. Zum anderen gehen wir auf die Aufgabenteilung zwischen Regionalgasnetzgesellschaften (REG) und einem zentralen Marktgebietsverantwortliche (MGV) ein, der gemäss den Plänen der Gasbranche zukünftig die integrierte Bilanzzone in der Schweiz führen soll. Abschliessend kommentieren wir den von Seiten einiger industrieller Grossverbraucher vorgebrachten Vorschlag zur Integration der Schweiz in das Marktgebiet NCG.

Diese Studieninhalte stehen zueinander im Zusammenhang wie in Abbildung 7 unten gezeigt.

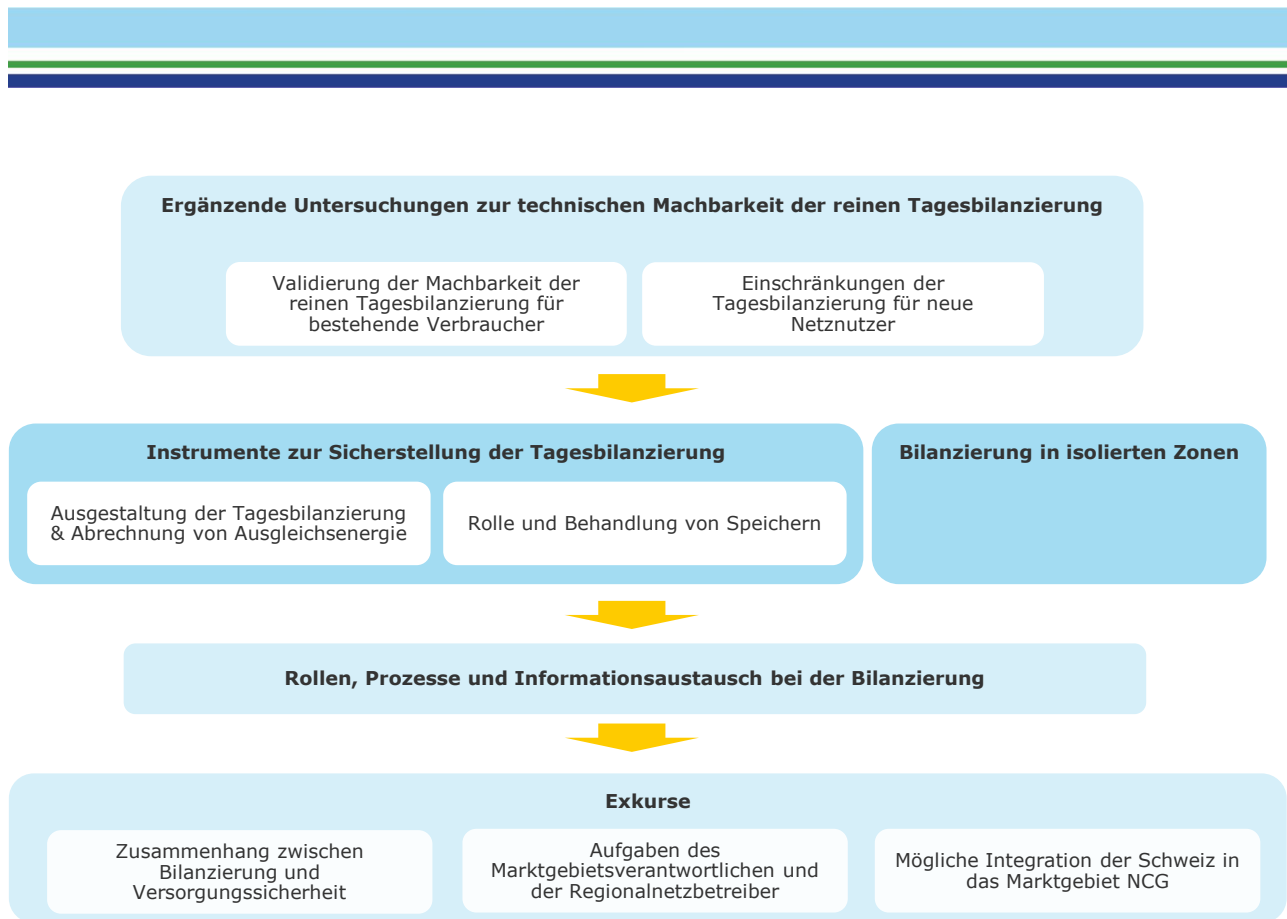


Abbildung 7: Projektinhalte und –struktur des Berichts

Quelle: DNV GL

Um nachvollziehbar zu machen, wie und auf welcher Grundlage wir zu den Empfehlungen in dieser Studie kommen, betrachten wir jeweils geeignete Ausgestaltungsoptionen. Diese bewertet wird und bedienen uns dazu des gleichen Kriterienkatalogs wie in der vorangegangenen Studie:

- Sicherstellung der Versorgungssicherheit,
- Komplexität und Kosten des Modells,
- Förderung von Effizienz,
- Förderung von Wettbewerb durch
 - Minimierung von Marktzutrittsbarrieren und
 - Gleichbehandlung unterschiedlicher Marktakteure,
- Umsetzbarkeit in der Schweiz,
- Kompatibilität mit regulatorischen Vorgaben und der Praxis in der EU.

Diese Kriterien wenden wir je nach Fragestellung in gleicher oder ähnlicher Form an. Wir weisen an geeigneter Stelle darauf hin, wenn die Anwendbarkeit einzelner Kriterien je nach Arbeitspaket und Fragestellung eingeschränkt ist oder wenn andere oder weitere Kriterien sinnvoll sind.

2 ERGÄNZENDE UNTERSUCHUNGEN ZUR TECHNISCHEN MACHBARKEIT DER TAGESBILANZIERUNG

Eines der Kernergebnisse des ersten Teils dieser Studie war, dass die Einführung einer (reinen) Tagesbilanzierung für die bestehenden industriellen und Kleinverbraucher technisch machbar erscheint. Gleichzeitig wurde darauf hingewiesen, dass allenfalls für einige Kunden mit besonders hohen Schwankungen innerhalb des Tages zusätzliche untertägige Anreize bzw. Einschränkungen notwendig sein könnten. Diese sollen eine übermässige Beanspruchung der zur Verfügung stehenden untertäglichen Flexibilität in der Schweiz vermeiden.

Die wesentlichen Ergebnisse, die diesbezüglichen Annahmen bzw. die Methodik wurden in einem Workshop am 2.11.2015 verschiedenen Stakeholdern präsentiert. Im Nachgang zum Workshop wurde von Vertretern der Gaswirtschaft gefordert, dass die Annahmen bzw. die Methodik zur Herleitung der Machbarkeit einer Tagesbilanzierung und der Regelenergiebeschaffung vertieft mit den Netzakteuren diskutiert werden müsste. Zudem wurden verschiedene Annahmen und Ergebnisse kritisch hinterfragt.

Auf Bitte des BFE wurde im Rahmen der zweiten Phase des Projekts daher ein separater Workshop am 30.5.2016 mit der Gaswirtschaft durchgeführt. Während dieses Workshops wurden die Herleitung zur Machbarkeit einer Tagesbilanzierung und die dabei verwendeten Annahmen näher erläutert und diskutiert. Zusätzlich wurden von der Gaswirtschaft spezifische Fragen und Kritikpunkte vorgetragen und, im Nachgang zum Workshop, teilweise ergänzende Daten zur Verfügung gestellt.

Der nachfolgende Abschnitt 2.1 geht kurz auf wesentliche Erkenntnisse aus diesem Austausch mit der Gaswirtschaft ein. Der Schwerpunkt liegt dabei auf bestehenden Verbrauchern, welche im Fokus der Untersuchungen im ersten Teil der Studie standen, sowie den entsprechenden Annahmen.

Ergänzend untersuchen wir den Einfluss anderer Netznutzer (Abschnitt 2.2), die bislang nur cursorisch betrachtet wurden. Konkret werden hierbei Transitmengen sowie mögliche zukünftige Gas-und-Dampf-Kraftwerke (GuD-Kraftwerke) und Power-to-Gas Anlagen betrachtet. Ziel ist es aufzuzeigen, ob und inwieweit entsprechende Netznutzer in ein Tagesbilanzierungsregime integriert werden können oder zusätzliche Regelungen erfordern.

2.1 Bestehende Verbraucher

Im Rahmen des Austauschs mit der Gaswirtschaft wurden von dieser verschiedene Fragen und Kritikpunkte zu den Ergebnissen und den verwendeten Daten des ersten Teils der Studie vorgetragen. Diese Bedenken beziehen sich auf folgende Punkte:

- Überschätzung der Flexibilität aus Schweizer Gasspeichern und fehlende Eignung von Etrez für Zwecke der untertägigen Bilanzierung
- Unzureichende Berücksichtigung des Schweizer Gasverbrauchs in Struktur und Gesamtumfang
 - Fehlende Repräsentativität der österreichischen Lastprofile für die Schweiz
 - Brennwert und falscher Verbrauch

Im Ergebnis wird durch die Gasbranche vermutet, dass in der Studie 2015 die verfügbare untertägige Flexibilität überschätzt und die notwendige Flexibilität unterschätzt wurde.

Im Zuge des Gedankenaustauschs mit der Gasbranche¹⁶ hat die Gasbranche ihre Bedenken konkretisiert und teilweise Daten bereitgestellt. Diese Daten beinhalten:

- Stündliche Gasverbrauchsdaten der drei REG: Erdgas Ostschweiz, Gaznat, Gasverbund Mittelland,
- Speichervolumina von ausgewählten Speichern,
- Präzisierte Informationen zu nutzbarem Netzpuffer.

Mit Hilfe dieser Daten haben wir unsere Ergebnisse der Studie 2015 überprüft. Aufgrund der Vertraulichkeit der Daten sehen wir an dieser Stelle von einer Darstellung der Rohdaten ab, möchten jedoch unsere Erkenntnisse wie folgt zusammenfassen und auf die von der Gasbranche vorgebrachten Einwände eingehen.

Zur Flexibilität aus Schweizer Gasspeichern

Die Kernergebnisse unserer Gasbilanzierung-Grundlagenstudie für das BFE von 2015 beruhen u.a. auf Untersuchung der derzeit in der Schweiz verfügbaren und kurzfristig einsetzbaren Flexibilität. Demnach schätzt die Studie 2015 die verfügbare Flexibilität in Speichern und in Hochdruckleitungen auf ca. 4,8 Millionen Nm³ (ca. 55 GWh) bzw. 2,4 Millionen Nm³ (27 GWh). Hinweise dazu, dass Speicher neben der lokalen Bilanzierung auch anderen Zwecken, wie der Versorgungssicherheit, dienen, wurden dazu genutzt, die für die Bilanzierung nutzbare Flexibilität aus Speichern um 50% auf ca. 27,6 GWh zu kürzen. Hinzu kommt eine angenommene nutzbare Flexibilität im französischen Speicher Etrez von ca. 9 GWh. Daraus ergibt sich für die weiteren Untersuchungen in der Studie in 2015 eine angenommene Gesamtflexibilität von über 60 GWh. Darin nehmen wird die angenommene Flexibilität in Etrez zur Hälfte dem Netzpuffer und zur Hälfte als zusätzliche Speicherflexibilität angerechnet.¹⁷

Für die Untersuchung der Machbarkeit der Tagesbilanzierung wurde allein auf diese aggregierten, gesamtschweizerischen Daten und Untersuchungen des Flexibilitätsbedarfs abgestellt. Hingegen blieben mögliche regionale Herausforderungen bei der Bilanzierung unberücksichtigt. Dies liegt daran, dass zum einen die Gasbranche selbst immer betont hat, dass unter den jetzigen Gegebenheiten keine Netzengpässe bestehen. Zum anderen betrachten wir lokale Bilanzierungsprobleme vordergründig als eine Herausforderung, die im Zusammenhang mit dem Kapazitätsmanagement steht und primär darin untersucht und gelöst werden sollte.

Die uns für 13 Kugel- und Röhrenspeicher bereitgestellten Daten beziehen sich zumeist auf relativ kleine und nur wenige grosse Speicher. Die teilweise zu den Speichern enthaltene Anmerkung einer begrenzten Füll- und Abströmmenge ist im Datensatz nicht weiter konkretisiert und lässt keine Schlüsse zu, inwieweit sie für die Speicher relevant ist.

Da die Angaben zu den Volumina selbst für die wenigen grossen Speicher kaum von unseren ursprünglichen Daten abweichen, ergeben sich keine nennenswerten Änderungen zu unseren früheren Annahmen. Zudem weisen wir darauf hin, dass die den Speichern von uns zugesprochene Flexibilität in einer konservativen Annahme nur zu 50% für die Bilanzierung berücksichtigt wurde.

Das zudem durch Gaznat vorgebrachte Argument, Etrez sei wegen betrieblicher / vertraglicher Einschränkungen nicht in dem von uns berücksichtigten Mass für die Bilanzierung nutzbar, nehmen wir zur Kenntnis. Allerdings kommt Etrez mit 9 GWh ohnehin eine begrenzte Bedeutung für das von uns

¹⁶ Workshop beim BFE am 2.2.2016 und 30.5.2016.

¹⁷ Wir gehen davon aus, dass ein erheblicher Teil der Kapazität auch unter anderen Voraussetzungen bezüglich der Marktöffnung dem Zugriff des Netzbetreibers unterliegen würde.

konservativ abgeschätzte Mass an Flexibilität für den untertägigen Ausgleich aus Netzpuffer und Speichern zu. Zugleich haben wir angenommen, dass die Hälfte, also 4,5 GWh, Netzfunktionen zugeordnet sein müssten. Dadurch verringert sich die Bedeutung von Etrez weiter.

Tabelle 4 : Übersicht der kurzfristigen Flexibilität in der Schweiz aus Netzpuffer und Gasspeichern in regionaler Auflösung

Netzbereich/ Regionalnetz- betreiber	Flexibilität						Gasverbrauch ^{a)}	
	Netz- puffer	Speicher	Summe	Anteil an durchschnittlicher täglicher Nachfrage im Winter			Gesamt	durchschn. Nachfrage (Winter)
	GWh	GWh/Tag	GWh/Tag	Netz- puffer	Speicher	gesamte Flexibilität	GWh	GWh/Tag
Erdgas Ostschweiz	10,2 ^{d)}	12,9	23,1	16%	20%	36%	10.598	63,6
Gasverbund Mittelland	9,6 ^{d)}	8,9	18,5	16%	15%	32%	9.783	58,7
Gaznat ^{b), c)}	3,2 ^{d)}	8,8	12,0	7%	20%	27%	7.476	44,9
Erdgas Zentralschweiz	0,7	0,6	1,3	6%	5%	11%	2.030	12,2
Erdgasversorgung Bündner Rheintal	0,3	-	0,3	10%	-	10%	487	2,9
Aziende Industriali di Lugano	0,2	0,8	1,0	3%	12%	15%	1.090	6,5
Summe	24,2	32,0	54,2	13%	17%	29%	31.651	190

Anmerkungen: a) Verbrauchsmengen über Kantone näherungsweise den Netzbetreibern zugeordnet; b) Mengen von Unigaz in anderen Mengen enthalten; c) Etrez: Aufteilung der Speicherkapazität zu je 50% auf den Netzpuffer und Speicher, ausgehend von 9 GWh/Tag Einspeicherkapazität, d) inkl. anteilig Netzpuffer der Swissgas-Leitungen


Quelle: DNV GL

Zur unzureichenden Berücksichtigung des Schweizer Gasverbrauchs in seiner Struktur und seinem Gesamtumfang

Auf der Grundlage der stündlichen Gasverbrauchsdaten der drei REG haben wir ein aggregiertes Verbrauchsprofil für die Kalenderjahre 2014 und 2015 erstellt und die Analyse zum Flexibilitätsbedarf damit wiederholt. Die Daten führen zu einem Gesamtjahresverbrauch von über 32 bzw. 33,4 TWh. Dies entspricht praktisch dem von uns ursprünglich angenommenen Verbrauch von 33 TWh. Allerdings hat sich gezeigt, dass die analysierten Jahre nicht vollständig das durchschnittliche Gesamtverbrauchsniveau widerspiegeln. Ein Vergleich mit weiteren Quellen¹⁸ legt nahe, dass ein Verbrauch von 35 TWh eher repräsentativ ist. Dies entspricht einem Unterschied von ca. 6% zu unserer vorherigen Annahme. Insofern nehmen wir eine Korrektur bei der Normierung des stündlichen Verbrauchsprofils vor.

Im Vergleich der Struktur unseres ursprünglichen Profils für 2014 mit den neuen Daten stellen wir fest, dass es relativ gut die Variabilität des Verbrauchs in der Schweiz abbildet. Einschränkend dazu weisen die aus den von den REG bereitgestellten Daten abgeleiteten Profile auf eine etwas stärkere untertägige Schwankung hin. Zudem weist das Profil für 2015 eine etwas abweichende Struktur auf.

¹⁸ Statistik zum Bruttoverbrauch Ho nach www.erdgas.ch



Trotz dieser Unterschiede stellen wir fest, dass über alle Tage eines gesamten Jahres kein signifikant grösserer Flexibilitätsbedarf mit den stündlichen Schweizer Verbrauchsdaten als mit den ursprünglichen von uns verwendeten Daten festzustellen ist. Unter gewissen pessimistischen Annahmen ergibt sich nur an wenigen Tagen im Jahr ein leicht höherer Flexibilitätsbedarf (ca. 5 GWh). Damit führt der Vergleich mit der vorangegangenen Analyse nicht zu grundsätzlich anderen Ergebnissen. Dies gilt sowohl für das Referenzjahr als auch einen kalten Winter, wie er ursprünglich synthetisch abgebildet wurde.

Die Gasbranche brachte auch das Argument vor, dass die uns zur Verfügung gestellten Daten implizit den profilglättenden Einsatz von Speichern enthalten. Das heisst, dass die Daten sich auf Verbräuche inklusive / nach Einsatz von Speichern zur Lastdeckung beziehen. Diese lege zum einen die Funktion der Speicher auch für andere Zwecke als für die Bilanzierung (hier die Glättung der Abnahme aus dem vorgelagerten Netz) nahe und bedeute auch, dass der tatsächliche Verbrauch nochmals strukturbezogener innerhalb des Tages sei. Dies würde bedeuten, dass der untertägige Flexibilitätsbedarf noch höher ausfallen würde.

Hierzu ist zu sagen, dass uns keine anderen Daten vorliegen, die den Einsatz von Speichern und die Wirkung auf das Verbrauchsprofil kenntlich machen, v.a. wenn es sich dabei um Speicher in Hochdrucknetzen handelt. Somit kann dieses Argument nicht geprüft werden. Zum anderen merken wir an, dass der skizzierte Speichereinsatz eventuell auf zusätzliche Speicherflexibilität hinweist, die in unserer vorangegangenen Studie unberücksichtigt blieb. Dies gilt, sofern es sich dabei um Speicher handelt, die nicht in Hochdruck- sondern in darunterliegenden Netzen angeschlossen sind. Diese Speicherflexibilität wurde von uns mangels Grösse nicht erfasst oder entzog sich aufgrund fehlender Daten der Berücksichtigung. Diese Speicher müssten dann auch als zusätzliche Flexibilität gewertet werden.

Zusammenfassung

Der Austausch mit der Gasversorgungsbranche und die uns zur Verfügung gestellten Daten haben im Wesentlichen die Ergebnisse unserer vorhergehenden Untersuchungen bestätigt. Insbesondere stellen sie aus unserer Sicht die vorherigen Ergebnisse zur Machbarkeit der reinen Tagesbilanzierung für Industrie- und Kleinkunden nicht in Frage. Denn der geringe zusätzliche Bedarf könnte immer noch durch die verfügbare Flexibilität abgedeckt werden. Dies gilt sowohl für das Referenzjahr als auch einen kalten Winter. Dieses Ergebnis wurde mit den Gasversorgungsunternehmen erläutert und wurde von ihnen grundsätzlich geteilt.

Zugleich gelten damit weiterhin die von uns in der Studie 2015 aufgeführten Einschränkungen für die Machbarkeit der Tagesbilanzierung. Denn der Flexibilitätsbedarf, z. B. von 30 GWh, kann allein dadurch entstehen, dass eine kumulierte Unter- oder eine kumulierte Überspeisung in dieser Höhe sich im Tagesverlauf ansammelt. Da der Netzbetreiber / Marktgebietsverantwortliche vorher nicht weiss, welcher Fall eintritt, und er die verfügbare Flexibilität aus Netzpuffer und Speichern von ca. 60 GWh unserer Annahme / unserem Modell nach symmetrisch in beiden Richtungen zu je 30 GWh aufteilt, kann also ein Tag mit grossen Systemunter- oder -überdeckungen die gesamte verfügbare Flexibilität in einer der beiden Richtungen aufbrauchen. Allerdings haben wir in der vorangegangenen Studie auch anhand vereinfachter Abschätzungen gezeigt, dass der Netzbetreiber durch den präventiven untertägigen Einsatz von externer Regenergie zwischenzeitliche summarische Abweichungen zwischen Prognose und tatsächlichem Verbrauch ausgleichen kann und das Mass an verfügbarem Netzpuffer erhöhen bzw. in beide Richtungen wieder ausgeglichener halten kann.

Im Interesse einer möglichst guten Abbildung der tatsächlichen Gegebenheiten in der Schweiz verwenden wir nachfolgend die Verbrauchsdaten der REG für das Kalenderjahr 2014 und fassen unsere

Ergebnisse in Tabelle 5 zusammen. Für die Prognosegüte wird hierbei der Faktor 3 beibehalten, d.h. wir gehen im Interesse einer konservativen Abschätzung davon aus, dass die Prognosefehler etwa dreimal höher sind, als dies die österreichischen Daten nahelegen. Der Faktor von 3 wird daher als Skalierungsfaktor für die Ausgleichsenergie verwendet. Diese wird (weiterhin) aus den österreichischen Daten abgeleitet, unter einer entsprechenden Skalierung auf die schweizerische Verbrauchsstruktur.¹⁹ In den Berechnungen berücksichtigen wir eine verfügbare untertägige Flexibilität von $\pm 7,5$ bis ± 10 GWh.

Auf Grundlage dieser Änderungen ergeben sich für den Flexibilitätsbedarf und den Regelenergiebedarf die in Tabelle 5 dargestellten Ergebnisse. Diese Ergebnisse bilden wesentliche Eingangsparameter für die Analysen in Kapitel 3 zur Ausgestaltung der Tagesbilanzierung und Abrechnung von Ausgleichsenergie.

Tabelle 5: Konsolidierte Ergebnisse zum Regelenergiebedarf (Referenzjahr 2014)

	Verfügbare untertägige Flexibilität (GWh)	$\pm 7,5$	± 10
	Skalierungsfaktor für Ausgleichsenergie	3	3
Summenwerte^(a)	Kumulierter untertägiger RE-Abruf /Tag (GWh)	+400/-300	+150/-200
	RE-Abruf zum Ende des Gastags (GWh)	+100/-700	+100/-800
	Gesamter RE-Abruf je Gastag (GWh)	+500/-1050	+250/-1000
Maximalwerte	Kumulierter untertägiger RE-Abruf /Tag (GWh)	+18,8/-12,5	+15,5/-10,8
	RE-Abruf zum Ende des Gastags (GWh)	+5/-5	+6,7/-6,7
	Gesamter RE-Abruf je Gastag (GWh)	+21,1/-17,5	+19,4/-17,5

Quelle: DNV GL

^(a) – Summe aller Stunden bzw. Tageswerte über das gesamte Jahr

Die mit „+“ bezeichneten Werte beziehen sich auf den positiven Regelenergiebedarf, die mit „-“ bezeichneten Werte auf den negativen Regelenergiebedarf.

Die nachfolgende Abbildung stellt für den Fall von $\pm 7,5$ GWh Netzpuffer den untertägigen Abruf von Regelenergie und den Abruf am Gastagende für alle 365 Gastage des Jahres dar. Wir unterscheiden zudem zwischen normiertem Referenz- und kaltem Jahr. Wie zu beobachten ist, wachsen im Referenzjahr der positive und negative untertägige Regelenergiebedarf nicht über 25 GWh hinaus. Im kalten Winter kann der Regelenergiebedarf untertägig auf unter 30 GWh steigen. Hingegen wird der Regelenergiebedarf am Gastagende durch die Grösse des Puffers begrenzt.

¹⁹ Einen Skalierungsfaktor von 3 hatten wir ebenfalls als pessimistisches Szenario in unserer ursprünglichen Berechnung berücksichtigt.

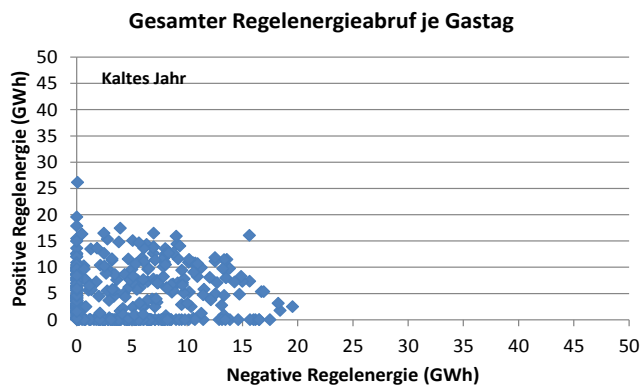
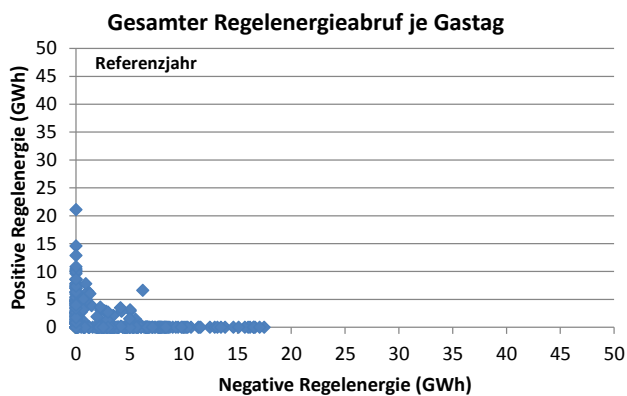
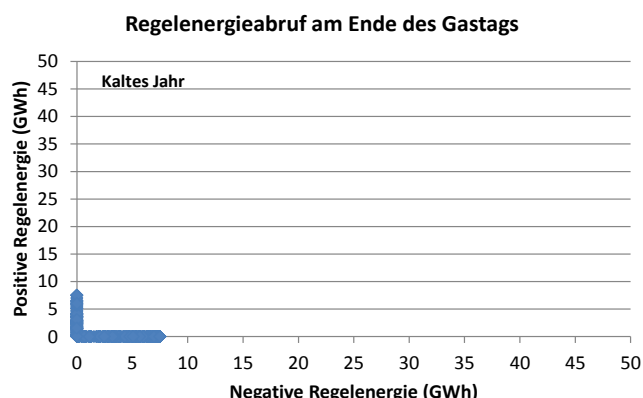
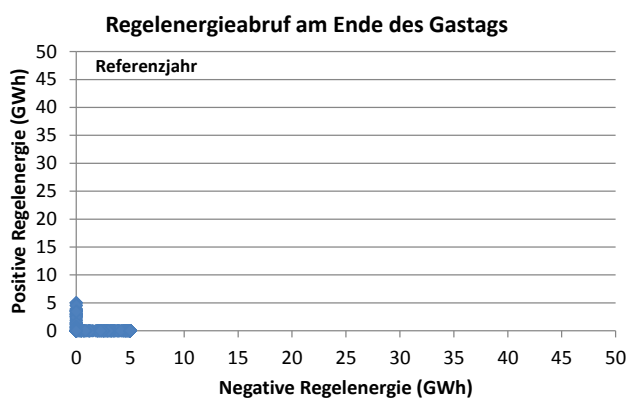
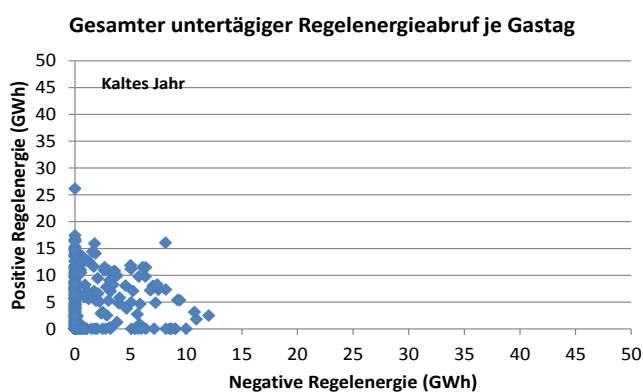
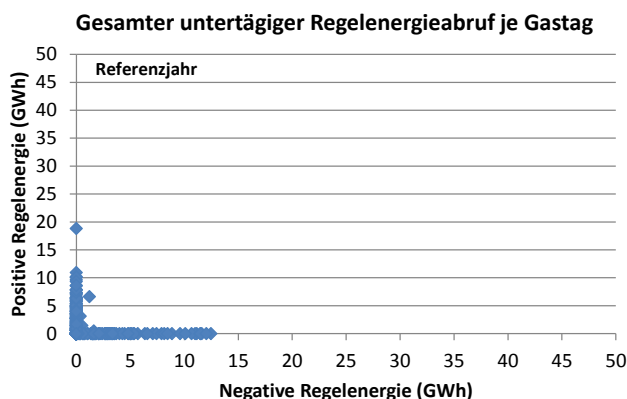


Abbildung 8: Regelenergiebedarf untertägig, am Gastagende und in der Summe für das Referenzjahr (links) und ein kaltes Jahr (rechts) für alle Tage des Jahres

Quelle: DNV GL

In der Summe ergibt sich der in der nachfolgenden Grafik gezeigte externe Regelenergieabruf je Gastag. Darin ist der gesamte Abruf für den Fall von +/-7,5 bzw. +/-15 GWh Netzpuffer als Dauerkurve aufgetragen. Je Gastag wird der gesamte untertägige Abruf sowie der Abruf am Gastagende zusammengefasst. Es zeigt sich eindeutig eine Begrenzung des Regelenergiebedarfs selbst an kalten Tagen bei unter 30 GWh/ Tag. Dass die Maximalwerte nicht an denselben Tagen auftreten und damit kein Bedarf von 60 GWh zu erwarten ist, geht aus der vorangegangenen Grafik hervor.

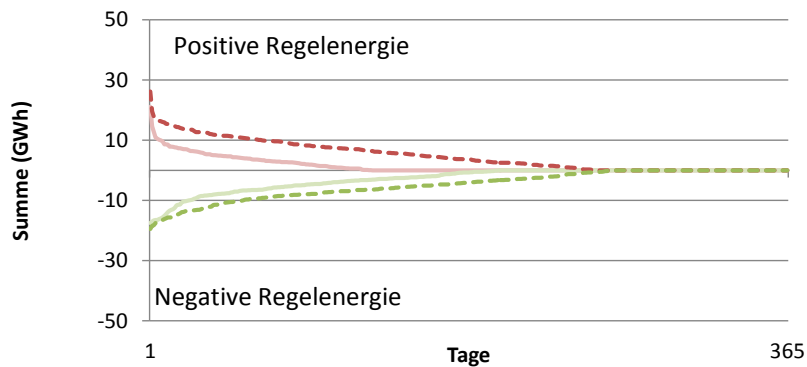


Abbildung 9: Dauerkurve des gesamten Regelenenergiebedarfs für das Referenzjahr und ein kaltes Jahr

Quelle: DNV GL

2.2 Andere Netznutzer

In Zukunft ist eine Reihe von neuen Netznutzern denkbar. Damit sind v. a. Transite und neue Gas- und Dampf (GuD) Erzeugungsanlagen und Power-to-Gas (P2G) Anlagen gemeint, die in das Entry-Exit System der Schweiz integriert werden könnten.

Unsere Studie in 2015 weist darauf hin, dass die Handelsmengen aus dem internationalen Transitgeschäft sowie zukünftig denkbare grosse neue Netznutzer nicht ohne Einschränkungen und Risiken für das Gesamtsystem in die Tagesbilanzierung zu integrieren sind. Die Einschränkungen und Risiken für das Gesamtsystem erwachsen aus der Grösse und Volatilität des Gasverbrauchs dieser neuen Netznutzer und den begrenzten verfügbaren Flexibilitätsquellen in der Schweiz.

Ziel dieses Kapitels ist es, vertiefter zu untersuchen, welche Herausforderungen aus Systemsicht neue Netznutzer an die Bilanzierung des Gassystems in der Schweiz in Zukunft stellen könnten. Diese Herausforderungen bestehen in einem zusätzlichen Flexibilitätsbedarf zum Ausgleich untertägiger Ungleichgewichte zwischen Nominierung und tatsächlichem Verbrauch sowie dem Ausgleich untertägiger Schwankungen in der Abnahme.

2.2.1 Vorgehen

Die den denkbaren neuen Gasnetznutzern zugeschriebene Wirkung beruht auf einer Reihe von möglichen Einsatzszenarien und der Grösse der neuen Netznutzer (v.a. Kraftwerke und Transite). Wir untersuchen insbesondere solche Einsatzszenarien, die als realistisch angenommen werden können und von denen ein relevanter Einfluss auf die Gasbilanzierung ausgeht. Abbildung 10 gibt einen Überblick über die verschiedenen Szenarien für die drei genannten Netznutzer.

Bei GuD ist dies u. a. der Fall, wenn es sich um ein stromgeführtes Kraftwerk handelt, das im Peak/Offpeak-Modus Strom erzeugt. Dann korrespondiert ein hoher Gasverbrauch des Kraftwerks tendenziell mit einer hohen Gasnachfrage durch andere Verbraucher. Dies erhöht die Anforderungen an die Bilanzierung, insbesondere wenn das Kraftwerk nicht gemäss seinem erwarteten Abnahmeprofil nominert. Hinzu können unerwartete Abweichungen vom nominerten Verbrauch kommen, indem z. B. durch den Übertragungsnetzbetreiber Regelenenergie abgerufen wird oder kurzfristig das Kraftwerk am

Intraday-Markt tätig ist. Eine weitere Unsicherheit, die sich auf das Gasnetz auswirken kann, bergen ungeplante Kraftwerksausfälle.

Ein etwas anderes Abnahmeprofil ist von gasgefeuerten Wärmekraftkoppelung-Anlagen (WKK) zu erwarten. Die Wärmeerzeugung und -abgabe setzen der stromgeführten Betriebsweise Grenzen. Der Gasverbrauch korrespondiert teilweise oder in erheblichem Mass mit dem Wärmebedarf der Kunden, die durch das Kraftwerk bedient werden.

Bei den Transiten sind folgende Extremszenarien denkbar: Erstens könnte an den Entry-Punkten in die Schweiz Gas anhand eines anderen Profils als dasjenige am Exit-Punkt Griespass bereitgestellt werden. Wenn Transporte in das Bilanzierungsgebiet Schweiz integriert wären, müssten mögliche Abweichungen durch den Einsatz von Flexibilität aus dem Schweizer Gassystem ausgeglichen werden, allerdings einschliesslich des Netzpuffers in der Transitleitung. Zweitens ist mit der Umsetzung des Reverse Flow Projekts zwischen der Schweiz und Italien denkbar, dass es eines Tages zu einer Gasflussumkehr auf der Transitleitung kommt. Drittens ist es theoretisch denkbar, dass Transportkunden mithilfe von Transiten externe Regelernergie in den Nachbarmärkten Deutschland, Frankreich oder Italien bereitstellen könnten.

Von P2G geht das Risiko aus, dass zu Zeiten hoher Erzeugung durch erneuerbare Energien und geringer Gasnachfrage zusätzlich Gas erzeugt und in das Netz eingespeist wird. Dies kann den Bedarf an negativer Regelernergie erhöhen.

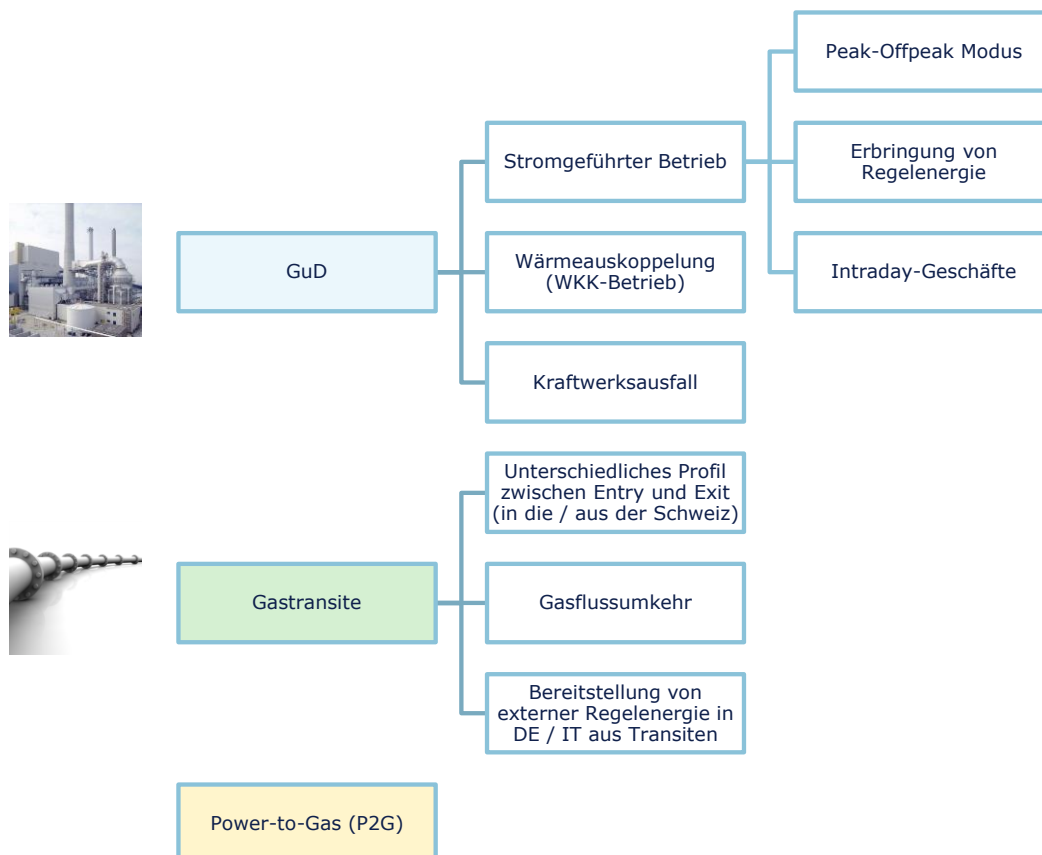


Abbildung 10: Übersicht zu denkbaren Szenarien bei Gaskraftwerken, Transiten und Power-to-Gas

Quelle: DNV GL

Um den Einfluss dieser Szenarien auf die Gasbilanzierung und den untertägigen Strukturierungsbedarf zu untersuchen, die bei einer reinen Tagesbilanzierung von den REG/ dem MGW übernommen werden

müsste, beschränken wir uns auf die Untersuchung eines realistischen Beispieltags mit einer ernsthaften Bedeutung für die Gasbilanzierung. Diesen bilden wir synthetisch über Annahmen zum Gasabnahmeverhalten. Diese Beschränkung auf einen Tag ist damit zu erklären, dass andere Tage sich weniger stark auf die Gasbilanzierung und den Flexibilitätsbedarf auswirken würden. Anhand dieses Beispieltags untersuchen wir quantitativ, welcher (zusätzliche) Flexibilitätsbedarf entsteht. Zur Abschätzung des Flexibilitätsbedarfs nutzen wir dieselbe Methodik wie in der ersten Grundlagenstudie.

Unsere Ergebnisse messen wir an der noch verfügbaren Flexibilität im System. Diese ergibt sich, wenn man von einer gesamten Flexibilität aus Speichern und Netzpuffer von maximal 60 GWh pro Tag (d.h. jeweils 30 GWh in beide Richtungen bei symmetrischer Nutzung) ausgeht und weiter annimmt, dass die derzeitigen Netznutzer in die Tagesbilanzierung wechseln und dadurch einen untertägigen Strukturierungsbedarf im Netz von maximal ca. 15-20 GWh in die eine oder andere Richtung verursachen.²⁰ Dadurch ergibt sich eine verbleibende Flexibilität von maximal ca. 10-15 GWh in jede Richtung, d.h. zur Aufnahme oder Abgabe zusätzlicher Gasmengen.

Bei der quantitativen Untersuchung berücksichtigen wir vereinfachte Annahmen, die in Tabelle 2 für die verschiedenen Technologien zusammengefasst sind. Diese beruhen auf den Energieszenarien 2050 der Schweiz sowie eigenen Überlegungen.

Tabelle 6: Annahmen zu GuD-Kraftwerken und Power-to-Gas-Anlagen

	GuD	P2G
Installierte elektrische Leistung	550 MW _{el} (je Block)	1-10 MW _{el}
Erzeugungseffizienz	60%	65% (ohne Rückverstromung)

Quelle: DNV GL

Neben der quantitativen Untersuchung der Wirkung von neuen Netznutzern auf den Flexibilitätsbedarf legen wir auch weitere Überlegungen zugrunde. Diese zielen darauf ab, den (zusätzlichen) Flexibilitätsbedarf in den Kontext des allgemeinen Flexibilitätsbedarfs im System zu stellen. Inwieweit der Flexibilitätsbedarf der neuen Netznutzer sich negativ auf das Gesamtsystem auswirkt, hängt nicht zuletzt von folgenden Parametern ab:

- Vorhersehbarkeit des Einsatzszenarios
- Gleichzeitigkeit mit anderen gelichartigen Anlagen / Netznutzern
- Gleichzeitigkeit mit dem allgemeinen Gasverbrauch

2.2.2 Gaskraftwerke

Nachfolgend skizzieren wir für die verschiedenen Einsatzszenarien für gasgefeuerte Kraftwerke. Dies sind:

- Stromgeführter Betrieb im Peak-Offpeak Modus
- Stromgeführter Betrieb unter Berücksichtigung von Intraday-Geschäften im Stromgrosshandel
- Stromgeführter Betrieb mit Regelleistungserbringung am Strommarkt
- Wärme-Kraft-Koppelung-Betrieb (WKK)

²⁰ Siehe Ergebnisse in Kapitel 2.1.

Daran anschliessend fokussieren wir uns auf den vermeintlich relevantesten Fall und analysieren die Wirkung auf die Gasbilanzierung.

Mögliche Einsatzszenarien

Ein erheblicher Einfluss auf den Flexibilitätsbedarf geht von der Vorstellung aus, dass ein Kraftwerk sich am Strommarkt orientiert und als Spitzenlastkraftwerke eingesetzt wird. Das bedeutet, dass zu Zeiten eines hohen Strombedarfs und damit tendenziell hoher Strompreise das Kraftwerk Strom erzeugt und zu Zeiten geringer Stromnachfrage und tendenziell geringer Preise gar nicht eingesetzt wird.

Somit kann vereinfacht angenommen werden, dass es nach einem Tag/Nacht-Profil Strom erzeugt und Gas verbraucht. Dieser Fall wird nachfolgend als **stromgeführter Betrieb im Peak-Offpeak Modus** bezeichnet. In einem Bilanzierungssystem mit Tagesbilanzierung ohne untertägige Anreize kann zudem von einer Bandnominierung ausgegangen werden.

Die Wirkung auf das Netz ist insbesondere dann erheblich, sofern das Kraftwerk nachts gar keinen Strom erzeugt und am Tag während Peak-Stunden Volllast fährt, während zugleich für den ganzen Tag eine Bandnominierung vorliegt (vgl. Abbildung 11). Dadurch wird der Swing zwischen maximaler Über- und Unterspeisung am grössten. Problematisch daran ist, dass das Ungleichgewicht zwischen Nominierung und tatsächlichem Verbrauch über den Tag anwächst und gegen Abend am grössten ist. Dann ist auch der allgemeine Gasverbrauch tendenziell ebenfalls hoch bzw. am höchsten, so dass der Strukturierungsbedarf der GuD-Anlage und der der anderen Verbraucher zusammenfallen. Als gravierend aus Sicht der Systembilanzierung stellt sich zudem heraus, dass grundsätzlich von einer hohen Übereinstimmung des oben skizzierten Einsatzszenarios für mehrere GuD auszugehen ist.

Mildernd wirkt sich aus, dass dieses Szenario grundsätzlich gut voraussehbar ist. Somit kann das Netz, soweit möglich, während Schwachlastzeiten stärker aufgepuffert werden, um den zusätzlichen Verbrauch von GuD-Kraftwerken während des Tages gegenüber der Nominierung aus dem Netz erbringen zu können.

Wir nehmen an, dass dieser Fall auch in Zukunft Relevanz hat. Zwar können sich im Zuge des Ausbaus erneuerbarer Energien Verschiebungen im typischen täglichen Preisprofil ergeben, im Extremfall bis hin zu einer Umkehrung („Inversion“). Doch dies beschränkt die Aussagekraft unserer Überlegungen nicht grundsätzlich.

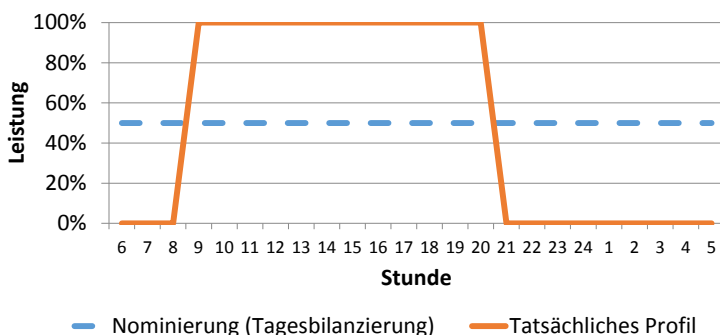


Abbildung 11: Gasverbrauchsprofil von GuD im stromgeführten Betrieb im Peak-Offpeak Modus

Quelle: DNV GL

Der **stromgeführte Betrieb unter Berücksichtigung von Intraday-Geschäften** im Stromgrosshandel stellt eine Untervariante des strommarktgetriebenen Betriebs von GuD-Anlagen dar. Durch den Einfluss von erneuerbaren Energien und Schwankungen im Stromverbrauch können sich für GuD, die über eine hohe Flexibilität in der Stromerzeugung verfügen, zusätzliche Handlungsoptionen im untertägigen Handel ergeben. Diese Optionen können sich zu verschiedenen Zeitpunkten am Tag ergeben und die Anlage veranlassen, von dem ursprünglichen Fahrplan abzuweichen.²¹ Das Kraftwerk könnte hochfahren oder im laufenden Betrieb die Leistung verändern (vgl. Abbildung 12).

Eine zusätzliche Herausforderung für die Gasbilanzierung ergibt sich, wenn die Anlage zu einem Zeitpunkt hochfährt, wenn sie eigentlich ausser Betrieb sein sollte (z. B. nachts oder früher am Morgen als gedacht) oder der Betrieb bei voller Leistung gegenüber dem Fahrplan in die Abendstunden ausgedehnt wird. Dies vergrössert die Diskrepanz zwischen der Nominierung und dem tatsächlichen Verbrauch,²² wie Abbildung 12 zeigt. Dieses Szenario ist durch eine geringe Vorhersehbarkeit charakterisiert. Der negative Effekt auf die Gasbilanzierung wird verstärkt, da mit einer hohen Gleichzeitigkeit mit anderen GuD-Anlagen zu rechnen ist.²³ Insgesamt bedeutet der Intraday-Handel unter Umständen eine Verschärfung im Vergleich zum zuvor diskutierten Peak-Offpeak Profil. Er erhöht die Risiken und beansprucht die Gasbilanzierung allenfalls zusätzlich.

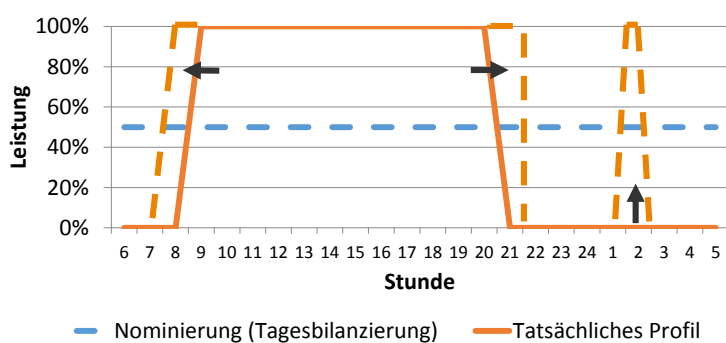


Abbildung 12: Gasverbrauchsprofil von GuD-Kraftwerken im stromgeführten Betrieb im Peak-Offpeak Modus und unter Berücksichtigung von Intraday-Geschäften im Stromgrosshandel

Quelle: DNV GL

Die **Vorhaltung und der mögliche Abruf von Regelleistung** für die Frequenzhaltung und die Erbringung von Regelleistung im Strommarkt können ebenfalls als Untervariante und Erweiterung des strommarktgetriebenen Betriebs aufgefasst werden. Diese Variabilität ist in Abbildung 13 angedeutet.

²¹ Beispielsweise führt der Einfluss von erneuerbaren Energien (EE) zu mehr Volatilität in den Grosshandelsstrompreisen und damit flexiblerem und weniger prognostizierbarem Einsatz von GuD.

²² Dies trifft nicht zu, wenn der Intraday-Handel zu einer Verminderung der Stromerzeugung und damit des Gasverbrauchs während Peak-Zeiten gegenüber dem ursprünglichen Fahrplan führt, z. B. wenn die Strompreise deutlich fallen und das Kraftwerk mit einer Verringerung der Stromeinspeisung reagiert.

²³ Unter der Annahme einer ähnlichen Ausrichtung am Strommarkt und einer ähnlichen Kostenstruktur.

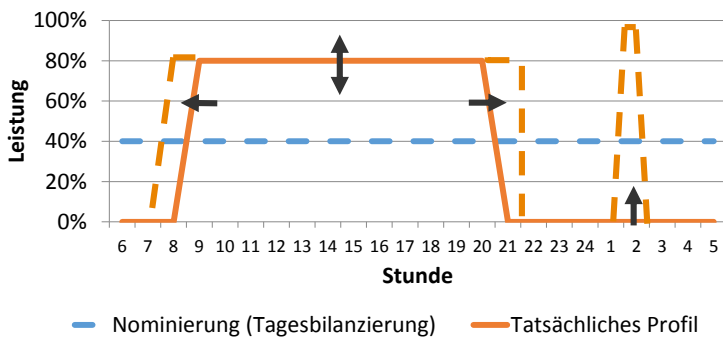


Abbildung 13: Gasverbrauchsprofil von GuD-Kraftwerken im stromgeführten Betrieb im Peak-Offpeak Modus und unter Berücksichtigung von Regelleistungserbringung am Strommarkt

Quelle: DNV GL

Dabei ist die Wirkung auf die Gasbilanzierung abhängig davon, welche Art der Reserveerbringung betrachtet wird und wann sie im Vergleich zum allgemeinen Gasverbrauch stattfindet.

- Um positive Regelleistung (im Strommarkt) zu erbringen, liegt ein gedrosselter Betrieb zur Vorhaltung von Regelleistung vor. Während des Peak-Zeitfensters wirkt sich dies mindernd auf den Gasverbrauch der Anlage aus. Der Gesamtverbrauch kann nicht höher ausfallen als bei Vollast ohne Regelleistungsvorhaltung. Somit ist die Wirkung auf die Gasbilanzierung nicht stärker als im reinen Peak-Offpeak Betrieb (siehe oben). Hingegen kann ein zusätzlicher Abruf von Regelleistung vor oder nach dem Peak-Zeitfenster das Ungleichgewicht zwischen Nominierung und tatsächlichem Verbrauch im Vergleich zum reinen Peak-Offpeak Betrieb verstärken.
- Die Vorhaltung von negativer Regelleistung kann auch unter Vollastbetrieb stattfinden. Somit ergäbe sich zunächst kein Unterschied zum reinen Peak/Offpeak-Betrieb.²⁴ Der tatsächliche Abruf von Regelleistung wirkt sich mindernd auf den Gasverbrauch der GuD-Anlage aus, trotz sinkender Effizienz, d.h. höherem spezifischem Verbrauch, bei verminderter Erzeugungsleistung.

Ähnlich wie bei Intraday-Geschäften ist der Abruf von Regelleistung im Strommarkt kaum vorhersehbar. Aufgrund der Flexibilität des GuD-Kraftwerks ist es denkbar, dass das Kraftwerk kurzfristig für Regelleistung hochgefahren wird.²⁵

Insgesamt kann die Erbringung von Regelleistung sich auf die Gasbilanzierung dämpfend auswirken, v.a. wenn damit die Vorhaltung von Leistung verbunden ist. Diese mindert den Gasverbrauch im Vergleich zum reinen Peak-Offpeak-Modus.

Die **kombinierte Strom-und Wärmeerzeugung** (WKK) wirkt sich einschränkend auf die Variabilität der Stromerzeugung und damit auf den Gasverbrauch aus. Die Stromerzeugung kann nicht mehr rein strommarktorientiert erfolgen, sondern muss die Wärmeauskopplung berücksichtigen. Es ist insbesondere damit zu rechnen, dass das Kraftwerk nachts nicht mehr heruntergefahren wird, sondern am Netz bleibt. Geht man von einem dauerhaften Bedarf an Wärme aus, ist der WKK Betrieb mit einem verstetigten Gasverbrauchsprofil des Kraftwerks verbunden. Selbst wenn man annimmt, dass das Kraftwerk sich tagsüber strommarktorientiert optimiert, müsste es nachts vornehmlich die Wärmelast seiner Wärmekunden bedienen und z. B. einen Wärmespeicher oder ein Nahwärmenetz versorgen. Diese Einschränkungen führen zu einem verminderten Spread zwischen Nominierung und tatsächlichem Gasverbrauch. Durch eine geringere Spreizung im Verbrauch zwischen Tag/ Nacht ergibt sich eine

²⁴ Dies setzt voraus, dass nicht gleichzeitig auch positive Regelleistung vorgehalten werden muss. Die kombinierte Vorhaltung entspricht nicht den derzeitigen beschaffungsregeln in der Schweiz. Zum anderen sieht der europäische Network Code on Electricity Balancing eine kombinierte Vorhaltung in Zukunft nicht vor.

²⁵ Je nach GuD-Anlage sind unterschiedliche Gebote und damit Zuschlags- u. Abrufwahrscheinlichkeiten für Regelleistung zu erwarten.

geringere Wirkung auf das Gasversorgungssystem als beim rein strommarktorientierten Betrieb ohne Wärmeauskopplung (siehe oben).

Die Wirkung einer Anlage auf das Gasnetz kann somit wie folgt beschrieben werden: Je grösser die Lastabsenkung nachts ist, umso eher stellt sich ein hohes kumuliertes Ungleichgewicht zwischen Nominierung und dem tatsächlichen Verbrauch ein. Durch eine geringere Spreizung im Verbrauch zwischen Tag/ Nacht ergibt sich eine geringere Wirkung auf das Gasversorgungssystem als beim rein strommarktorientierten Betrieb ohne Wärmeauskopplung (siehe oben). Insbesondere im Winter ist von einem eher konstanten Betrieb auf hohem Niveau auszugehen.

Insofern kann davon ausgegangen werden, dass WKK für sich betrachtet eine geringere Wirkung auf das Gasversorgungssystem entfalten als der reine stromgeführte Peak/Offpeak Modus. Dies gilt insbesondere, wenn WKK gleichmässig auf hohem / niedrigem Niveau fahren, so dass die Wirkung auf die Gasbilanzierung beschränkt ist.

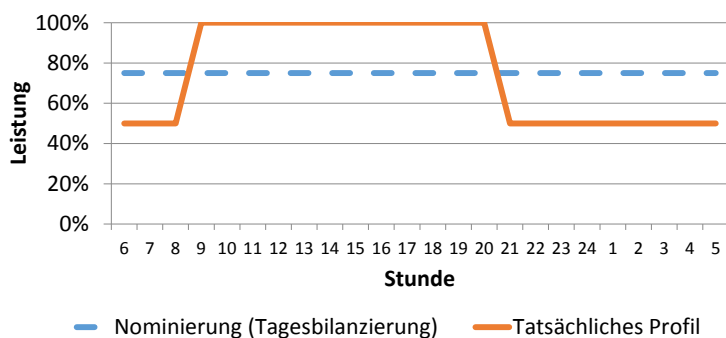


Abbildung 14: Gasverbrauchsprofil von GuD-Kraftwerken im WKK-Betrieb

Quelle: DNV GL

Ein Risiko für die Gasbilanzierung stellt auch die Möglichkeit des ungeplanten **Ausfalls eines Gaskraftwerks** dar. Dies kann für einen erheblichen Flexibilitätsbedarf im Netz sorgen. Die Wirkung fällt insbesondere gross aus, wenn der Kraftwerksausfall sich bei Volllast ereignet. Dann fällt der Unterschied zur Nominierung besonders hoch aus. Allerdings ist es sehr unrealistisch, dass der Kraftwerksbetreiber nicht mit einer Renominierung auf dieses Ereignis reagiert. Die Renominierung mit einer Frist von z. B. 3 Stunden bietet die Möglichkeit zur deutlichen Begrenzung des Effekts.

Wie sich dieser Flexibilitätsbedarf zu dem verhält, den andere Netznutzer verursachen, hängt vom Zeitpunkt und der am Netz liegenden Leistung des Kraftwerks ab: Ereignet sich der Ausfall tagsüber, ist der Ausfall unkritisch für das Gassystem, da er dem hohen allgemeinen Gasverbrauch entgegenwirkt. Ein Ausfall nachts wirkt in die gleiche Richtung wie die Aufpufferung des Netzes, so dass eventuell ein Bedarf für negative Regelernergie entsteht, wenn das Netz durch den Ausfall seine maximale Gasaufnahmekapazität erreicht.

Positiv auf die Gasbilanzierung wirkt sich die geringe Gleichzeitigkeit von Kraftwerksausfällen aus. Sie sind im Allgemeinen nicht korreliert. Zudem betrifft der Ausfall häufig nur einen von mehreren Blöcken des Kraftwerks. Insgesamt stellt der mögliche Ausfall eines Kraftwerksblocks die Gasbilanzierung vor geringere Herausforderungen im Vergleich zu den Szenarien oben.

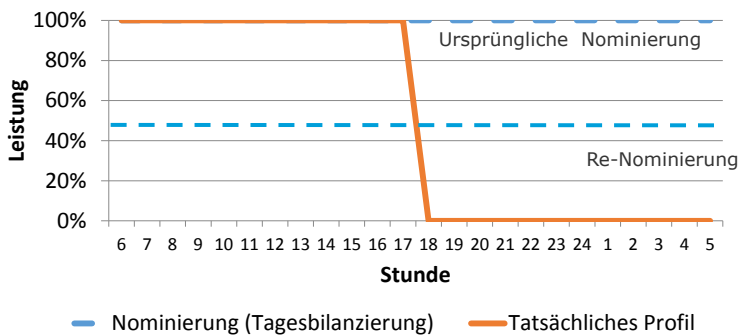


Abbildung 15: Gasverbrauchsprofil von GuD-Kraftwerken bei Kraftwerksausfall

Quelle: DNV GL

Wirkung auf die Gasbilanzierung

Auf der Grundlage der oben skizzierten Einsatzszenarien für GuD-Anlagen ist festzustellen, dass das Tag/Nacht Einsatzprofil einen erheblichen Einfluss auf die Gasbilanzierung für den Fall ausüben kann, dass die Tagesbilanzierung (auch) für Gaskraftwerke gilt. Diese Wirkung wird möglicherweise durch die zusätzliche Bereitstellung von Regelleistung im Stromsektor verbunden mit dem möglichen Abruf von Regelenergie verstärkt. Auch mögliche untertägige Abweichungen aufgrund von Intraday-Geschäften im Strommarkt können allenfalls zu einer Verschärfung beitragen. Hingegen geht vom WKK-Betrieb und ungeplanten Kraftwerksausfällen ein geringes Risiko für die Gasbilanzierung aus.

Insofern stellt das Tag/Nacht Einsatzszenario (allenfalls erweitert um Intraday-Stromgeschäfte oder Regelleistung) den vermeintlich schlimmsten Fall für die Gasbilanzierung dar, der aus der Einbindung von Gaskraftwerken in die Tagesbilanzierung erwachsen kann.

Aufgrund verschiedener Gründe sollte der zusätzliche Einfluss von Intraday-Stromgeschäften und der Regelleistungserbringung allerdings begrenzt sein. Denn es ist nur unter äusserst negativen Voraussetzungen und pessimistischen Erwartungen ein Szenario denkbar, worin z.B. die am Intraday-Markt gehandelten Mengen bzw. die abgerufene Menge an Regelenergie sich auf mehrere Stunden ausweiten und so gross im Vergleich zur Stromerzeugung nach dem „einfachen“ Tag/Nacht Einsatzszenario werden, dass sie den Effekt auf die Gasbilanzierung nochmals deutlich verstärken. Da ein solches Szenario eher unrealistisch erscheint, sehen wir in der nachfolgenden quantitativen Untersuchung der Wirkung von GuD auf die Gasbilanzierung davon ab.

Abbildung 16 unten illustriert, wie sich die Variabilität der Stromerzeugung und damit des Gasverbrauchs im Tag/Nach Betrieb einer GuD-Anlage sowie der Unterschied zwischen Bandnominierung und Profilabnahme auf den Flexibilitätsbedarf im Gassystem auswirken. Innerhalb des Tages steigt der Flexibilitätsbedarf – abgeleitet aus der kumulierten untertägigen Abweichung zwischen tatsächlichem und nominiertem Verbrauch – von -0,5 GWh auf 4,1 GWh.

Problematisch daran ist, dass der hervorgerufene Flexibilitätsbedarf tendenziell mit dem Flexibilitätsbedarf anderer Netznutzer in der Tagesbilanzierung zusammenfällt. Die maximale kumulierte Unterspeisung durch GuD-Anlagen ist am höchsten, wenn auch der allgemeine Gasverbrauch ebenfalls hoch bzw. am höchsten ist.²⁶

Dies wird durch eine hohe Übereinstimmung des oben skizzierten Einsatzszenarios für mehrere GUD verstärkt. Denn voraussichtlich werden alle stromgeführten GuD in ähnlicher Weise gefahren. Der

²⁶ Die Strom- und Gasverbrauchsspitzen treten bei Haushalten morgens und abends auf, während der industrielle und gewerbliche Gasverbrauch in der Summe tendenziell tagsüber am höchsten ist.

Flexibilitätsbedarf im Netz vervielfacht sich durch die Anzahl der GuD. Im Ergebnis können bereits wenige GuD-Kraftwerke die residuale Flexibilität von 10-15 GWh erschöpfen. Damit ist es unrealistisch anzunehmen, dass neue GuD-Anlagen ohne Anpassungen und Einschränkungen in die Tagesbilanzierung integriert werden können.

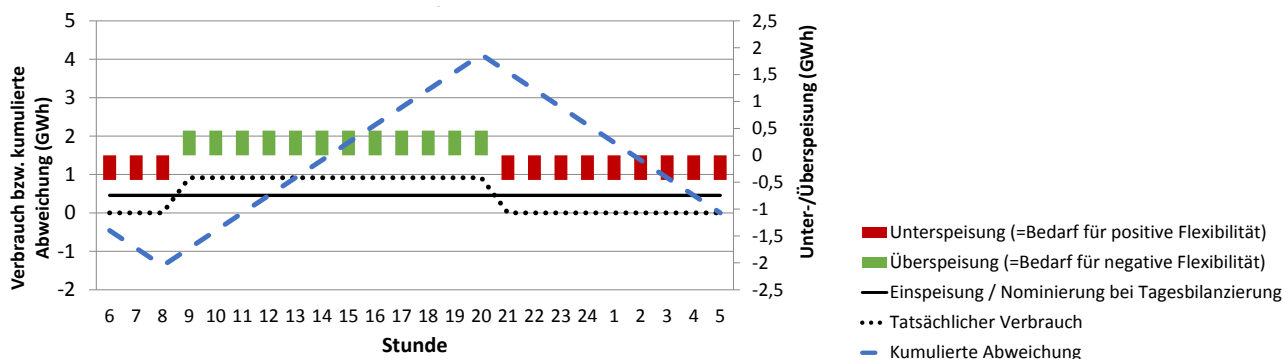


Abbildung 16: Untertägiger Flexibilitätsbedarf eines GuD-Kraftwerks im stromgeführten Betrieb im Peak-Offpeak Modus

Quelle: DNV GL

Auch wenn man entsprechend den Energieperspektiven 2050²⁸ annimmt, dass GuD-Anlagen eher zur WKK-Erzeugung mit sehr hohen jährlichen Volllaststunden eingesetzt werden und die Leistung in Schwachlastzeiten weit weniger stark als bis auf 0 abgesenkt wird, ergeben sich im Ergebnis bereits durch eine geringe Anzahl an GuD erhebliche Risiken für die Gasbilanzierung.

2.2.3 Transite

Die Wirkung von Transiten auf die Gasbilanzierung analysieren wir nachfolgend anhand von drei extremen aber realistischen Szenarien. Dies sind:

- Diskrepanz zwischen der Nominierung am Entry-Punkt in die Schweiz (Wallbach, Oltingue, oder beide zusammen) und der Nominierung am Exit-Punkt Griespass nach Italien
- Gasflussumkehr auf der Transitleitung
- Bereitstellung von externer Regelenergie aus Transiten für die Märkte in den Nachbarländern

Unterschiedliches Profil zwischen Entry und Exit (in die / aus der Schweiz)

Ein unterschiedliches Profil zwischen Nominierung und allokierten Mengen am Entry-Punkt Wallbach / Oltingue bzw. am Exit-Punkt Griespass kann wie in der Abbildung 17 unten illustriert werden. Maximal sind davon 660 GWh /Tag betroffen. Dies entspricht der Exit-Kapazität in Griespass.

²⁸ Je nach Entwicklungsszenario werden bis zu 9 neue GuD-Kraftwerke in Erwägung gezogen.

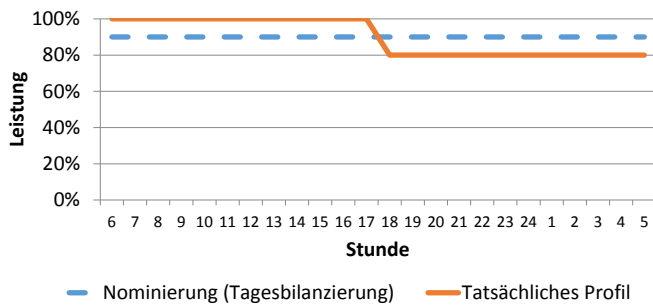


Abbildung 17: Unterschiedliches Profil zwischen Entry und Exit bei Transiten

Quelle: DNV GL

Die Wirkung ist umso stärker, je mehr sich die Nominierung und die Allokation untertägig der Zeit und der Menge nach unterscheiden: Im Extremfall wird die gesamte Tagesmenge in einer/in wenigen Stunde(n) ausgespeist, aber ein homogenes Band nominiert. Allerdings wird die Wirkung dadurch gedämpft, dass nicht zu erwarten ist, dass alle Transiteure gleich agieren. Zudem ist die Wirkung abhängig von der Jahreszeit und nur bei sehr hohem Gasfluss kritisch.

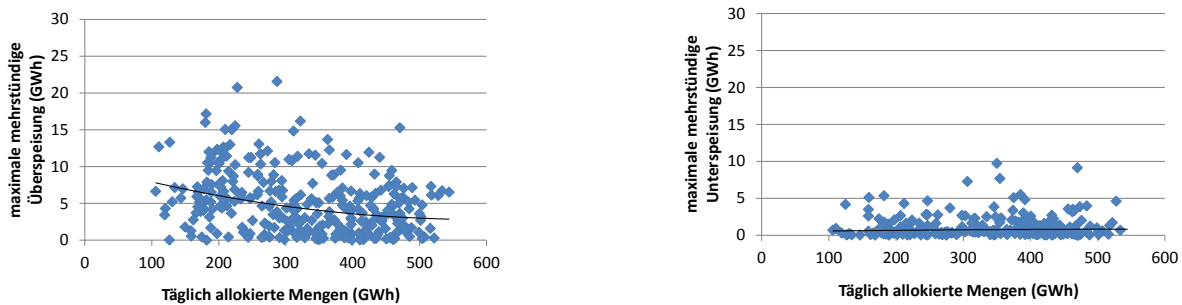
Ferner zeigt eine Auswertung der stündlichen Flüsse auf der Transitleitung, dass die Variabilität der Flüsse bisher gering geblieben ist. Nimmt man die Daten am GÜP Wallbach als Näherung für die Verhältnisse auf der Transitleitung,²⁹ stellt sich auch heraus, dass an vielen Tagen die durchschnittliche Nominierung und die allokierten Mengen untertägig über mehrere Stunden auseinander driften können. Würden die Transitmengen in das Schweizer Bilanzierungsgebiet integriert, könnte sich ein zusätzlicher untertägiger Flexibilitätsbedarf von bis zu 10-20 GWh/Tag (in der einen oder anderen Richtung) ergeben. Auf Grundlage der uns vorliegenden Daten tritt dieser Bedarf ungefähr mit gleicher Wahrscheinlichkeit während des ganzen Jahres auf.

Hingegen wurde unserer Grundlagenstudie 2015 ein Netzpuffer in der Transitleitung abgeschätzt, der der bisherigen Schwankung auf der Transitleitung entspricht. Dies suggeriert, dass die bisherige Variabilität von Transiten mithilfe des Netzpuffers in der Transitleitung abgefedert werden könnte, ohne dass zusätzlich Flexibilität aus dem restlichen Gasversorgungssystem der Schweiz gebraucht würde.

Dies muss allerdings kritisch gesehen werden, da von den bisherigen mehrstündigen Über- bzw. Unterspeisung in den Transitmengen nicht auf zukünftige Ereignisse geschlossen werden kann. Zugleich ist die verfügbare Flexibilität in der Schweiz im Vergleich zu den Transitmengen relativ gering. Wir sind daher der Auffassung, dass die Einbindung von Transiten in die Tagesbilanzierung ohne zusätzliche untertägige Restriktionen die Bilanzierung in der Schweiz vor grosse Herausforderungen stellen könnte und dass die verfügbaren Flexibilitätsquellen dafür nicht ausreichen würden.

²⁹ Stündliche Daten für Oltingue und Griespass sind gar nicht oder nur sehr fehlerhaft/ lückenhaft vorhanden.

Maximale mehrstündige Über- bzw. Unterspeisung (GWh) in Abhängigkeit der allokierten Tagesmenge für alle Tage des Referenzjahres



Maximale mehrstündige Unter- und Überspeisung (GWh) für alle Tage des Referenzjahres

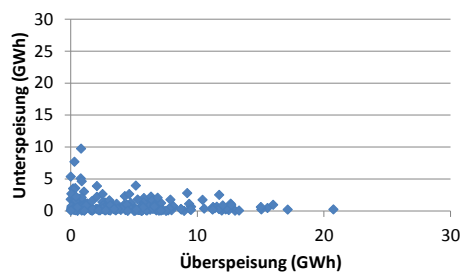


Abbildung 18: Unterschied zwischen durchschnittlicher und maximaler / minimaler Nominierung in Transitmengen des Referenzjahres 2014

Quelle: DNV GL

Gasflussumkehr

Eine Flussumkehr ist schwierig vorherzusehen und steht nicht notwendigerweise in Zusammenhang mit der Gasnachfrage in der Schweiz. Sie kann das Resultat von Preissignalen und Marktanreizen sein, die dazu führen, Gas entgegen der üblichen Richtung von Italien nach Deutschland / Frankreich zu transferieren. Zugleich könnte aber auch Gas aus Italien für die Versorgung in der Schweiz genutzt werden. Hierzu müssten deutlich niedrigere Preise in Italien als in Deutschland oder Frankreich vorliegen. Dieses Marktverhalten ist komplex und kaum vorhersehbar, da es von vielen Einflussfaktoren abhängt.

Die Flussumkehr könnte sich je nach Leitungsabschnitt (vor / nach der Verdichterstation, Norden / Süden der Schweiz) unterschiedlich auswirken. Bis zur Umstellung der Flussumkehr im Gasnetz könnte mehr oder weniger Gas als erwartet in der Transitleitung zurückbleiben, was zusätzlichen Netzpuffer und Flexibilität beansprucht.

Bereitstellung von externer Regenergie in Deutschland / Italien aus Transiten

Die Bereitstellung von (externer) Regenergie in Italien, Deutschland oder Frankreich aus Transiten, die durch die Schweizer Transitleitung fließen, ist ein denkbare Szenario. Regenergie wird als Fahrplangeschäft erbracht, indem die Nominierungen angepasst werden. Beim Regenergieabruf würde die profilartige Re-Nominierung von der durchschnittlichen Nominierung / dem Tagesband abweichen.

Während der Regenergiebedarf kaum vorherzusagen ist, hängt seine Wirkung auf den Flexibilitätsbedarf im System davon ab, inwieweit der untertägige Gasverbrauch und der Regenergie-

Bedarf korreliert sind. In Stunden, in denen der Gasverbrauch in der Schweiz hoch ist und der Verbrauch der Schweizer Kunden die Einspeisung durch die Transportnetzkunden übersteigt (z.B. bei Tagesbilanzierung mit Tagesbandeinspeisung), müsste zusätzliche Flexibilität abgerufen werden. Dann kann eine zusätzliche Bereitstellung von Regenergie, die einem ausländischen FNB zur Verfügung gestellt wird, die verfügbare Flexibilität mindern, die der Schweizer MGV benötigt.

Zugleich ist die Wirkung abhängig vom Mass des Regenergie-Bedarfs im Ausland. Einerseits wird die Wirkung gedämpft, da nicht zu erwarten ist, dass alle Transiteure gleich agieren und zur Erbringung von Regenergie einspringen werden. Zudem erfolgt der Abruf von Regenergie zumeist als Tagesband- oder RoD-Produkt, und nicht als Stundenprodukt.

Allerdings zeigen eigene Auswertungen des Regenergiebedarfs in Italien und Deutschland, dass dieser zu erheblichen Schwankungen in den Transiten führen würde, wenn Transite dazu eingesetzt würden. Sowohl der Regenergieabruf in Italien als auch Deutschland können mehrere Hundert GWh an gewissen Tagen ausmachen. Dies übersteigt die verfügbare Flexibilität des Schweizer Gasnetzes bei Weitem. Es würde die Möglichkeiten des Schweizer Systems sprengen, wenn Transiteure versuchen würden, einen signifikanten Anteil des Regenergiebedarfs im Ausland durch Anpassung der Transitmengen abzubilden.

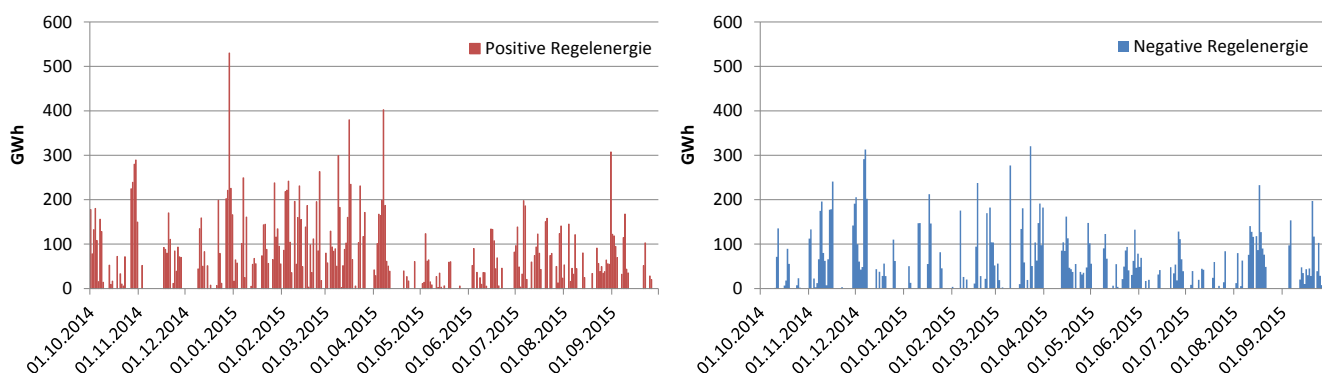


Abbildung 19: Abruf von Regenergie in Italien im Gaswirtschaftsjahr 2015

Quelle: DNV GL, auf Basis von Daten von www.mercatoelettrico.org/ Gestore dei Mercati Energetici

2.2.4 Power-to-Gas

Power-to-Gas (P2G) Anlagen entfalten eine umgekehrte Wirkung auf das Gassystem wie GuD-Anlagen, da sie mit zusätzlicher Erzeugung von Gas gleichzusetzen sind. Die zukünftige Gaserzeugung und -einspeisung in das Gasnetz durch P2G findet in Abhängigkeit des Dargebots von erneuerbaren Energien statt. Legt man übliche Erzeugungsszenarien von EE zugrunde, ist mit einer hohen Einspeisung aus P2G sowohl nachts (Wind) als auch tagsüber (Wind, PV) zu rechnen. Ein weiterer Unterschied zu GuD-Anlagen ist die bisher und zukünftig begrenzte Anlagengrösse. Bisher gibt es nur kleine Pilot-Anlagen; zukünftig sind grössere Anlagen im Bereich von 1-10 MWel denkbar.

Eine signifikante Wirkung auf die Gasbilanzierung ergibt sich, wenn man annimmt, dass die Anlage zu Zeiten mit einem hohen Überschuss von EE-Strom auf Vollast fährt und ansonsten stillsteht. Wäre diese Anlage in der reinen Tagesbilanzierung, ergäben sich erhebliche Ungleichgewichte zwischen der Bandnominierung und der Profileinspeisung, selbst wenn man Prognoseungenauigkeiten vernachlässigt.

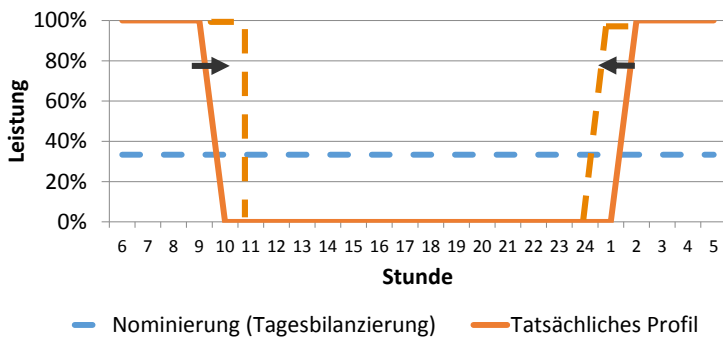


Abbildung 20: Gasverbrauchsprofil einer Power-to-Gas Anlage

Quelle: DNV GL

Allerdings wird die Wirkung von P2G auf die Gasbilanzierung aufgrund der geringen Grösse von Einzelanlagen nur erheblich, wenn man von einer grossen Anzahl von Anlagen ausgeht. Zudem ist der Effekt unkritisch zu Zeiten hoher Stromnachfrage (tagsüber), da dann P2G eher nicht eingesetzt werden. Zudem kann angenommen werden, dass P2G nur genutzt werden, wenn eine negative Residuallast vorliegt, d.h. die Stromerzeugung die Nachfrage übersteigt, und andere Flexibilitätsoptionen (wie Demand Response, Pumpspeicher, o.ä.) keine Abhilfe schaffen.


Zudem sind das Verhalten von P2G und der Effekt auf die Gasbilanzierung relativ gut vorherzusehen, auch wenn die Erzeugung durch EE mit Unsicherheit behaftet ist. Während sich die Prognosegüte bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in den vergangenen Jahren stark verbessert hat und sich in Zukunft verbessern wird, besteht aber immer die Gefahr, den Zeitpunkt und die Höhe der EE-Erzeugung falsch einzuschätzen.

Kritischer erscheint eher der Schwachlastfall, selbst bei Vernachlässigung von Ungenauigkeiten bei der Prognose der Stromerzeugung aus EE. Nachts könnten eine hohe (überschüssige) Wind-Erzeugung und ein niedriger Gasverbrauch zusammentreffen und sich mit der Absicht der Netzbetreiber, das Netz aufzupuffern, überlagern. Eine zusätzliche Erzeugung aus P2G könnte den Netzpuffer zur Speicherung zusätzlicher Gasmengen im Netz ausreizen. Dieses Risiko besteht insbesondere im Winter, wenn eine hohe Winderzeugung und ein hoher Gasverbrauch und damit der Bedarf der Aufpufferung nachts zusammenkommen. Zugleich ist von einer hohen Gleichzeitigkeit mit anderen P2G Anlagen auszugehen, da von ähnlichen Witterungsbedingungen auszugehen ist. Damit überlagert sich die EE-Erzeugung verschiedener P2G Anlagen zeitlich. Dies trifft in einem gewissen Mass auch auf P2G Anlagen im Ausland zu.

Trotz dieser Risiken entfaltet P2G voraussichtlich nur eine insgesamt geringe Wirkung auf die Gasbilanzierung. Wesentlich dafür ist die zunächst begrenzte Anlagengrösse.

2.2.5 Zusammenfassung

Die Überlegungen und vereinfachten quantitativen Abschätzungen zum Einsatzverhalten von grossen (neuen) Systemnutzern zeigen, dass insbesondere der Einfluss von GuD-Anlagen und Transitern auf die Gasbilanzierung erheblich sein kann. Sofern man beabsichtigt, sie in die Tagesbilanzierung zu integrieren, ergeben sich ohne weitere Massnahmen erhebliche Risiken für die Gasbilanzierung und die Versorgungssicherheit. Diese Bedenken schränken die Vorteile wie das Wettbewerbspotenzial und die



Erhöhung von Liquidität - welche in der Parallelstudie zum Netzzugang erwähnt werden - ein. Allerdings gehen wir davon aus, dass die in dieser Studie entwickelten Vorschläge, insbesondere zur Ausgestaltung der Tagesbilanzierung und Abrechnung von Ausgleichsenergie in Kapitel 3, hinreichend sind, um die Risiken bzgl. der Integration dieser Netznutzer in das Bilanzierungsgebiet Schweiz in den Griff zu bekommen, ohne die Vorteile aus der Integration in ein integriertes Entry-Exit System in der Schweiz aufzugeben.

Bereits wenige GuD-Anlagen erhöhen den untertägigen Strukturierungs- und Flexibilitätsbedarf bei den Netzbetreibern im Fall der Tagesbilanzierung und unter der Annahme eines typischen Tag/Nacht Einsatzprofils der Gaskraftwerke erheblich. Es ist möglich, dass die Flexibilität aus Gasspeichern und Netzpuffer nicht ausreicht, um neben der Strukturierung der anderen Netznutzer (Kleinkunden und Industriekunden) auch die Strukturierung des Verbrauchs von GuD-Anlagen zu erbringen.

Auch Transite sind unter negativen aber realistischen Gegebenheiten bzgl. der Asymmetrie zwischen Nominierung und Fluss bzw. unabgestimmter Nominierung zwischen Wallbach / Oltingue und Griespass ein erhebliches Risiko für die Gasbilanzierung. Ihr Strukturierungsbedarf kann die verfügbare Flexibilität bei Weitem übertreffen.

Hingegen haben wir gezeigt, dass der Einfluss von P2G Anlagen vernachlässigbar bleibt, solange die Anlagen klein sind und ihre Anzahl begrenzt ist.

Dies legt nahe, dass GuD-Anlagen und Transite (soweit diese in das Bilanzierungsregime der Schweiz integriert werden) nicht ohne weitere Vorkehrungen und Einschränkungen in die Tagesbilanzierung integriert werden sollten. Solche Einschränkungen können darin liegen,

- zusätzliche untertägige Anreize (stündliche oder kumulierte Pönalen) für sie einzuführen oder
- von ihnen Profiltreue zu verlangen und sie nach Stundenbilanzierung abzurechnen.

Welche Instrumente vorzuziehen sind und wie diese näher festgelegt werden sollen, wird in Kapitel 3 im Zusammenhang mit der Ausgestaltung der Regelungen zur Abrechnung von Ausgleichsenergie aufgegriffen und adressiert.

3 AUSGESTALTUNG DER TAGESBILANZIERUNG UND ABRECHNUNG VON AUSGLEICHSENERGIE

Ziel dieses Kapitels ist es, Vorschläge für das zukünftige Bilanzierungssystem zur Abrechnung von Ausgleichsenergie in der Schweiz zu entwickeln. Die Ausgleichsenergiesystematik liefert den regulatorischen Rahmen für die verursachungsgerechte Abrechnung von Ausgleichsenergie der Bilanzgruppen, die während des Tages z.B. aufgrund von Prognoseungenauigkeiten entstehen.

In Abschnitt 3.1 betrachten wir zunächst verschiedene Ausgleichsenergiesysteme und ihre generellen Vor- und Nachteile. Zudem erläutern wir die Vorgaben nach der Verordnung (EU) Nr. 312/2014³⁰, welche die Vorgaben des Network Code on Gas Balancing (NC BAL) von ENTSO-G umsetzt. Ausserdem stellen wir das derzeitige und das geplante Bilanzierungssystem in der Schweiz im Vergleich zu verschiedenen Nachbarländern dar.

Im Abschnitt 3.2 betrachten wir die Kosten der Bilanzierung. Hierbei differenzieren wir zwischen einer Betrachtung aus Sicht des Gesamtsystems einerseits sowie aus der Perspektive einzelner Bilanzgruppen andererseits. Diese Betrachtungen dienen dazu, die Auswirkungen und möglichen Vor- und Nachteile von untertägigen Restriktionen bei der Tagesbilanzierung zu illustrieren.

Im Abschnitt 3.3 entwickeln wir unsere Vorschläge für die zukünftige Ausgestaltung des Ausgleichsenergiesystems. Hierbei berücksichtigen wir die Möglichkeit einer zukünftig vollständigen oder teilweisen Marktöffnung und betrachten eine mögliche Differenzierung des Bilanzierungssystems nach verschiedenen Kundengruppen, z.B. mit Blick auf Transite und denkbare neue (grosse) Netznutzer, wie GuD-Kraftwerke.

Der abschliessende Abschnitt 3.4 geht zudem auf ausgewählte Aspekte bezüglich der Umsetzung der Ausgleichsenergieabrechnung ein. Neben dem Verantwortungsbereich der Regulierung und Gesetzgebung umfasst dies auch eine kurze Diskussion der notwendigen vertraglichen Beziehungen.

3.1 Grundlegende Betrachtungen

3.1.1 Ziele des Ausgleichsenergiesystems

Die Ausgleichsenergiesystematik liefert den regulatorischen Rahmen für die verursachungsgerechte Abrechnung von Ausgleichsenergie, die während des Tages z.B. aufgrund von Prognoseungenauigkeiten entstehen.

Darin sind auf der einen Seite die Netzbetreiber / der MGV und auf der anderen Seite die BGV / Lieferanten involviert. Die Netzbetreiber / der MGV übernehmen die zentrale Aufgabe der Abrechnung; die BGV / Lieferanten tragen im Wesentlichen die Kosten der von ihnen verursachten Ungleichgewichte im System. Je nach Interessensgruppe ergeben sich unterschiedliche Anforderungen an die Ausgestaltung des Bilanzierungsregimes.

³⁰ Verordnung (EU) Nr. 312/2014 der Kommission vom 26. März 2014 zur Festlegung eines Netzkodex für die Gasbilanzierung in Fernleitungsnetzen

Aus Sicht der Netzbetreiber / des MGV, die mit der Bilanzierung auf Systemebene betraut sind, stehen die Stabilität der Gasversorgung und damit die Vermeidung (extremer) Abweichungen zwischen Ein- und Ausspeisung im Vordergrund. Es ist in ihrem Interesse, dass die Ausgleichensystematik Anreize für die Fahrplantreue von Transportkunden bei der Belieferung von Endkunden mit Gas gibt oder Transportkunden zu einer ausgeglichenen Netzbilanz beitragen.³¹

Weitere übergeordnete Anforderungen an die Ausgleichensystematik lassen sich aus den Vorgaben des NC Bal ableiten. So sollten die Ausgleichsenergiepreise sich sowohl an den Kosten für die Sicherstellung der Ausgeglichenheit des Systems als auch an der BG- oder Netzbilanz orientieren.³² Zudem soll die Kostenberechnung proportional zur Ausgleichsenergie von Transportkunden / Bilanzgruppen (keine Degression) sein.³³

Transportkunden, BGV oder Lieferanten, die Ausgleichsenergie verursachen bzw. dafür kostenseitig verantwortlich sind, verbinden mit der Ausgleichensystematik andere Ziele. Dazu gehören beherrschbare und möglichst vorhersagbare Risiken und Kosten, Gleichbehandlung sowie Transparenz und Verständlichkeit der Systematik. Somit sollte die Ausgleichensystematik unvorhersehbare Ausgleichsenergie nicht übermässig pönalisieren, möglichst einfach, nachvollziehbar und kostenorientiert sein und Fristen für Renominierungen berücksichtigen.

Neben den beiden genannten Marktteilnehmern hat jedoch auch die Allgemeinheit gewisse Erwartungen an die Ausgleichensystematik. Sie verbindet mit ihr die Ziele der Versorgungssicherheit, Kosteneffizienz, Förderung von Wettbewerb und der Vermeidung von Quersubventionierung. Um diesen gerecht zu werden, muss sie also kostenorientiert sein und allenfalls strukturelle Unterschiede z.B. zwischen Verbrauchergruppen berücksichtigen.

3.1.2 Regulatorische Vorgaben auf EU-Ebene

Die Verordnung (EU) Nr. 312/2014 setzt die Vorgaben des NC BAL von ENTSO-G in europäisches Recht um. Aufbauend darauf macht sie wesentliche Vorgaben zur Ausgestaltung des Bilanzierungsregimes, die sich wie folgt zusammenfassen lassen:

- Die Preise für Ausgleichsenergie sollen sich an den Kosten / Preisen für den Einsatz von externer Regelernergie orientieren (Art. 19).
- Die Abrechnung von Ausgleichsenergie soll auf Tagesbasis erfolgen, d.h. jeweils am Ende des Gastags ist die kumuliert angefallene Ausgleichsenergie abzurechnen (Art. 21). Dies bedeutet insbesondere, dass keine Zwischenabrechnung während des Gastags stattfindet und dass der AE-Saldo jeder BG am Ende des Gastags auf null gesetzt wird.
- Für die Abrechnung von Ausgleichsenergie wird ein 2-Preis-System angewendet. Die Preise werden möglichst als Grenzpreis für Einkauf/Verkauf von externer Regelernergie bestimmt, andernfalls als gewichteter Durchschnittspreis im Markt (Art. 22).
- Untertägige Restriktionen können in Form von 3 Arten implementiert werden (Art. 24 - 25):

³¹ Manche FNB / MGV legen bei der Bepreisung von Ausgleichsenergie Wert darauf, dass sie Anreize zur Fahrplantreue setzt. Andere FNB / MGV hingegen fokussieren sich auf die Ausgeglichenheit des Gesamtsystems und belohnen Transportkunden, welche der Unausgeglichenheit des Systems durch ein eigenes, umgekehrtes Ungleichgewicht entgegenwirken.

³² NC BAL, Artikel 26

³³ Dies ist direkte Folge der Vorgabe zur Anwendung eines Ausgleichsenergiepreises jeweils für positive und negative Ungleichgewichte auf der Grundlage von Grenzpreisen nach NC BAL Artikel 29, sowie der Verrechnung aller Ungleichgewichte des Transportnetzes mit diesem Preis am Tagesende nach Artikel 30.

- Systemweite Restriktionen
- Portfolio-/BG-spezifische Restriktionen
- Restriktionen je Entry-/Exit-Punkt

Untertägige Restriktionen müssen den folgenden Bedingungen genügen (Art. 26):

- Sie dürfen keine Marktzutrittsbarrieren darstellen,
- Sie sind nur bei ausreichenden Informationen und Möglichkeiten der Beeinflussung der Abweichungen durch die Transportkunden anwendbar,
- Ihr Einfluss im Vergleich mit den Kosten aus der Ausgleichsenergieabrechnung muss begrenzt sein,
- Sie sind nach Möglichkeit kostenorientiert anzusetzen.

Die reine Tagesbilanzierung, entspricht somit dem Idealmodell nach der Verordnung (EU) Nr. 312/2014. Neben diesen Detailvorgaben enthält der NC BAL eine Reihe von Öffnungsklauseln. Sie erlauben es, die Anwendung dieser Vorgaben für eine gewisse Übergangszeit auszusetzen.

Zum regulatorischen Gerüst gehören auch die Framework Guidelines on Gas Balancing in Transmission Systems von ACER von 2011³⁴. Sie bilden die Grundlage für den NC BAL und damit für die Verordnung (EU) Nr. 312/2014 bilden. Sie stellen klar, dass mit der erforderlichen Einführung der Tagesbilanzierung jegliche Ungleichgewichte der Transportkunden, die am Gastagende verbleiben, abgerechnet werden und damit ausgeglichen sind. Dadurch wird die Portfolioexposition des Transportkunden auf null zurückgesetzt,³⁵ d.h. er ist zu Beginn des Gastags per Definition ausgeglichen. Dadurch ist ein Übertrag von Fehlmenen auf den nachfolgenden Gastag ausgeschlossen.

3.1.3 Grundlegende Betrachtung verschiedener Modelle und ihrer Eignung für die Schweiz

Es lassen sich eine Reihe möglicher Modelle identifizieren, von denen die meisten grundsätzlich kompatibel mit den Vorgaben der Verordnung (EU) Nr. 312/2014 sind. Hierzu zählen neben der reinen Stundenbilanzierung (wie sie bisher häufig angewendet wurde) und der reinen Tagesbilanzierung auch Untervarianten der Tagesbilanzierung. Letztere berücksichtigen verschiedene Formen von untertägigen Restriktionen, die allenfalls mit einer Toleranz kombiniert werden können.

³⁴ Nachfolgend als Framework Guidelines bezeichnet

³⁵ Vorgaben nach Abschnitt 4.1 zur Bilanzierungsperiode.

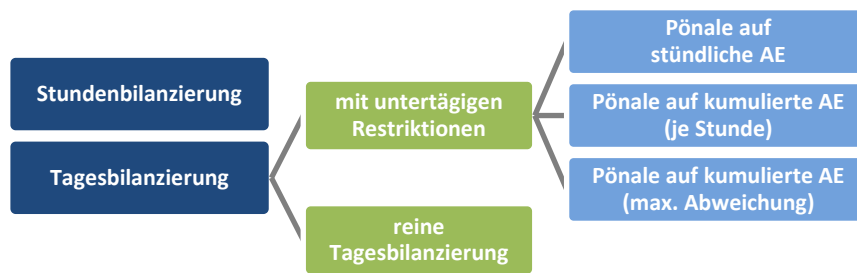


Abbildung 21 : Auswahl möglicher Bilanzierungssysteme

Quelle: DNV GL

Für die verschiedenen Bilanzierungsmodelle lassen sich verschiedene allgemeine Vor- und Nachteile aufzeigen (vgl. Tabelle 7).

Die reine Stundenbilanzierung ist durch ihre einfache Struktur und hohe Anreize für Profiltreue charakterisiert. Allerdings besteht kein oder nur ein begrenzter Bezug zur Netzbilanz bzw. zum Einsatz von externer Regelernergie. Denn die Pönalisierung ist nicht notwendigerweise auf den Bedarf und den Abruf von externer Regelernergie zurückzuführen. Zum anderen bietet sie keine Anreize für die eigenständige ex-post Korrektur (Reaktion) von unvermeidbaren Ungleichgewichten durch die Bilanzgruppen (Ausnahme: Zeitversatz), da Ungleichgewichte sofort abgerechnet werden. Somit werden ungeplante Ausfälle (Kraftwerke, Industrie) tendenziell übermässig pönalisiert. Nachteilig ist auch, dass etablierte (d.h. grosse) Bilanzgruppen / Lieferanten mit untertägiger Flexibilität besser Ungleichgewichte vermeiden können als kleine bzw. neue Marktakteure und somit bevorzugt werden. Somit bietet die Stundenbilanzierung eine hohe Effektivität. Dies geht jedoch auf Kosten beschränkter Verursachergerechtigkeit und ist mit allenfalls übermässigen Pönalen und dem Risiko erheblicher Marktzutrittsbarrieren verbunden. Zudem entspricht die Stundenbilanzierung nicht den Vorgaben nach Verordnung (EU) Nr. 312/2014.

Die Tagesbilanzierung ist potenziell wettbewerbsfördernd, kann aber zu Quersubventionierung zu Lasten von BG mit ausgeglichenem Profil bzw. einer ausgeglichenen Bilanz führen. Zum einen verspricht die reine Tagesbilanzierung den Vorteil einer einfachen Abrechnung für die Bilanzgruppen. Sie erlaubt prinzipiell einen Systemausgleich durch End-of-Day-Produkte. Wird sie auf alle Kunden angewendet, führt dies zur Gleichbehandlung aller BG / Lieferanten. Dies verspricht ein hohes Wettbewerbspotenzial. Nachteilig sind die begrenzten Anreize für (zügigen) Ausgleich untertägiger Abweichungen und das Risiko von Quersubventionierung, da Kosten für die untertägige Strukturierung und den Regelernergieeinsatz bei temporären Abweichungen sozialisiert werden statt sie einzelnen Kostenverursachern anzulasten.

Eine Tagesbilanzierung mit untertägigen Restriktionen beruht zwar ebenfalls auf einer täglichen Abrechnung („cash out“) der Ausgleichsenergie, ist aber in der Wirkung in vielerlei Hinsicht vergleichbar mit der Stundenbilanzierung. Je nach Ausgestaltung können das Risiko der Quersubventionierung (im Vergleich zur reinen Tagesbilanzierung) begrenzt und Anreize für die Profiltreue gesetzt werden. Allerdings stehen die untertägigen Anreize – wie die reine Stundenbilanzierung- nicht oder kaum in Bezug zur Netzbilanz und dem Einsatz von externer Regelernergie. Sie bieten darüber hinaus keine Anreize für eigenständige ex-post Korrektur und Reaktion durch die Bilanzgruppen (Ausnahme: Zeitversatz). Auch hier besteht das Risiko übermässiger Pönalisierung ungeplanter Ausfälle (KW, Industrie), während etablierte Bilanzgruppen / Lieferanten mit untertägiger Flexibilität eher mit den Anreizen umgehen können. Zuguterletzt liegt der Tagesbilanzierung mit Stundenpönalen ein inhärenter Widerspruch zugrunde: Kleine Abweichungen sind für das System irrelevant und wirken sich ökonomisch kaum auf die Bilanzgruppen aus. Grosse Abweichungen wirken sich hingegen auf die Bilanzgruppen stark

aus und können aber aus Systemsicht nicht beherrschbar sein. Insofern bieten die Stundenanreize gerade keinen effektiven Schutz vor systembedrohlichen Abweichungen.

Tabelle 7: Allgemeine Bewertung von Bilanzierungssystemen

	Stunden- bilanzierung	Reine Tages- bilanzierung	Tagesbilanzierung mit Stundenpönalen	Tagesbilanzierung mit kumulierten Pönalen	
				Je Stunde	Max. / Tag
Komplexität	+	+	+	-	-
Bezug zur Netzbilanz bzw. RE-Einsatz	-	o	-	+	o
Kompatibilität mit Vorgaben Verordnung (EU) Nr. 312/2014	-	+	(+)	(+)	o
Anreizwirkung					
Profiltreue	+	-	+	+	+
Eigenständige ex-post Korrektur; keine Pönalisierung ungeplanter Ausfälle	-	+	o	+	+
Wettbewerb					
Gleichbehandlung, Wettbewerbspotenzial	-	+	-	-	-
Risiko von Quersubventionierung	+	-	+	+	o

Legende: +: (überwiegend) vorteilhaft; -: (überwiegend) nachteilig;
o: sowohl mit Vor- als auch Nachteilen verbunden.

Quelle: DNV GL

Die Tagesbilanzierung mit kumulierten Pönalen (für die maximale oder jede Toleranzverletzung) ist im Ansatz überzeugend, jedoch mit möglichen Problemen in der praktischen Anwendung verbunden. Sie reflektiert die physikalischen Gegebenheiten im Netz (inkl. Regelenergie-Einsatz) und gibt den Bilanzgruppen Anreize für eine ausgeglichene Bilanz. Zudem reduziert sie das Risiko der Quersubventionierung (im Vergleich zur reinen Tagesbilanzierung), da Kunden mit einem stark volatilen Verbrauchsprofil eher Pönalen zahlen werden. Nachteilig ist zum einen die höhere Komplexität, da nicht nur Pönalen und allenfalls Toleranzen richtig gesetzt werden müssen, sondern auch die kontinuierliche Informationserfassung und -bereitstellung über die kumulierte BG- (und Netz-) Bilanz erforderlich ist. Wird die maximale Abweichung pönalisiert, ergeben sich daraus nur begrenzte Anreize für die eigenständige ex-post Korrektur (Reaktion) durch die Bilanzgruppen. Denn in allen Stunden, in denen eine geringere als die maximale Toleranzverletzung vorliegt, würde keine Pönalisierung erfolgen. Bei stündlicher Pönalisierung besteht indes das Risiko einer übermässigen Pönalisierung ungeplanter Ausfälle (KW, Industrie), da die Bilanzgruppen nur mit einem gewissen Zeitverzug und nach gewissen Fristen für Renominierung darauf reagieren können.

3.1.4 Bilanzierungssysteme in verschiedenen Ländern

Nachfolgend skizzieren wir für Deutschland, Frankreich, Österreich und die Schweiz das derzeitige Bilanzierungssystem, wobei wir auch auf aktuelle Entwicklungen eingehen.

Deutschland

In Deutschland beruht das Bilanzierungsregime auf folgenden Säulen:³⁶

- Unterscheidung nach verschiedenen Kundengruppen
- Gemischtes Bilanzierungssystem mit reiner Tagesbilanzierung für Kleinkunden ohne tägliche Verbrauchsmessung und Tagesbilanzierung mit untertägigen Anreizen für Grossverbraucher
- Verrechnung der Ausgleichsenergie am Tagesende nach einem 2-Preissystem.

Es wird zwischen Kleinkunden ohne tägliche Verbrauchsmessung und täglich gemessenen (Gross-) Verbrauchern mit registrierender Lastgangmessung (RLM³⁷) unterschieden. Zudem wird bei letzteren zwischen Grossverbrauchern mit Tagesband (RLMmT) und ohne Tagesband (RLMoT) unterschieden. Letztere entsprechen RLM-Entnahmestellen mit einer Ausspeisekapazitätsbuchung oder Vorhalteleistung von 300 MWh/h und mehr. Der BGV³⁸ kann gegenüber dem MGV die Umgruppierung von Kunden in die jeweils andere Gruppe beantragen.³⁹

Für Kleinkunden wird der Verbrauch nach Standardlastprofil prognostiziert und durch den Lieferanten / BGV als Tagesband eingestellt. Da die Mengen nach der Regel „allokiert wir nominiert“ abgerechnet werden, trägt der Lieferant / BGV keine Ausgleichsenergieisiko. Die untertägige Strukturierung sowie die Ausgleichsenergie werden durch den Verteilnetzbetreiber übernommen.

Für Kleinkunden und RLMmT wird die untertägige Strukturierung vom „Netz“ über den Einsatz von „Regelenergie“ vorgenommen. Dafür zahlen die Transportkunden eine Regelenergieumlage.

Ausgleichsenergie wird auf Tagesbasis nach einem 2-Preissystem abgerechnet. Das heisst, positive und negative Ausgleichsenergie werden unterschiedlich bepreist.

Aufgrund der Anpassung an die Vorgaben der Verordnung (EU) Nr. 312/2014 haben sich einige Änderungen im Hinblick auf die Preisbildung und das untertägige Anreizsystem ergeben, die zum 1.10.2015 bzw. zum 1.10.2016 in Kraft treten:⁴⁰

- Während beide RLM Kundengruppen bestehen bleiben, wird RLMmT grundsätzlich als Standard für alle Entnahmestellen festgesetzt. Nach dem 1.10.2016 werden Kunden der Gruppe der RLMoT nur noch auf Wunsch des Transportkunden zugeordnet.
- Zum anderen sind die MGV verpflichtet, zum 1.10.2016 ein untertägiges Anreizsystem einzuführen, das die bisherigen stündlichen Pönalen ersetzt.⁴¹ RLMmT und RLMoT werden in Bezug auf die Toleranz und die Umlage gleichbehandelt: Beide haben eine Toleranz von $\pm 7,5\%$ der ausgespeisten Tagesmenge, wobei die Toleranz als Band in jeder Stunde gewährt wird. Für

³⁶ Nach GaBi Gas 1.0 und GaBi Gas 2.0.

³⁷ Letztverbraucher mit einer stündlichen Ausspeiseleistung von mehr als 500 kW oder einem Jahresverbrauch von mehr als 1.500.000 kWh

³⁸ In Deutschland als Bilanzkreisverantwortlicher (BKV) bezeichnet.

³⁹ Der Netzbetreiber kann bei Grossverbrauchern mit Stundenmesswerten bei begründeten Einwänden widersprechen.

⁴⁰ Festlegung in Sachen Bilanzierung Gas der Bundesnetzagentur vom 19.12.2014 (BK7-14-020, „GaBi Gas 2.0“).

die kumulierten Ungleichgewichte eines BGV wird in jeder Stunde, in der diese die Toleranz übertreffen, auf die toleranzüberschreitende Menge ein Flexibilitätskostenbeitrag erhoben. Einschränkend gilt, dass der Flexibilitätskostenbeitrag nur erhoben werden soll, wenn an einem Gastag sowohl ein An- als auch Verkauf von Regelenergie stattgefunden hat und dem MGV dadurch Kosten entstanden sind. Die Höhe des Flexibilitätskostenbeitrags wird auf die Hälfte der Differenz der mengengewichteten Durchschnittspreise für An- und Verkauf der Regelenergie für den Gastag festgesetzt.⁴²

- Bei der Festsetzung der Ausgleichsenergiepreise wird auf ein Grenzpreissystem umgestellt: Der Preis für positive Ausgleichsenergie entspricht dem Maximum aus dem höchsten Preis aller Regelenergieeinkäufe und dem mengengewichteten Durchschnittspreis für den Gastag zuzüglich einem Aufpreis von 2%. Der Preis für negative Ausgleichsenergie entspricht dem Minimum aus dem niedrigsten Preis aller Regelenergieverkäufe und dem mengengewichteten Durchschnittspreis für den Gastag abzüglich eines Abschlags von 2%.⁴³ ab.
- Im Zuge der Einführung dieser Änderungen sind die MGV auch verpflichtet, einen Anreizmechanismus zur Bereitstellung einer genauen Prognose bei SLP zu implementieren und den Marktteilnehmern wesentliche Informationen untertäglich bereitzustellen, wie z.B. die Ausgleichsenergieentgelte und die untertägige Verpflichtung / Flexibilitätsregelenergie.

Frankreich

In Frankreich besteht ein reines Tagesbilanzierungssystem ohne untertägige Anreize für alle Kundengruppen. Am Tagesende wird Ausgleichsenergie nach einem 2-Preissystem abgerechnet. Dieses System ist das Ergebnis eines mehrjährigen Anpassungsprozesses, welcher in den letzten Jahren im Zug der Anforderungen durch den NC BAL in Gang gesetzt wurde.⁴⁴

Zum einen wurde die Abrechnung von Ausgleichsenergie sukzessive auf einen marktbasierten Ansatz umgestellt und zwischen den Bilanzierungsgebieten angeglichen. Am 1.10.2015 ist die Systematik wie folgt auf ein Grenzpreissystem angepasst worden, welches in gleichem Mass für die Bilanzierungsgebiete Nord und Süd gilt:

- Der Preis für positive Ausgleichsenergie im Bilanzierungsgebiet Nord entspricht dem höheren Wert des maximalen Preises, zu dem GRTgaz untertäglich Regelenergie am VAP⁴⁵ eingekauft hat, und des durchschnittlichen Marktpreises von Within-Day Handelsgeschäften am VAP (korrigiert um einen Aufschlag von 2,5%).
- Für negative Regelenergie gilt dies äquivalent. Es wird der geringere Wert zwischen dem günstigsten Preis, den GRTgaz durch den Verkauf von negativer Regelenergie am VAP erzielt hat, und dem geringsten Preis, zu dem Energie untertäglich am VAP gehandelt wurde (ebenfalls korrigiert um einen Abschlag von 2,5%) angesetzt.

Neben der Tagesbilanzierung galt bisher ein gestaffeltes System von untertägigen, kumulierten und Tagesend-Toleranzen. Darauf entfielen unterschiedliche Pönalen je nach Höhe der Abweichung von

⁴² Flexibilitätskostenbeitrag [€/MWh] = $\frac{1}{2} \times \text{Preisspread (Ankauf - Verkauf)}$

⁴³ Dieses System löst die bisherige Indexierung auf einen Preiskorb von Tagesreferenzpreise von verschiedenen VHPs (PEGAS NCG, PEGAS GASPOOL, APX/ENDEX TTF, APX/ENDEX Zeebrügge Hub) mit einem zusätzlichen Aufschlag von 20% bzw. Abschlag von 10% ab.

⁴⁴ Vgl. a) "Deliberation of the French Energy Regulatory Commission of 4 April 2014 approving the evolution of the balancing rules for the GRTgaz and TIGF transmission networks as at 1 May 2014", CRE, 4. April 2014; b) http://www.grtgaz.com/fileadmin/newsletter/shiponline/shiponline_79_site_EN.html; c) <http://www.cre.fr/reseaux/infrastructures-gazieres/equilibre#section3>

⁴⁵ Im Bilanzierungsgebiet Nord wird der VAP PEG Nord, im Bilanzierungsgebiet Süd wird der VAP TRS als Referenzmarkt genutzt.

Nominierung und Ausspeisung während und am Ende des Tages. Die entsprechenden Toleranzen und Pönalen sind abgeschmolzen worden und wurden zuletzt ganz aufgehoben.⁴⁶

Österreich

In Österreich bestehen drei Bilanzierungsgebiete. Zur Vereinfachung beschränken wir uns nachfolgend auf das grösste der drei Bilanzierungsgebiete, nämlich Österreich Ost.

In Österreich ist zu unterscheiden zwischen der „ex ante“ Bilanzierung durch den Marktgebietsmanager am Vortag auf Marktgebietsebene und der „ex-post“ Bilanzierung im Verteilergebiet auf der Grundlage der tatsächlichen Messwerte.

Die „ex ante“ Bilanzierung erfolgt auf der Grundlage der vorab bekannten und anzumeldenden Werte in zwei Schritten:

- Der Marktgebietsmanager prüft zunächst die angemeldeten Mengen je Bilanzgruppe auf Tagesbasis. Ungleichgewichte auf Tagesbasis, die nicht durch den BGV ausgeglichen werden, werden zwangsweise durch den Marktgebietsmanager durch Kauf oder Verkauf von Gasmengen über die Erdgasbörse am VHP im Namen und auf Rechnung des jeweiligen BGV glattgestellt.
- Eine mögliche Unausgeglichenheit der Ein- und Ausspeisung ins Marktgebiet auf *stündlicher* Basis bei gleichzeitiger Ausgeglichenheit der Tagesmengen wird toleriert. Sie unterliegt allerdings einem Strukturierungsbeitrag. Dieser soll die voraussichtlichen Kosten der Strukturierung des Marktgebietsmanagers abdecken.

Die eigentliche Abrechnung von Ausgleichsenergie auf der Grundlage der *tatsächlichen* Abnahme („ex post“ Bilanzierung) ist wie folgt charakterisiert:

- Mischsystem mit Tagesbilanzierung für Kleinkunden und Stundenbilanzierung für Grosskunden
- Abrechnung der Ausgleichsenergie über ein 2-Preissystem auf Basis von Stunden- bzw. Tagespreisen
- Zusätzliche Verpflichtung für jederzeit ausgeglichene Tagesbilanz mit Pönalen für untertägige Abweichungen auf Stundenbasis für Importe und Exporte

Unter die Stundenbilanzierung fallen zwingend Netzbenutzer, die mit dem Netzbetreiber eine vertragliche Höchstleistung von mehr als 50.000 kWh/h je Ein- oder Ausspeise- bzw. Zählpunkt vereinbart haben. Für Kunden mit einer vertraglich vereinbarten Höchstleistung von 10.000 - 50.000 kWh/h besteht das Wahlrecht zwischen der Tages- und Stundenbilanzierung.

Bei den stundenbilanzierten Mengen wird als Ausgleichsenergiepreis ein mengengewichteter Durchschnittspreis je Stunde auf Basis der Ausgleichsenergieabrufe des Verteilergebietsmanagers von der Erdgasbörse und der Merit-Order-List (MOL) herangezogen.^{47,48} Dieser wird mit einem zusätzlichen Aufschlag für positive Ausgleichsenergie bzw. Abschlag für negative Ausgleichsenergie von 3% versehen.

⁴⁶ Vgl. Deliberation of the French Energy Regulatory Commission of 15 January 2014 approving the balancing rules for the GRTgaz and TIGF transmission networks as from 1 April and 1 October 2015, CRE, 15. Januar 2015.

⁴⁷ GMMO-VO 2012

⁴⁸ Der Verteilergebietsmanager muss für die Abdeckung seiner Strukturierungsbedürfnisse primär den Netzpuffer im Verteilergebiet nutzen und kann allenfalls auch auf den Netzpuffer der Fernleitungen zugreifen. Abrufe von externer Regelenergie müssen vorrangig über den VAP erfolgen. Diesem nachgelagert ist die Möglichkeit, bei mangelnder Liquidität und zeit- und lokationsabhängigen Bedürfnissen auch von einer Merit-Order-Liste, in der der Bilanzgruppenkoordinator über eine spezifische Plattform Angebote einholt und einreicht, abzurufen.

Die Preisbildung für Ausgleichsenergie der tagesbilanzierenden Endverbraucher erfolgt auf der Grundlage der Grenzpreise für abgerufene Regelernergie am virtuellen Handelspunkt oder von der Merit-Order-Liste. Es werden somit der höchste Einkaufspreis in Bezugsrichtung und der niedrigste Verkaufspreis in Lieferrichtung angesetzt.⁴⁹

Für tagesbilanzierte Kunden bestehen keine weiteren untertägigen Anreize. Die untertägige Strukturierung erfolgt über das Netz bzw. die Netzsteuerung des Verteilergbietsmanagers. Die entsprechenden Kosten der Strukturierung werden zum Teil über die Grenzpreis-basierten Ausgleichsenergiepreise ausgeglichen. Kunden in der Tagesbilanzierung zahlen zudem eine Umlage, welche die Unterdeckung in der Verrechnung der Ausgleichsenergie beim Bilanzgruppenkoordinator ausgleichen soll.

Schweiz

In der Schweiz besteht eine heterogene Struktur für die Versorgung von Endkunden mit einer teilweisen Marktöffnung, die sich auf die Ausgleichsenergieabrechnung auswirkt. Diese Struktur setzt sich aus folgenden Elementen zusammen:

- Vollversorgung für kleine und mittelgrosse Kunden, die nicht vom freien Netzzugang Gebrauch machen können, sowie für alle Kunden, die Gas nicht als „Prozessgas“ abnehmen;
- Tagesbilanzierung (d.h. ohne Glattstellen des Bilanzkontostands am Ende der Stunde) mit untertägigen Toleranzen und Pönalen für Grosskunden mit einem eigenen Netzzugang (per 1.10.15 bereits ab 150 Nm³/h) und Abrechnung der Ausgleichsenergie nach regional verschiedenen, durch die REG festgelegten Tarifen.

Grosse Verbraucher können im Rahmen der seit Ende 2012 gültigen Verbändevereinbarung vom Recht zum Versorgerwechsel und auf einen eigenständigen Netzzugang Gebrauch machen.⁵⁰ Sie übernehmen damit auch die vollständige Verantwortung für die untertägige Strukturierung ihres Gasverbrauchs und der ihnen zuzurechnenden Abweichungen (z.B. aufgrund von Prognoseungenauigkeiten bei der Verbrauchsschätzung).⁵¹ Dabei gewährt der regionale REG den Netznutzern ein Toleranzband, innerhalb dessen stündliche Differenzen zwischen Ein- und Ausspeisemenge unentgeltlich sind. Das Toleranzband bemisst sich zum einen nach dem verfügbaren Netzpuffer und nach der Kapazitätsbuchung des Netznutzers. Unvermeidliche kumulierte untertägige Abweichungen von Ein- und Ausspeisung werden je nach Mass der Abweichung über ein gestaffeltes, asymmetrisches Preissystem pönalisiert. Allerdings sind dabei die Mengenungleichgewichte nicht abgegolten, sondern müssen von den Bilanzgruppen noch ausgeglichen werden. Die Pönalen fallen je nach regionalem Netzbetreiber unterschiedlich aus, denn jedes Regionalnetz stellt derzeit eine separate Bilanzzone dar.⁵²

⁴⁹ § 44.3 GMMO-VO 2012: „Falls keine Abrufe in der jeweiligen Richtung vom Verteilergbietsmanager getätigt wurden, so wird der für die jeweilige Lieferperiode von der Erdgasbörse am Virtuellen Handelspunkt veröffentlichte mengengewichtete Preisindex für Spotmarktprodukte herangezogen. Dabei kommt für vom Bilanzgruppenverantwortlichen bezogene Ausgleichsenergie ein Aufschlag von zehn Prozent und bei gelieferter Ausgleichsenergie ein Abschlag von zehn Prozent auf diesen Preisindex zur Anwendung.“

⁵⁰ Das Recht auf Netzzugang ist eigentlich auf den Endkunden und Lieferanten gemünzt. Dem Lieferanten wird das Recht zugestanden, in alle Netzbereiche, in denen sich durch ihn belieferbare Kunden befinden, Gas zu liefern. Der Lieferant übt auch im Namen des Endkunden den Netzzugang zum Zweck der Belieferung aus. Durch dieses Recht des Lieferanten ist zugleich dem Endkunden das Recht auf freie Lieferantenwahl gegeben, der den Lieferanten mit der Belieferung und damit mit der Ausübung des Netznutzungsrechts beauftragen kann.

⁵¹ Die Vorgaben zum derzeitigen Gasbilanzierungssystem entspringen den Allgemeinen Netzzugangsbedingungen bzw. dem Bilanzgruppenvertrag.

⁵² Allerdings können die Netznutzer bis zu 2/3 der geleisteten Entgelte zurückerstattet bekommen, sofern sie über einen längeren Zeitraum eine hohe Nominierungsqualität vorweisen können.

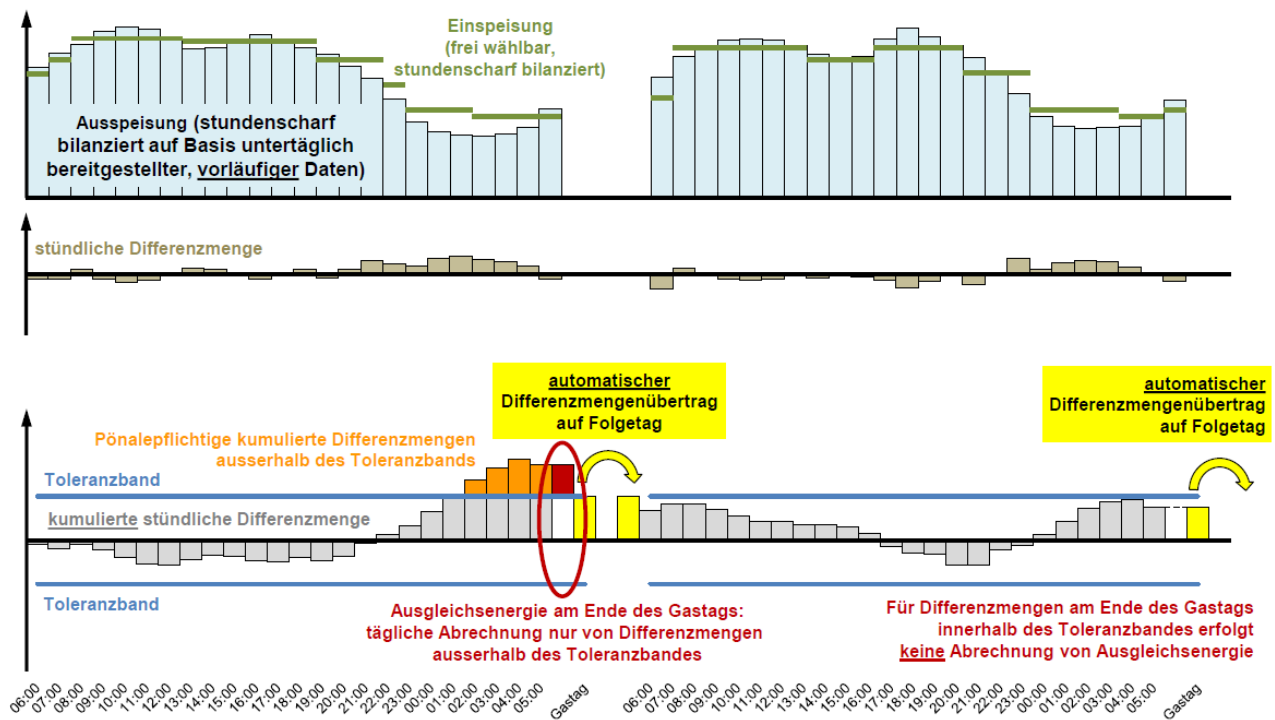


Abbildung 22: Heutiges (oben) und geplantes (unten) System zur Abrechnung von Ausgleichsenergie in der Schweiz

Quelle: VSG, VDE – VDI Meeting, 01.03.2016.

Ausgehend davon arbeitet die Gasversorgungsbranche an der Weiterentwicklung des Netzzugangsmodells und insbesondere des Gasbilanzierungssystems. Sie hat dazu in 2015 einen Vorschlag vorgelegt und diesen seither weiterentwickelt und konkretisiert. Das bisherige und das zukünftig geplante System sind in der Abbildung 22 dargestellt.

Das neue System sieht neben einer integrierten Bilanzzone⁵³ eine Anpassung und Harmonisierung der Ausgleichsenergieabrechnung und der untertägigen Anreize vor.

Die Bilanzierung der Ausgleichsenergie soll von der fortlaufenden Bilanzierung auf ein gemischtes System aus Tagesbilanzierung für Mengen ausserhalb einer Toleranz und einem fortlaufenden Übertrag von Differenzmengen innerhalb der Toleranz umgestellt werden.

- Für kumulierte Differenzmengen, die innerhalb des Tages anfallen, soll es ein Anreizsystem mit einer symmetrischen Toleranz und Pönalen geben. Laufen die Differenzmengen kumuliert über die Toleranz hinaus, fällt auf jede dieser Stunden und die entsprechende Überhangmenge eine Pönale an. Für alle Kunden wird ein Toleranzband auf die gebuchte Exit-Kapazität im Umfang von in der Regel 2 Stundenmengen gewährt.^{54,55}
- Differenzmengen, die am Tagesende innerhalb des Toleranzbands liegen, werden auf den folgenden Gastag übertragen und müssen durch den Transportkunden / BGV dann ausgeglichen werden. Sie bilden den Startpunkt für die Kumulierung der stündlichen Differenzmengen für den nachfolgenden Tag.

⁵³ Die integrierte Bilanzzone soll die Ostschweiz, Zentralschweiz, Westschweiz, das Mittelland und das Bündner Rheintal einschliessen.

⁵⁴ Im Bündner Rheintal: 10 Stundenmengen

⁵⁵ Quelle: VSG, „MACH 2 Gas Marktmodell Schweiz 2“, Treffen FGI und FGE, 17.05.2016

- Liegt am Gastagende eine Toleranzüberschreitung vor, wird der Überhang pönalisiert und abgerechnet. Wie der Ausgleichsenergiepreis dafür gebildet wird, ist bisher nicht spezifiziert.

Diesem System sollen zukünftig die Lieferanten bzw. BGV sowohl von drittversorgten Kunden als auch von Kunden im nicht geöffneten Markt unterliegen.

Zusammenfassung

Die nachfolgende Tabelle 8 vergleicht die verschiedenen Bilanzierungssysteme anhand von Schlüsseleigenschaften.

Aufgrund der regulatorischen Vorgaben nach Verordnung (EU) Nr. 312/2014 bzw. Framework Guidelines und NC BAL haben die europäischen Länder ihr Bilanzierungssystem angepasst. Es wird eine grösstmögliche Implementierung der reinen Tagesbilanzierung angestrebt, allenfalls unter Beibehaltung untätiger Restriktionen für Grossverbraucher. Die Abrechnung von Ausgleichsenergie von Transportnetzkunden erfolgt auf rein finanzieller Basis. Zudem stellen die EU-Länder auf marktpreisbasierte und zunehmend grenzkostenbasierte Ausgleichsenergiepreise um.

Interessanterweise gibt es Deutschland und Österreich ein Optionsmodell für manche gewerbliche/kleinindustrielle Verbraucher, die zwischen einer reinen Tagesbilanzierung und einer Bilanzierung mit untätigen Anreizen wählen dürfen. Diese Option gibt es in Frankreich nicht, wo die reine Tagesbilanzierung für alle Kunden implementiert wurde.

Das Abrechnungssystem in der Schweiz weist wesentliche Unterschiede zu den Nachbarländern und den regulatorischen Vorgaben in der EU auf:

- Sowohl das heutige und als auch das von der Branche vorgeschlagene Abrechnungssystem sehen keine vollständige, rein finanzielle Abrechnung im Rahmen einer Tagesbilanzierung vor.

Heute erfolgt ein physischer Ausgleich durch die angestammten Versorger für die nicht-liberalisierten Endverbraucher, während die liberalisierten Kunden mit einem Drittlieferanten im Rahmen einer fortlaufenden Bilanzierung mit stundenscharfen Pönalen abgerechnet werden.

- Das für die Zukunft vorgeschlagene System weicht von der Vorgabe der Tagesbilanzierung ab. Der vorgesehene Übertrag von Ungleichgewichten des Transportnetzkunden auf den nachfolgenden Gastag widerspricht der Vorgabe der Verordnung (EU) Nr. 312/2014, dass am Gastagende alle Ungleichgewichte finanziell glattgestellt und ausgeglichen werden. Zudem beruht die finanzielle Abrechnung von Ungleichgewichten heute auf administrativen Preisen, während sie in Zukunft nach dem bisherigen Vorschlag des VSG noch nicht definiert sind. In beiden Fällen sind die dahinterliegenden Regeln unklar.

Tabelle 8: Übersicht zum Bilanzierungssystem in der Schweiz und Nachbarländern

	Deutschland	Frankreich	Österreich	Schweiz	
				Heute	Zukünftig (VV-II)
Bilanzierungssystem/ -periode	Gemischt: <ul style="list-style-type: none"> • Reine Tagesbilanzierung für Kleinkunden • Tagesbilanzierung mit untertägigen Anreizen für Grosskunden 	Reine Tagesbilanzierung für alle Kunden	Gemischt: <ul style="list-style-type: none"> • Tagesbilanzierung für Kleinkunden • Stundenbilanzierung für Grosskunden 	Gemischt: <ul style="list-style-type: none"> • Vollversorgung durch lokalen Versorger für nicht-liberalisierte Kunden • Fortlaufende Bilanzierung mit Toleranzen für Grosskunden 	Gemischt: <ul style="list-style-type: none"> • Vollversorgung durch lokalen Versorger für nicht-liberalisierte Kunden • Mischung aus Tagesbilanzierung und fortlaufender Bilanzierung für Grosskunden
Art der Bilanzierung	Finanziell	Finanziell	Finanziell	Finanziell (liberalisierte Grosskunden) bzw. physisch (Vollversorger)	Fortlaufende Bilanzierung mit untertägigen Restriktionen
Abrechnungsbasis für finanziellen Ausgleich	<u>Bisher:</u> Indexierung auf einen Preiskorb von Referenzpreisen am VAP <u>Zukünftig:</u> Marktpreis für Gas (VAP) bzw. RE-Einsatz	Marktpreis für Gas (VAP) bzw. RE-Einsatz	Marktpreis für Gas (VAP) bzw. RE-Einsatz	Administrativ festgelegt	Keine Einzelheiten bekannt
Grenze für Grosskunden (sofern relevant)	Stündliche Ausspeiseleistung > 500 kW oder Jahresverbrauch > 1,5 GWh je Ausspeisepunkt	N/A	vertragliche Höchstleistung von mehr als 10 – 50 MWh/h je Ein- oder Ausspeise- bzw. Zählpunkt ⁵⁶	≥150 Nm ³ /h (ca. 1,5 MWh/h) vertragliche Transportkapazität des Netznutzers ⁵⁷	

⁵⁶ Optional zwischen 10 und weniger als 50 MWh/h, verpflichtend ab 50 MWh/h

⁵⁷ Daneben muss der Netznutzer Erdgas primär als Prozessgas einsetzen.

Weitere Differenzierung der Grosskunden	<ul style="list-style-type: none"> • RLM-Kunden mit Tagesband (RLMmT) • RLM-Kunden ohne Tagesband (RLMoT) (> 300 MWh/h) 	Nein	Nein	Nein	Nein
Art der untertägigen Restriktionen für Grosskunden	Stündlich	N/A	Keine (Stundenbilanzierung)	Kumuliert	Kumuliert

Quelle: DNV GL

3.2 Quantitative Abschätzungen zu den Kosten der Bilanzierung

3.2.1 Gesamtkosten der Bilanzierung

Wie im vorhergehenden Abschnitt dargestellt, unterscheiden sich die verschiedenen Modelle der Tagesbilanzierung vor allem dadurch, inwieweit sie Anreize für Profiltreue und die eigenständige Strukturierung durch die Bilanzgruppen geben. Unter der Annahme, dass die BGV in beiden Modellen ausreichende Anreize für einen möglichst weitgehenden Ausgleich der täglichen Abweichungen haben, ist zu erwarten, dass die Kosten der Bilanzierung sich insbesondere hinsichtlich des Aufwands für die untertägige Strukturierung unterscheiden. Nachfolgend schätzen wir daher die möglichen Gesamtkosten für die Bilanzierung ab, wobei wir zwischen zwei Fällen unterscheiden:

- reine Tagesbilanzierung mit Strukturierung durch den MGV / die REG
- ein Ansatz mit untertägigen Restriktionen und einer eigenständigen Strukturierung durch die Transportkunden .

Die nachfolgenden Analysen lehnen sich an die Abschätzung der Beschaffungs- und Einsatzkosten für externe Regelenergie in unserer Bilanzierungsstudie in 2015 an. Insbesondere verwenden wir weitgehend die gleiche Methodik und ähnliche Preisannahmen wie in der vorangegangenen Studie. Im Unterschied dazu berücksichtigen wir hier aber einen angepassten Satz an Annahmen zum Bedarf an Flexibilität auf der Grundlage der Erkenntnisse von Abschnitt 2.1. Zudem erweitern wir die Analyse hier auf die Gesamtkosten des untertägigen Flexibilitätseinsatzes, einschliesslich der Kosten der Eigenstrukturierung durch die Transportkunden.

Ansatz

Die Kosten der Bilanzierung setzen sich zusammen aus dem untertägigen Ausgleich von Verbrauchsschwankungen und Prognoseungenauigkeiten sowie dem Ausgleich der verbleibenden Abweichungen zwischen Ein- und Ausspeisungen am Tagesende anhäufen.

In Anlehnung an die vorläufigen Analysen zur Abschätzung der Beschaffungs- und Einsatzkosten für externe Regelenergie in der 1. Bilanzierungsstudie 2015 betrachten wir für den Fall der reinen Tagesbilanzierung mit vollständiger Strukturierung durch die Netzbetreiber die Kosten für die folgenden drei Komponenten (vgl. Tabelle 9):

- den Einsatz von externer Regelenergie sowohl für die untertägige Strukturierung als auch für den Ausgleich von Ausgleichsenergie bis zum Tagesende,
- den „Transport“ von Flexibilität zwischen dem VAP im Ausland und dem VAP in der Schweiz,
- die Kosten der Vorhaltung von Flexibilität (optional).

Unter der Annahme, dass ein Teil der Flexibilität aus dem Ausland bezogen werden muss, verwenden wir als Richtwert die Kosten für den Einsatz von Regelenergie im Marktgebiet NCG in Deutschland. Hierbei beschränken wir uns auf den Bedarf, der gemäss Kapitel 2.1 als externer Regelenergiebedarf während bzw. am Ende des Gastags nach Abzug / Einsatz der in der Schweiz verfügbaren und den Netzbetreibern zur Verfügung stehenden Flexibilität (Leitungspuffer und Speicher) ermittelt wurde.

Wir weisen darauf hin, dass bei dieser Abschätzung keine Zusatzkosten für den Einsatz von untertägiger Flexibilität in der Schweiz, d.h. insbesondere des Leitungspuffers, betrachtet werden. Wir gehen davon aus, dass der Leitungspuffer ohne Zusatzkosten durch den MGV / die REG eingesetzt werden kann. Dies ist eine plausible Vereinfachung, da wir annehmen, dass der Netzpuffer aus bestehenden Leitungen nur die Betriebskosten zu betrachten sind und diese als vernachlässigbar angenommen werden können.

Daneben entstehen Kosten für die Buchung von Grenzübergangskapazität. Hierbei orientieren wir uns an den Kosten für Exit-Kapazität aus Deutschland in die Schweiz und für Entry-Kapazität in die Schweiz am Grenzübergangspunkt (GÜP) Wallbach. Da zum Ausgleich des Systems durch den MGV residuale Gasmengen entweder zusätzlich bezogen oder veräussert werden müssen, rechnen wir zudem auch Kosten für mögliche Exporte ein.

Des Weiteren ist es möglich, dass der MGV in der Schweiz den Bedarf zur *Vorhaltung* eines Flexibilitätsprodukts sehen könnte, sofern er sich nicht auf die ausreichende Bedarfsdeckung für den Bezug von Regelenergie am VAP NCG verlassen kann. In Ermangelung eines solchen Marktsegments in der Schweiz heute setzen wir als Ersatzwert die Kosten des spezifischen Flexibilitätsprodukts an, das durch NCG in Deutschland kontrahiert wird.

Tabelle 9: Übersicht zu Herkunft der Kosten für den Einsatz von Flexibilität für die untertägige Strukturierung durch das „Netz“ und die Transportkunden


Kosten- komponenten	Strukturierung durch das „Netz“		Eigenstrukturierung durch die Netznutzer	
	Näherungswert	Datengrundlage	Näherungswert	Datengrundlage
Vorhaltung von Flexibilität	Externe RE: Vorhaltung eines spezifischen Flexibilitätsprodukts	<ul style="list-style-type: none"> Durchschnittliche Kosten für Vorhaltung des Flexibilitätsprodukts in NCG in 2014-2015 	Speicherflexibilität im Ausland	<ul style="list-style-type: none"> Entgelt für Speicherflexibilität im Marktgebiet NCG⁵⁸ Entry-/Exit-Entgelt für Speicher⁵⁹
„Transport“ der Flexibilität	Entry- und Exit-Kapazität am GÜP	<ul style="list-style-type: none"> Aktuelles Entgelt für Kapazität am GÜP Wallbach⁶⁰ 	Entry-Kapazität am GÜP	<ul style="list-style-type: none"> Aktuelles Entgelt für Kapazität am GÜP Wallbach⁶⁰
Einsatz der Flexibilität	Untertägiger Abruf externer Regelenergie	<ul style="list-style-type: none"> Durchschnittliche Preise für Einsatz von RE in NCG in 2014-2015 	Untertägiger Abruf externer Regelenergie	<ul style="list-style-type: none"> Durchschnittliche Preise für Einsatz von RE in NCG in 2014-2015

Quelle: DNV GL

⁵⁸ Siehe RWE Gasspeicher (www.rwe.com/web/cms/de/531750/rwe-gasspeicher/) bzw. Uniper Energy Storage (www.uniper-energy-storage.com)

⁵⁹ Siehe aktuelle Preisblätter von Thyssengas GmbH und Open Grid Europe GmbH

⁶⁰ Siehe aktuelle Preisblätter Open Grid Europe GmbH und Fluxys TENP GmbH sowie Tariffinormation der Koordinationsstelle Durchleitung (www.ksdl-erdgas.ch)



Übernimmt dagegen der Transportkunde die untertägige Strukturierung seiner Kunden, nehmen wir an, dass er dazu insbesondere Speicherflexibilität verwendet. Vor allem Kunden im liberalisierten Endkundenmarkt sind in Ermangelung an Zugang zu Speicherflexibilität in der Schweiz auf Speicherprodukte im Ausland angewiesen. Als Beispiel legen wir daher Kosten von ausgewählten Speichern in Deutschland zugrunde, die dem Marktgebiet NCG zugeordnet sind und über eine relativ hohe Ein- und Ausspeiseleistung (im Vergleich zum Arbeitsgasvolumen) verfügen.

Die Kosten für die Speicherflexibilität umfassen hierbei:

- Buchung / Vorhaltung von Speicherflexibilität, zusammengesetzt aus Entgelten für:
 - Arbeitsgas
 - Einspeicherkapazität
 - Ausspeicherkapazität
- Variable Gebühren des Speichereinsatzes
- Kapazitätsentgelt am Speicher des anschlussgebenden Fernleitungsnetzbetreibers.

Zudem berücksichtigen wir die Kosten für die Kapazitätsentgelte von Open Grid Europe / Fluxys bzw. Swissgas am GÜP Wallbach. Im Unterschied zur Strukturierung durch den MGV / die REG in der Schweiz vernachlässigen wir bei der Strukturierung durch den Transportkunden die Kosten für den möglichen „Export“ von Mengen aus der Schweiz zurück nach Deutschland. Stattdessen nehmen wir an, dass der Transportkunde Differenzmengen durch eine Anpassung der Nominierung am GÜP ausgleichen kann.

Bei der eigenständigen Strukturierung durch die Transportkunden ist zu berücksichtigen, dass die angestammten Versorger über eigene Speicher in der Schweiz verfügen und dementsprechend nicht auf Speicher im angrenzenden Ausland zurückgreifen müssten. Um diesem Umstand gerecht zu werden, differenzieren wir zusätzlich zwischen einer unteren Abschätzung mit einem Anteil fremdversorgter Kunden von 25% und einer oberen Abschätzung ohne Berücksichtigung lokaler Speicher in der Schweiz. In beiden Fällen werden die Kosten für die bestehenden Speicher in der Schweiz vernachlässigt.

Auch bei einer eigenständigen Strukturierung durch die Transportkunden verbleibt ein Bedarf an Flexibilität beim MGV, und zwar für den Systemausgleich am Tagesende. Hierfür berücksichtigen wir nur Kosten der Beschaffung von externer Regelenergie aus dem Ausland sowie die entsprechenden Kapazitätsentgelte. Hingegen verzichten wir in diesem Fall auf das Optionsprodukt zur Gewährleistung einer ausreichenden Vorhaltung von Regelenergie.

Ergebnis

Auf Grundlage der getroffenen Annahmen berechnen wir die Bandbreite der möglichen Kosten für die einzelnen Komponenten. Wie die entsprechenden Ergebnisse in Tabelle 10 zeigen, liegen die Kosten im Falle der reinen Tagesbilanzierung mit einer untertägigen Strukturierung durch den MGV / die Netzbetreiber deutlich niedriger als im Falle einer eigenständigen Strukturierung durch die Transportkunden. Dies entspricht der Erwartung, dass die zentrale Beschaffung und der Einsatz von Flexibilität durch den MGV zum Systemausgleich und die zentrale untertägige Strukturierung eine Bedarfssenkung und eine höhere Effizienz bei der Beschaffung und dem Einsatz von Flexibilität erlauben. Dies liegt an einem wesentlich grösseren Portfolioeffekt.

Wie Tabelle 10 zeigt, liegen die Gesamtkosten der Bilanzierung durch den MGV bei 8 bis 36 Millionen Franken pro Jahr. Diese Kosten würden die Grundlage für die AE-Preise bilden, die an die BGV

verrechnet würden. Für die Bilanzgruppen ergäben sich dadurch durchschnittliche AE-Kosten von etwa 0,23 bis 1,02 Franken je MWh Verbrauch, wenn man einen Gesamtverbrauch von 35 TWh insgesamt in der Schweiz zugrunde legt.

Die Bandbreite an Kosten ergibt sich durch die Kombination unterschiedlicher Annahmen hinsichtlich der folgenden Einflussparameter:

- Bedarf an Regelenergie und maximaler stündlicher Regelleistung je nach angenommenem Netzpuffer ($\pm 7,5$ bzw. ± 10 GWh)
- Preis für Regelenergie
- Entgelte und Art der Kapazität am GÜP.

Tabelle 10: Gesamtkosten der Bilanzierung bei Strukturierung durch MGV bzw. Transportkunden

Kostenelement		Reine Tagesbilanzierung / Strukturierung durch MGV		Eigenstrukturierung durch Transportkunden	
		Untere Abschätzung	Obere	Untere Abschätzung ^(a)	Obere ^(b)
Regelenergie	Mio. Fr	3	13	3	7
Optionsprodukt	Mio. Fr	-	11		
Netzentgelte	Mio. Fr	1	12	4	29
Speicher	Mio. Fr	-	-	9,5	72
Gesamt	Mio. Fr	8	36	16,5	108
	SFr/MWh*	0,23	1,02	0,47	3,07

*Basis: 35 TWh Jahresverbrauch in der Schweiz

^(a) – Anteilige Berücksichtigung der Kosten für Speichervorhaltung für 25% des Gesamtverbrauchs;

^(b) – Anteilige Berücksichtigung der Kosten für Speichervorhaltung für 100% des Gesamtverbrauchs

Quelle: DNV GL

Nehmen die Transportkunden die Strukturierung selbst vor, ergeben sich mit 16,5 bis 108 Millionen Franken pro Jahr deutlich höhere Kosten, entsprechend spezifischen Kosten von 0,47 bis 3,07 Franken/MWh. Im Vergleich zu der zentralen Strukturierung durch den MGV ergeben sich zwar mögliche Einsparungen bei dem Einsatz von Regelenergie, dem Verzicht auf die Vorhaltung eines Optionsprodukts und der Beschränkung der notwendigen Transportkapazität am GÜP auf die Exit-Kapazität aus dem Ausland. Umgekehrt entstehen den Transportkunden zusätzliche Kosten für die Buchung von Speicherkapazitäten, einschliesslich der notwendigen Entry-/Exit-Kapazitäten und der Buchung von Transportkapazität am GÜP.

Die Bandbreite an Kosten ist einerseits durch Unterschiede in den Speicherentgelten und den Entgelten für Exit-Kapazitäten am GÜP getrieben. Einen wichtigen Treiber stellt daneben auch die Annahme zum Anteil fremdversorgter Kunden ohne eigene Speicher in der Schweiz dar. Einen weiteren wesentlichen Einflussfaktor bildet die Annahme, dass die Transportkunden deutlich geringere Portfolioeffekte nutzen und dadurch die Speichervorhaltung und -nutzung weniger optimal ausgestalten. Doch auch unter der Annahme, dass sie sich diese Portfolioeffekte in gleichem Mass zunutze machen könnten wie auf Gesamtsystemebene, lägen die Kosten immer noch höherer als bei Strukturierung durch den MGV.

3.2.2 Quantitative Abschätzung der Ausgleichsenergiekosten für Bilanzgruppen in der Schweiz

Nachfolgend schätzen wir quantitativ die Auswirkungen von unterschiedlichen Abrechnungssystemen für die Ausgleichsenergiekosten von Gasverbrauchern ab.⁶¹

Ausgangspunkt sind verschiedene stündliche Gasverbrauchsprofile, wobei wir zwischen Prognose und tatsächlichem Verbrauch unterscheiden. Es werden unterschiedliche Profile für mehrere Einzelkunden, wie Industrie- und Kleinkunden, sowie gemischte Kundengruppen verwendet. Daneben unterscheiden wir zwei Arten, wie der Verbrauch des Endkunden nominiert werden könnte: entsprechend dem vorliegenden Prognoseprofil oder als Tagesband. Das Tagesband wird dem durchschnittlichen stündlichen Verbrauch des Prognoseprofils gleichgesetzt. Aus den beiden Nominierungsarten ergeben sich unterschiedliche Abweichungen zwischen Nominierung und tatsächlichem Verbrauch.

Zur Abrechnung des untertägigen Ungleichgewichts unterscheiden wir zwischen drei Entgelt- bzw. Kostenkomponenten:

- den Ausgleichsenergiekosten, die für die Abweichung zwischen prognostiziertem und tatsächlichem Verbrauch zu bezahlen sind,
- möglichen Pönalen, sofern untertägige Toleranzen bzgl. der stündlichen und mehrstündigen Abweichungen zwischen prognostiziertem und tatsächlichem Verbrauch überschritten werden,
- dem Marktwert der bereitgestellten bzw. erhaltenen Energie, die bei einer negativen Abweichung (Prognose kleiner als tatsächliche der Verbrauch) bezogen bzw. bei einer positiven Abweichung (Prognose grösser als der tatsächliche Verbrauch) zu viel geliefert wurde.

Je nach dem zugrunde gelegten Ausgleichsenergiesystem rechnen wir die einzelnen Komponenten auf stündlicher bzw. täglicher Basis (Gastag) aus und aggregieren die Kosten bzw. Erlöse für ein ganzes Jahr. Wir unterscheiden zwischen den folgenden Abrechnungssystemen:

- Stundenbilanzierung
- Reine Tagesbilanzierung (ohne untertägige Restriktionen)
- Tagesbilanzierung mit stündlichen Restriktionen
- Tagesbilanzierung mit mehrstündigen Restriktionen (verschiedene)

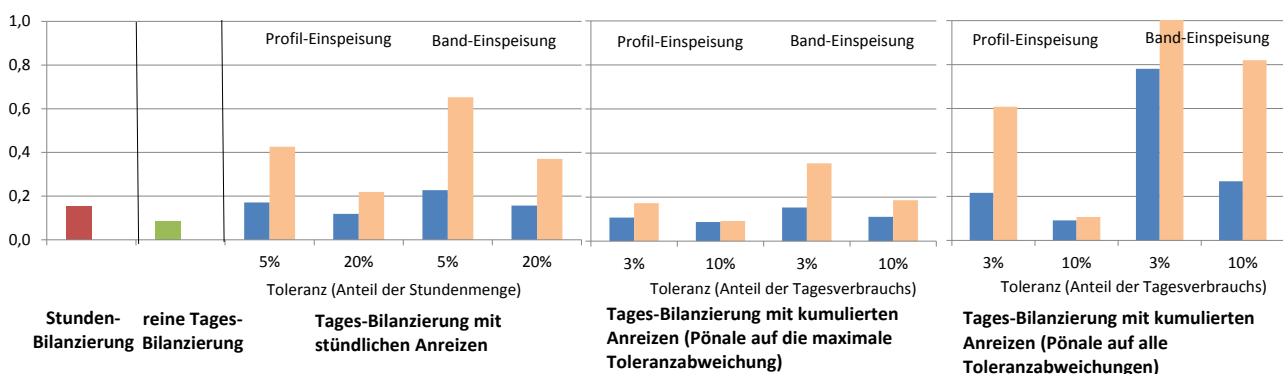
Untertägige Restriktionen bestehen aus einer Toleranz und Pönalen für die Toleranzverletzung. Bei der Tagesbilanzierung mit mehrstündigen Restriktionen unterscheiden wir weiter zwischen einer Pönale auf die maximale kumulierte Toleranzverletzung während eines Tages und einer Pönale für alle Stunden, in denen die Toleranz verletzt wurde.

Die Analyse der Ausgleichsenergiekosten für verschiedene Einzelkunden und Portfolien zeigt, dass die Bilanzierungskosten für Kunden in der Tagesbilanzierung durch untertägige Pönalen stark ansteigen können. Dies soll anhand eines ausgewählten Industriekunden kurz illustriert werden (vgl. Abbildung 23):

- Die durchschnittlichen spezifischen Ausgleichsenergiekosten für den gewählten Industriekunden (bezogen auf den Jahresverbrauch) liegen bei einer reinen Tagesbilanzierung bei ca. 0,09 €/MWh.

⁶¹ Eine genauere Darstellung der Methodik befindet sich im Anhang.

- Im Falle einer Tagesbilanzierung mit stündlichen Restriktionen mit einer Pönale von 3% des Marktpreises für Gas und einer Toleranz von 20% der Stundenmenge liegen die Kosten bereits bei 0,12-0,16 €/MWh, je nachdem ob der Kunde entsprechend seinem Profil oder als Band versorgt wird. Dies entspricht praktisch den Kosten, die dem Verbraucher entstünden, wenn er nach Stundenbilanzierung abgerechnet würde. Verringert man die Toleranz z.B. auf 5% und erhöht die Pönale z.B. auf 10%, steigen die Gesamtkosten für den Verbraucher um mehr als das 6-Fache auf 0,65 €/MWh.
- Auch im Falle kumulierter untertägiger Restriktionen schwanken die möglichen Kosten für Ausgleichsenergie stark, abhängig von der Ausgestaltung der Toleranzen und Pönalen:
 - Fallen die maximalen Toleranzverletzungen eher gering aus und sind die Pönalen eher niedrig (z.B. 3% des Marktwerts für Gas), können die Kosten unter Umständen vergleichbar mit den Kosten für die reine Tagesbilanzierung sein. Allerdings ist in diesem Falle auch nur von begrenzten Anreizen für Profiltreue auszugehen.
 - Pönalisiert man hingegen jede Toleranzabweichung, können die Gesamtkosten für Ausgleichsenergie stark ansteigen (im Beispiel auf 0,8 €/MWh, bei 10% Pönale und 10% Toleranz auf die Tagesmenge).⁶²



■/■ : Pönale von 3% bzw. 10% des stündlichen bzw. täglichen Marktpreises für Gas


Abbildung 23: Ausgleichsenergiekosten (€/MWh Verbrauch) für einen Industriekunden mit einem volatilen untertägigen Profil

Quelle: DNV GL

Diese Beispiele zeigen eindrücklich, dass die Ausgestaltung möglicher untertägiger Anreize die Gesamtkosten für Ausgleichsenergie sehr stark beeinflussen können. Diese Effekte zeigen sich in mehr oder weniger starkem Mass ebenso für andere Kundengruppen. Sie werden allerdings bei grösseren Portfolien, z.B. aus verschiedenen Industrieverbrauchern oder einer Mischung aus Industrie- und Kleinkunden, durch den Durchmischungseffekt etwas abgeschwächt. Dennoch kann festgestellt werden, dass die Anwendung untertägiger Restriktionen generell zu erheblichen Zusatzkosten für die BGV führen können.

Allerdings haben diese Zusatzkosten bei den nach Tagesbilanzierung abgerechneten Kunden nur einen begrenzten Bezug zu den Ungleichgewichten zwischen der Prognose und dem tatsächlichen Verbrauch.

⁶² Allerdings sollten die Toleranzen und Pönalen in einem System mit Pönalen auf die maximale bzw. jede mehrstündige Toleranzverletzung unterschiedlich gewählt werden.



Vielmehr werden die Kosten untertägiger Restriktionen überwiegend von der Notwendigkeit der untertägigen Strukturierung und weniger von Prognosefehlern getrieben. Dies trifft umso mehr zu, je stärker ausgeprägt das untertägige Verbrauchsprofil eines Kunden / Portfolios ist.⁶³

Diese Erkenntnisse decken sich mit den Modellrechnungen zum Flexibilitäts- und externen Regelenergiebedarf (DNV GL Studie 2015). Darin wurde gezeigt, dass der Bedarf an untertägiger Flexibilität primär durch das grundsätzliche Abnahmeprofil verschiedener Kundengruppen bestimmt wird. Der Einfluss von Prognosefehlern auf die Ausgleichsenergiekosten ist - mit Ausnahme von grossen und stark volatilen Netznutzern (z.B. Transit, Kraftwerke, allenfalls Industrie)- begrenzt.

Aus diesen Beobachtungen kann gefolgert werden, dass untertägige Restriktionen primär Kunden mit einem ausgeprägten Abnahmeprofil und einem entsprechenden Strukturierungsbedarf „bestrafen“. Umgekehrt ist die Güte der allgemeinen Verbrauchsprognose (auf täglicher Basis) diesbezüglich offenbar nur von begrenzter Bedeutung. Vielmehr hat diese in einem System der Tagesbilanzierung insbesondere Auswirkungen auf die am Tagesende abgerechnete Ausgleichsenergie. Zudem ist in der Praxis eine eindeutige Abgrenzung zwischen dem Bedarf für die untertägige Strukturierung und „echter Ausgleichsenergie“ kaum möglich.

Aus diesen Beobachtungen ergeben sich folgende Schlussfolgerungen für eine mögliche Ausgestaltung einer Tagesbilanzierung:

- Mögliche Anreize für eine insgesamt hohe Prognosegüte und ausgeglichene Bilanz einer BG ergeben sich vor allem aus der Ausgestaltung der Abrechnung von Ausgleichsenergie zum Ende des Gastags.
- Eine Stundenbilanzierung sowie mögliche untertägige Restriktionen geben dagegen primär Anreize für eine hohe Profitreue.

Auf diese unterschiedlichen Auswirkungen gehen wir bei der nachfolgenden Diskussion der möglichen Ausgestaltung der Ausgleichsenergiesystematik weiter ein.


3.3 Ableitung von Empfehlungen zur zukünftigen Ausgestaltung der Abrechnung von Ausgleichsenergie

3.3.1 Ausgestaltung des Ausgleichsenergiesystems mit Tagesbilanzierung

Vor dem Hintergrund der Erörterungen in den vorangegangenen Abschnitten beschränken wir uns nachfolgend auf die Betrachtung von zwei möglichen Varianten der Tagesbilanzierung, und zwar einer reinen Tagesbilanzierung einerseits und einer Tagesbilanzierung mit kumulierten untertägigen Restriktionen andererseits.

Die reine Tagesbilanzierung entspricht hierbei dem „Idealfall“ eines Bilanzierungsregimes gemäss dem NC Bal bzw. der Verordnung (EU) Nr. 312/2014. Allerdings haben die Analysen in Kapitel 2 gezeigt, dass in der Schweiz zumindest für gewisse Kundengruppen keine reine Tagesbilanzierung möglich ist, ohne

⁶³ Ein starkes Indiz dafür ist die Große Differenz zwischen den Kosten eines Kunden bei Tagesbilanzierung mit und ohne untertägige Anreize.



die Sicherheit des Netzbetriebs potenziell zu gefährden. Daher betrachten wir zusätzlich die Anwendung kumulierter untertägiger Restriktionen. Diese entspricht nach den eingehenden Untersuchungen am ehesten den Kriterien an ein geeignetes Bilanzierungssystem mit untertägigen Restriktionen. Sie ist in den Grundzügen so auch in den derzeitigen Vorschlägen der Gaswirtschaft für die zukünftige Bilanzierung enthalten.

Für die weitergehenden Diskussionen ergeben sich unserer Auffassung nach zwei grundlegende Gestaltungsoptionen für das zukünftige Bilanzierungsmodell. Diese Gestaltungsmöglichkeiten lassen sich durch folgende beiden Fragen zusammenfassen:

3. Sollte die Tagesbilanzierung für Verbrauchergruppen einheitlich ausgestaltet werden, oder sind abweichende Regelungen für verschiedene Kundengruppen denkbar?
4. Nach welchen Kriterien sollte allenfalls zwischen verschiedenen Kundengruppen differenziert werden, wie z.B.:
 - a. Art der Kunden
 - b. Kundengrösse
 - c. Kunden im geöffneten und ungeöffneten Marktsegment.

Mögliche Differenzierung der Tagesbilanzierung zwischen verschiedenen Kundengruppen

Im ersten Schritt beleuchten wir erneut die grundlegende Eignung der beiden betrachteten Modelle der Tagesbilanzierung sowie die generellen Auswirkungen einer möglichen Differenzierung nach verschiedenen Kundengruppen. Dazu berücksichtigen wir wieder die folgenden Kriterien:

- Versorgungssicherheit
- Effizienz (Kosten, Organisation)
- Wirkung auf Markt/ Wettbewerb
- Umstellung / Machbarkeit

Dem Ziel der Versorgungssicherheit wird Rechnung getragen, wenn durch das Modell ausreichende Anreize für die Profiltreue gegeben sind und der Ausgleich von Prognosefehlern erfolgt.

Für die Effizienz des Modells ist wichtig, ob Zusatzkosten einer möglichen Suboptimierung vermieden werden. Unter Suboptimierung verstehen wir die Nachteile von erhöhter Vorhaltung und Einsatz von untertägiger Flexibilität durch einzelne Transportkunden bzw. BGV, um ihre eigenen Risiken und Kosten zu minimieren versuchen. Wie die Ausführungen zu den Gesamtkosten der Bilanzierung in Abschnitt 3.2.1 gezeigt haben, kann dies zu insgesamt höheren Kosten führen als wenn Vorhaltung und Einsatz zentral optimiert werden.

Unter der Wirkung auf den Markt und Wettbewerb fassen wir erstens die Begrenzung auf vermeidbare / beeinflussbare Risiken, zweitens Marktzutrittsbarrieren aufgrund fehlendem Zugang zu untertägiger Flexibilität im (Schweizer) Markt und drittens das Risiko von Quersubventionierung zusammen.

Um den Umstellungsaufwand und die Machbarkeit des Modells zu beurteilen, sind vor allem die Kosten für Messinfrastruktur und die regulatorische Eingriffstiefe von Bedeutung.

Auf Grundlage dieser Kriterien zeigt die Tabelle 11 unten einen Vergleich der folgenden drei Ansätze:

- Reine Tagesbilanzierung für alle Kunden
- Tagesbilanzierung mit untertägigen Restriktionen für alle Kunden
- Mischsystem mit Differenzierung nach Kundengruppen.

Wie bereits zuvor erwähnt, ist davon auszugehen, dass das Modell einer Tagesbilanzierung mit untertägigen Restriktionen am besten hinsichtlich der Versorgungssicherheit abschneidet. Die reine Tagesbilanzierung überträgt indes diese Verantwortung auf die Netzbetreiber. Eine mögliche Differenzierung nach Kundengruppen stellt einen möglichen Kompromiss dar, der die wesentlichen Vorteile untertägiger Restriktionen beibehält. Dies setzt voraus, dass insbesondere Kunden mit sehr volatilen und nur bedingt vorhersagbaren Abweichungen untertägigen Restriktionen unterliegen.

Für die Frage der Kosteneffizienz gilt die umgekehrte Beobachtung. Durch den zentralen Einsatz von untertägiger Flexibilität sind hier Vorteile für das Modell einer reinen Tagesbilanzierung zu erwarten (vgl. Abschnitt 3.2.2), während die Anwendung untertägiger Restriktionen kritisch zu sehen ist.

Ähnliche Beobachtungen gelten für die Frage des Wettbewerbspotenzials. Auch hier kann eine Differenzierung die Nachteile untertägiger Restriktionen abmildern. Umgekehrt kann das Ausmass einer möglichen Quersubventionierung zwischen verschiedenen Kundengruppen mit einem unterschiedlichen Strukturierungsbedarf begrenzt werden. Allerdings können neue Herausforderungen aus der Zuordnung von Kundengruppen zu den beiden verschiedenen Ansätzen entstehen, d.h. im Sinne einer Ungleichbehandlung verschiedener Kundengruppen.

Die regulatorische Eingriffstiefe ist bei allen drei Varianten als relativ gering zu betrachten, auch wenn ein differenzierter Ansatz die Komplexität prinzipiell erhöhen würde.

Anders sieht es dagegen hinsichtlich der Kosten für zusätzliche Messinfrastruktur aus. Allerdings wird dies in einem erheblichen Masse durch die grundlegende Entscheidung für oder gegen einen Citygate Ansatz beeinflusst:

- Im Falle einer reinen Tagesbilanzierung wären nur Messwerte auf täglicher Basis erforderlich. Unter der Annahme, dass der Einfluss von möglichen Änderungen des lokalen Netzpuffers über den gesamten Gastag begrenzt ist, kann näherungsweise von einem konstanten Verhältnis zwischen Abnahme am Citygate und der individuellen Ausspeisung einzelner Kunden ausgegangen werden. Daher wäre es unter Umständen ausreichend, nur Kunden im liberalisierten Markt mit RLM auszustatten und die tägliche Abnahme der Kunden im ungeöffneten Marktsegment als Differenz zu ermitteln.
- Im Falle der Anwendung untertägiger Restriktionen gilt dies jedoch nicht mehr, da die Messung am Citygate nur das Mischprofil aller lokalen Kunden abbildet. Somit wäre in jedem Falle eine unmittelbare und vollständige Ausrüstung sämtlicher Kunden, die nicht über Standardlastprofile (SLP) versorgt werden, mit RLM notwendig, um die strukturelle Ungleichbehandlung verschiedener Kundengruppen zu vermeiden. Neben einer Bilanzierung auf Grundlage der individuellen Messwerte gilt dies insbesondere auch bei Anwendung eines Citygate-Ansatzes. Dementsprechend wäre diese Option mit hohen Investitionen in zusätzliche Messeinrichtungen verbunden.
- Bei einer Differenzierung des Bilanzierungsregimes nach verschiedenen Kundengruppen ergibt sich schliesslich ein wesentlicher Unterschied zwischen einer Situation mit oder ohne Citygate. Auf den ersten Blick ist die Situation vergleichbar mit dem vorherigen Fall, da wiederum eine vollständige Ausrüstung sämtlicher Kunden mit untertägigen Restriktionen mit RLM erforderlich

ist. Allerdings kann der Aufwand in diesem Falle allenfalls durch eine sachgerechte Begrenzung der untertägigen Restriktionen auf ausgewählte Kunden erheblich reduziert werden.

Tabelle 11: Bewertung verschiedener Ansätze der Tagesbilanzierung mit/ohne Differenzierung nach verschiedenen Kundengruppen


Kriterium	Differenzierung nach Kundengruppen		Parameter / Erläuterung	
	Nein	Ja		
	Untertägige Restriktionen			
	Ohne	Mit		
Versorgungssicherheit	-	+	+/-	• Anreize für Profiltreue
	+/-	+	+	• Ausgleich von Prognosefehlern
Effizienz (Kosten, Organisation)	+	-	+/-	• Risiko Zusatzkosten aus Suboptimierung
Wirkung auf Markt/Wettbewerb	+	-	+/-	• Begrenzung auf beeinflussbare Risiken
	+	-	(-)	• Marktzutrittsbarrieren
	-	+	+/-	• Risiko Quersubventionierung
Umstellung / Machbarkeit	+	+	+/-	• Regulatorische Eingriffstiefe
	+	-	+/-	• Kosten für Messinfrastruktur (Citygate-Ansatz)
	+	-	-	• Kosten für Messinfrastruktur (ohne Citygate)

Quelle: DNV GL

Im Ergebnis zeigen diese Überlegungen erneut den grundlegenden Unterschied zwischen einer Tagesbilanzierung mit und ohne untertägige Restriktionen. Die Anwendung untertägiger Restriktionen begrenzt den Aufwand und die Risiken auf Seiten der Netzbetreiber und weist somit zumindest vordergründig auch aus Sicht der Versorgungssicherheit Vorteile auf. Umgekehrt ist die reine Tagesbilanzierung eindeutig überlegen hinsichtlich der Kosten der Umsetzung und der Voraussetzungen für effektiven Wettbewerb im Markt.

Ein differenzierter Ansatz mit einer Beschränkung untertägiger Restriktionen auf ausgewählte Kundengruppen macht es dagegen möglich, zu einem erheblichen Teil die Vorteile beider Ansätze zu verbinden bzw. ihre wesentlichen Nachteile zumindest stark zu begrenzen. Allerdings hängt dies unmittelbar von der Art der Differenzierung bzw. der Definition der entsprechenden Kundengruppen ab; hierauf gehen wir im folgenden Abschnitt näher ein.

Daneben führt eine mögliche Differenzierung zu der Frage, ob und wie die verschiedenen Kundengruppen eines Lieferanten in einer einzigen Bilanzgruppe zusammengefasst werden können, oder ob eine strikte Trennung in separate BG erforderlich ist. Es leuchtet unmittelbar ein, dass eine strikte Trennung zu einer Fragmentierung der Lieferportfolien führt und damit die Vorteile des Portfolioeffekts insbesondere für kleinere und neue Anbieter im Markt reduziert. Umgekehrt ist aber auch sicherzustellen, dass die untertägige Flexibilität, welche Kunden in der reinen Tagesbilanzierung zugestanden wird, nicht dafür missbraucht wird, um die Vorgaben untertägiger Restriktionen zu unterlaufen.



Dass Netznutzer mit und ohne untertägigen Restriktionen in einem Bilanzierungssystem vereinbar sind, zeigt das Beispiel Deutschlands (vgl. Abschnitt 3.1.4). Dort basiert das Bilanzgruppenmodell auf der aggregierten Bilanzierung sämtlicher Ein- und Ausspeisungen innerhalb einer Bilanzgruppe. Formal unterliegen hierbei sämtliche Ein- und Ausspeisungen untertägigen Restriktionen. Durch die Gewährung spezifischer Toleranzen sowie fester Vorgaben an die Normierung wird gewährleistet, dass ein Grossteil der Kunden effektiv im Rahmen einer reinen Tagesbilanzierung beliefert wird. Umgekehrt sorgen die Vorgaben an die Normierung jedoch dafür, dass die hiermit verbundene Flexibilität nur in einem geringen Ausmass für andere Liefer- und Handelsgeschäfte genutzt werden können, die untertägigen Restriktionen unterliegen.

Abgrenzung verschiedener Kundengruppen

Wie eingangs erwähnt, sind grundsätzlich verschiedene Ansätze für eine mögliche Differenzierung verschiedener Kundengruppen denkbar:

- Art der Kunden
- Kundengrösse
- Kunden im geöffneten und ungeöffneten Marktsegment.


Mit Blick auf die in Kapitel 2 vorgestellten Analysen ist offensichtlich, dass gewisse Gruppen von Kunden bzw. Geschäften in jedem Falle von einer reinen Tagesbilanzierung ausgenommen werden sollten. Neben grenzüberschreitenden Geschäften gilt dies potenziell auch für grosse und volatile neue Netznutzer, wie z.B. zukünftige GuD-Kraftwerke oder grosse Power-to-Gas Anlagen. Daneben erscheint es sinnvoll, auch Geschäfte am VAP in diese Kategorie mit einzubeziehen, da andernfalls beliebig Flexibilität aus einem lokalen Portfolio „geschaffen“ werden könnte.

Umgekehrt erscheint es sinnvoll, eine Belieferung von Kleinkunden im Rahmen einer reinen Tagesbilanzierung zu ermöglichen. Aufgrund des fehlenden Zugangs zu untertägiger Flexibilität im Schweizer Gasmarkt wäre eine wettbewerbsorientierte Belieferung dieser Kundengruppe ansonsten weitgehend ausgeschlossen.

Ähnliche Überlegungen gelten auch für industrielle Verbraucher. Theoretisch wäre es möglich, dass einzelne, sehr grosse Abnehmer mit einem volatilen Verbrauch ebenfalls einen signifikanten Einfluss auf die Netzstabilität haben können und somit ebenfalls untertägigen Restriktionen unterliegen sollten, doch sind uns keine derartigen Kunden bekannt.

Nicht alle Kunden profitieren notwendigerweise von einer reinen Tagesbilanzierung. Dies gilt insbesondere für Kunden(gruppen) mit einem eher gleichmässigen Verbrauch innerhalb des Tages und einem entsprechend geringen Strukturierungsbedarf. Derartige Kunden können durchaus in der Lage sein, ihre eigene Strukturierung auch in einem System untertägiger Restriktionen kostengünstig zu sichern. Insbesondere können diese Kosten wesentlich niedriger sein als die spezifischen Strukturierungskosten für sämtliche Kunden in der reinen Tagesbilanzierung, vor allem bei Berücksichtigung des sehr hohen Anteils an Heizgaskunden in der Schweiz. Eine zwangsweise Einbeziehung in die reine Tagesbilanzierung kann de facto zu einer Quersubventionierung zu Lasten derartiger Industriekunden führen.

Wie erläutert, beruhen diese Unterschiede auf dem spezifischen Abnahmeprofil einzelner (industrieller) Verbraucher. Sie hängen damit vor allem mit dem Kerngeschäft bzw. der Branche ab und nicht von der Grösse eines einzelnen Verbrauchers. Somit erscheint eine strikte Differenzierung nach der Grösse als



ungeeignet. Umgekehrt wäre aber eine detaillierte Differenzierung z.B. nach unterschiedlichen Industriesektoren kaum praktikabel, zumal es auch in einer Branche erhebliche Unterschiede haben kann. In Anlehnung an die Gegebenheiten in Deutschland und Österreich erscheint es daher sinnvoller, für Kunden mit einer gewissen Mindestabnahme ein Optionsmodell einzuführen, welches die Entscheidung zum Austritt aus der reinen Tagesbilanzierung dem einzelnen Kunden überlässt.

Schliesslich stellt sich noch die Frage einer möglichen Differenzierung zwischen dem geöffneten und dem ungeöffneten Markt. Eine derartige Unterscheidung würde jedoch offensichtlich zu Problemen einer potenziellen Ungleichbehandlung führen. So würde eine Bevorzugung von Kunden im ungeöffneten Markt die Anreize für den Eintritt in den wettbewerblichen Markt mindern und die angestammten Versorger bevorzugen. Dies gilt umgekehrt auch für den gegenteiligen Fall, wobei die angestammten Versorger bislang noch auf eigene untertägige Flexibilität zurückgreifen können. Im Ergebnis empfehlen wir daher, auf eine Differenzierung zwischen Kunden im geöffneten und dem ungeöffneten Marktsegment zu verzichten, zumindest soweit diese Kunden ein Wahlrecht zum Eintritt in den geöffneten Markt haben.

Als Übergangslösung wäre einzig zu überlegen, inwieweit vielleicht die Belieferung von Kleinkunden bei einer nur teilweisen Marktöffnung zumindest anfangs ebenfalls untertägigen Restriktionen unterliegen sollte. Dies würde den Bedarf der Netzbetreiber an untertägiger Flexibilität reduzieren und somit einen „weichen Start“ in den liberalisierten Markt ermöglichen. Aufgrund der vorhandenen Verträge und Speicher sollte dies zudem keine unüberwindbaren Hindernisse für die angestammten Versorger darstellen. Allerdings kann diese Frage nur im Gesamtkontext der Ausgestaltung des zukünftigen Bilanzierungssystems sinnvoll bewertet und entschieden werden, insbesondere auch unter Berücksichtigung der zukünftigen Behandlung von Speichern (vgl. Kapitel 5).

3.3.2 Empfehlungen

Grundlegende Systematik der Ausgleichsenergie

Auf Grundlage der vorgehenden Überlegungen empfehlen wir ein einheitliches System der Tagesbilanzierung mit kumulierten untertägigen Restriktionen und Anreizen. Die Differenzierung zwischen verschiedenen Netznutzern und eine entsprechende Ausgestaltung der relevanten Parameter erlaubt die weitgehende Beibehaltung von Elementen einer reinen Tagesbilanzierung, insbesondere für Kleinkunden, in Verbindung mit effektiven Anreizen für eine Übereinstimmung der stündlichen Bilanz im nationalen und internationalen Gashandel (Transaktionen am VAP, Importe und Exporte) sowie für ausgewählte grosse Endverbraucher.

Wie in Tabelle 12 dargestellt, schlagen wir die folgende Differenzierung hinsichtlich der Grundlage für die AE-Abrechnung, dem anzulegenden Toleranzband und der Beteiligung an der Sozialisierung gewisser Kostenkomponenten vor:

- Allgemeine Verbraucher:
 - Grundsätzlich schlagen wir vor, dass die Belieferung von Verbrauchern in der Schweiz weitestgehend Elemente einer „reinen Tagesbilanzierung“ aufweisen sollte. Neben Kleinkunden sollte diese Gruppe auch alle anderen Verbraucher umfassen, die nicht unten separat aufgeführt sind.
 - Die Abrechnung dieser Netznutzer sollte auf Basis eines Tagesbandes erfolgen. Bei Anwendung untertägiger Pönalen erfordert dies implizit auch eine Einspeisung in

Form eines Tagesbandes, um untertägige Abweichungen zwischen Einspeisung und Verbrauch zu minimieren. Dementsprechend sollten die gemessene Tagesmenge (bzw. die sich gemäss SLP ergebene Tagesmenge) zu je 1/24 auf die einzelnen Stunden des Gastags verteilt werden.

- Gleichzeitig muss es den BGV ermöglicht werden, allfällige Prognosefehler während des Gastags zu korrigieren, um ihre Ausgleichsenergie zu minimieren und zu einer möglichst ausgeglichenen Gesamtbilanz des Netzes beizutragen. Dementsprechend schlagen wir vor, dass diesen Kunden eine geringe untertägige Toleranz gewährt wird. Diese sollte sich an einen als akzeptabel erachteten Prognosefehler z.B. für ein Portfolio aus Kleinkunden mit einem hohen Heizgasanteil orientieren.⁶⁴
- Aufgrund der mit dem System der Tagesbilanzierung verbundenen Sozialisierung gewisser Kosten sowie der notwendigen Vorhaltung ausreichender untertägiger Flexibilität für die Strukturierung schlagen wir ferner vor, dass diese Kundengruppe für die entsprechenden (residualen) Kosten in Form einer separaten Umlage („Strukturierungsumlage“) aufkommen muss.
- Spezifische grosse Verbraucher
 - Wie in Abschnitt 2.2 dargelegt, erscheint die Anwendung einer reinen Tagesbilanzierung für volatile zukünftige Netznutzer nicht möglich. Dementsprechend schlagen wir vor, dass diese Kunden generell auf Grundlage ihres stündlichen Abnahmeprofils im Rahmen einer Tagesbilanzierung mit untertägigen Restriktionen abgerechnet werden. Dies gilt insbesondere für zukünftige GuD-Kraftwerke sowie allenfalls auch andere Grossverbraucher.
 - Um den höheren Risiken hinsichtlich stündlicher Abweichungen Rechnung zu tragen, sollten diesen Netznutzer eine grössere kumulierte Toleranz gewährt werden. Diese Toleranz sollte dabei so bemessen werden, dass sie mindestens der möglichen Grösse unvermeidlicher Abweichungen und den geltenden Fristen zur Renominierung Rechnung trägt.
 - Umgekehrt sollten diese Verbraucher nur zu einem geringen Teil an der o.g. Umlage beteiligt werden. In Abhängigkeit von der entsprechenden Kostenzuordnung könnte dennoch die Anwendung einer reduzierten Umlage sinnvoll sein. So dient z.B. die vorzuhaltende untertägige Flexibilität nicht nur der Strukturierung von Verbrauchern in der Tagesbilanzierung sondern erlaubt auch den Ausgleich grosser ungeplanter Abweichungen grosser Verbraucher.
- Grossverbraucher mit einem eher ausgeglichenen bzw. gut vorhersagbaren Verbrauchsprofil
 - Für RLM-Kunden mit einem eher ausgeglichenen bzw. gut vorhersagbaren Verbrauchsprofil können die Risiken der untertägigen Restriktionen kleiner sein als die möglichen Zusatzkosten aus einer allfälligen Umlage. Gleichzeitig befinden sich diese Verbraucher häufig im internationalen Wettbewerb.
 - (Mittel-) Grossen industriellen RLM-Kunden könnte daher ein Optionsmodell offenstehen, bei dem sie zwischen den beiden zuvor dargestellten

⁶⁴ Aufgrund der Abrechnung in Form eines Tagesbandes sollte sich diese Toleranz am relativen Prognosefehler der Tagesmenge orientieren.

Abrechnungsmodellen wählen können. Ein derartiges Optionsmodell könnte z.B. für Kunden mit einem geringen untertägigen Strukturierungsbedarf interessant sein.

- Allenfalls könnte dieses Modell auch auf Grosskunden angewendet werden, d.h. alle Endverbraucher (Abnahmestellen) mit einem „sehr grossen“ Verbrauch oberhalb eines geeigneten Schwellwerts.
- Handelsmengen
 - Alle Handelsmengen, inklusive Transaktionen am VAP, Importen und Exporten sowie allenfalls die Lieferung von Regelenergie, sollten grundsätzlich auf Grundlage der Stundenwerte abgerechnet werden, und zwar ohne Berücksichtigung einer zusätzlichen Toleranz. Dementsprechend sollten diese Mengen auch nicht an der Umlage partizipieren.

Tabelle 12: Vorschlag zur Ausgestaltung der Tagesbilanzierung

Kundengruppe	Abrechnung auf Grundlage von	Toleranzband	Strukturierungsumlage
Allgemeine Verbraucher	1/24 der Tagesmenge gemäss Messung bzw. SLP (Tagesband)	Gering	Voll
Spezifische grosse Verbraucher ^{a)}	Stündliche Messwerte	Mittel	Reduziert
Transaktionen am VAP, Import, Export, Regelenergie	Gemäss Nominierung (stündlich)	-	-

a) *Allenfalls optional bzw. für nicht geöffneten Markt*


Quelle: DNV GL

Wie in Tabelle 12 dargestellt, unterscheiden sich die drei Kundengruppen nach der Verwendung der nominierten bzw. gemessenen Ein- und Ausspeisung im Rahmen der Ausgleichsenergieabrechnung. Für Grossverbraucher finden hierbei die Messwerte mit stündlicher Auflösung Anwendung. Für die übrigen Verbraucher in der Bilanzzone Schweiz wird dagegen auf die gemessene Tagesmenge (allenfalls gemäss SLP⁶⁵) zurückgegriffen, welche für die Abrechnung in ein konstantes Tagesband (d.h. 24 gleiche Stundenwerte) umgerechnet wird. Für sämtliche Transaktionen am VAP, Importe, Exporte und die Lieferung von Regelenergie schliesslich gilt das Prinzip „allokiert wie nominiert“.

Hinsichtlich der Nominierung würden dagegen sämtliche Kundengruppen gleich behandelt, d.h. sämtliche Nominierungen müssten in Form von Stundenwerten erfolgen. In Anlehnung an die übliche Praxis in anderen Ländern gehen wir davon aus, dass für alle oder zumindest das Gros der Kunden nur ein einziger Summenwert nominiert werden müsste, d.h. in Form der aggregierten Lastprognose. Theoretisch bleibt es dabei jedem Lieferanten bzw. BGV selbst überlassen, in welcher Form hierbei das stündliche Lastprofil der verschiedenen Kunden berücksichtigt wird. Aufgrund der zuvor erwähnten Differenzierung bei der Abrechnung läge es aber im Eigeninteresse jedes Lieferanten bzw. BGV hierbei das prognostizierte Stundenprofil der Grosskunden aber ein konstantes Tagesband für die allgemeinen Verbraucher anzusetzen.⁶⁶ Handelsmengen schliesslich wären in Form von Stundenwerten zu nominieren.

⁶⁵ Aufgrund der Beschränkung auf die Tagesmenge entfällt somit prinzipiell die Notwendigkeit von SLP mit stündlicher Auflösung. Vielmehr wäre es damit auszeichnend, bei den SLP-Kunden nur die jeweilige Tagesmenge zu prognostizieren.

⁶⁶ Im Sinne einer erhöhten Transparenz wäre es möglich, zwei separate (Summen-) Nominierungen für beiden Kundengruppen zu verlangen. Diese sollte jedoch allenfalls von indikativer Natur sein, also ohne direkte Auswirkungen auf die Abrechnung von Ausgleichsenergie.



Auf dieser Grundlage wäre es dem MGV damit auch möglich, bereits zum Zeitpunkt der Nominierung sowohl die Ausgeglichenheit der Tagesmengen zu überprüfen als auch allfällige extreme Abweichungen frühzeitig zu identifizieren.

Die Toleranzen werden in dem vorgeschlagenen Modell je nach Kundengruppe gewährt, können jedoch durch den BGV innerhalb eines Portfolios kombiniert werden. Dies ermöglicht es, sämtliche Mengen innerhalb eines einheitlichen Systems zu erfassen und erleichtert damit die Verzahnung des internationalen und nationalen Gashandels mit der Inlandsversorgung. Prinzipiell wäre es damit auch möglich, Transitmengen in die Bilanzierung im Entry-Exit-System zu integrieren.

Durch die Kombination der verschiedenen Kundengruppe innerhalb eines einheitlichen Portfolios besteht theoretisch das Risiko, dass die für die Inlandsversorgung gewährten Toleranzen für einen Flexibilitätsexport genutzt werden, also beispielsweise in Form des Verkaufs untertägiger Regelenergie im benachbarten Ausland. Dieses Risiko ist aus unserer Sicht allerdings als eher theoretisch einzuschätzen, da in den umliegenden Ländern ebenfalls auf Tagesbasis abgerechnet wird. Das begrenzt Wert des untertägigen Flexibilitätsexports deutlich; zudem besteht diese Möglichkeit grundsätzlich ebenso umgekehrt. Zudem wird das Risiko durch die o.g. Toleranzen weiter begrenzt - zumal die Schweiz BGV weiterhin den entsprechenden Prognoserisiken innerhalb der Schweiz ausgesetzt wären.

Wie im vorhergehenden Abschnitt erwähnt, könnten im Falle einer anfänglichen Teilmarktöffnung allenfalls auch Kleinkunden im ungeöffneten Marktsegment untertägigen Restriktionen unterliegen. In der Praxis liesse sich dies umsetzen, indem die Summe der entsprechenden Kunden (je Lieferant) zusammengefasst und als ein „Grosskunde“ betrachtet würde. Dies würde es ermöglichen, das Ausgleichensystem sowohl für das geöffnete als auch das ungeöffnete Marktsegment anzuwenden, ohne das hierfür weitergehende Ausnahmen notwendig wären.⁶⁷

Abweichend von den obigen Ausführungen wäre es in diesem Falle zudem möglich, Kunden im ungeöffneten Marktsegment, d.h. die nicht zum Lieferantenwechsel berechtigt sind, auf Grundlage von Messungen am Citygate abzurechnen. Dies hätte zudem den Vorteil, dass während der Übergangsperiode die bisherigen Regelungen zum Einsatz des lokalen Netzpuffers und dezentraler Speicher (vgl. Kapitel 5) beibehalten werden könnten, was den anfänglichen Aufwand zur Umsetzung des Bilanzierungssystems weiter reduzieren würde.

Theoretisch wäre es möglich, die o.g. Strukturierungsumlage in die Netzentgelte zu integrieren. Bei einer angenommenen Bemessung der Netzentgelte an der Leistung der einzelnen Verbraucher wäre implizit gewährleistet, dass Verbraucher mit einem ausgeglichenen Lastprofil – und damit auch höherer Benutzungsstunden – einen geringeren Anteil der entsprechenden Kosten als z.B. Heizgaskunden mit wesentlich niedrigeren Benutzungsstunden zahlen müssten. Dies gilt jedoch nicht für das vorgeschlagene Optionsmodell für (mittel-) grosse Kunden, da ein derartiger Kunde in beiden Modellen identische Netzentgelte zahlen müsste. Aus diesem Grunde erscheint eine separate Strukturierungsumlage sinnvoll.

⁶⁷ Im Interesse der Diskriminierungsfreiheit wäre allerdings zu überlegen, ob Kunden im ungeöffneten Marktsegment jeweils in einer separaten Bilanzgruppe zu führen wären. Andernfalls könnten die dieser Kundengruppe zugestandenen Toleranzen allenfalls auch für die Belieferung anderer Kunden genutzt werden. Aufgrund des höheren Strukturierungsbedarfs der Kleinkunden sowie der Prognosefehler der Heizgaskunden erscheint dieses Risiko jedoch als begrenzt; zudem wäre ein entsprechender „Übertrag“ von Toleranzen auch im Rahmen von Within-Day Geschäften möglich, zumindest innerhalb der Renominierungsfristen.

Preisbildung Ausgleichsenergie

Wir empfehlen, sich bei der Preisbildung an den Vorgaben des NC Bal bzw. der Verordnung (EU) Nr. 312/2014 zu orientieren. Das bedeutet, soweit möglich auf ein 2-Preis-System auf Basis von Grenzpreisen für die Ausgleichsenergie umzustellen.

In einer Übergangsperiode, d.h. solange auf keinen ausreichend liquiden Markt für externe Regelenergie zurückgegriffen werden kann, sollten die Preise für Ausgleichsenergie an einen geeigneten Referenzwert im Ausland gebunden werden (wie z.B. von NCG und PEG).

Die Festlegung der Pönalen sollte der Überwachung durch den Regulator unterliegen, unter Berücksichtigung z.B. der in Verordnung (EU) Nr. 312/2014, Art. 26f definierten Kriterien.

Vorgaben zur Finanzneutralität

Die Anwendung eines 2-Preissystems sowie untertägiger Pönalen führt voraussichtlich zu Abweichungen zwischen den Kosten und den Erlösen des MGV aus der Bilanzierung. Zugleich kann die Beschaffung von Verträgen zur garantierten Vorhaltung von Regelenergie (inkl. Transportkapazität) zu zusätzlichen Kosten für MGV/REG führen. Aus Sicht der REG/ des MGV sollte das AE-Abrechnungssystem entsprechend dem NC BAL finanzneutral sein.

Um das zu gewährleisten, empfehlen wir, die Einführung einer separaten Bilanzierungsumlage. Die Umlage greift die residualen Kosten und Erlöse auf und wird von allen Bilanzgruppen bzw. Netznutzer mit physikalischer Abgabe in der Schweiz entrichtet.


Die Höhe der Umlage sollte sich an der maximalen physikalischen Abgabe bzw. lokalen Exit-Kapazität eines Kunden bemessen. Dadurch sind insbesondere Kunden mit schwankendem untertägigem Verbrauch von der Umlage betroffen (analog zu den Netzentgelten), während die Umlage nur begrenzte Bedeutung für Verbraucher mit Grundlastcharakter entwickelt.

Durch diese Ausgestaltung ist es möglich, die Umlage prinzipiell in die Netzentgelte zu integrieren. Dabei sollten internationale Austauschmengen und VAP-Mengen unberücksichtigt bleiben (da keine Toleranz). Dies liegt daran, dass die Umlage –wenn sie einen positiven Betrag hat, d.h. die Kosten des Ausgleichsenergiesystems insgesamt positiv sind- wie eine Transitgebühr wirkt, wenn sie auch auf Transite angewendet wird. Im umgekehrten Fall werden Transite finanziell unterstützt. Beides halten wir für unangemessen.

Umgekehrt wäre zu überlegen, diese Umlage mit der in Abschnitt 3.3.2 vorgeschlagenen Strukturierungsumlage zu kombinieren. Nachteilig wäre einzig der Umstand, dass das vorgeschlagene Preissystem mit einem 2-Preissystem und Pönalen in der Regel voraussichtlich zu einem positiven Finanzsaldo führen dürfte, der in diesem Falle überwiegend auf die allgemeinen Verbraucher verteilt würde. Doch es hätte den grossen Vorteil einer Vereinfachung des Abrechnungsmodells, zumal es schwierig wäre, die Kosten des Regelenergieeinsatzes auf die untertägige Strukturierung für allgemeine Verbraucher einerseits und die tatsächliche Ausgleichsenergie andererseits aufzuteilen.

3.3.3 Verantwortungsbereich der Regulierung und Gesetzgebung

Auf der Grundlage der Empfehlungen zur Ausgestaltung des Bilanzierungssystems ergeben sich verschiedene Anforderungen an die Regulierung und die Gesetzgebung.



Wir schlagen vor, dass der Gesetzgeber per Gesetz / Verordnung insbesondere die grundlegende Ausgleichensystematik festlegen sollte. Dazu zählen generelle Kriterien, wie z.B. das Prinzip der Tagesbilanzierung sowie allenfalls die Festlegung untertägiger Restriktionen und die Bestimmung der davon betroffenen Kundengruppen. Daneben sollte die Gesetzgebung auch das grundlegende Preissystem zur Verrechnung von Ausgleichsenergie, ein mögliches Strukturierungsentgelt und die Regelenergieumlage vorgeben.

Als Kernaufgaben des Regulierers sehen wir die Festlegung oder Genehmigung der spezifischen Vorgaben, Methoden, Regeln und Verträge für Referenzpreise, Toleranzen, Pönalen, Strukturierungsentgelte usw. (vgl. Deutschland/ Österreich/ Italien). Diese kann auf einem Vorschlag von MGV / REG aufbauen. Alternativ ist auch denkbar, die Entwicklung wesentlicher Elemente der Branche zu überlassen und dem Regulierer nur die Missbrauchsaufsicht aufzutragen.

Abgesehen davon sehen wir den Bedarf für regulatorische Überwachung insbesondere in folgenden Bereichen:

- Festlegung des netzseitigen Bedarfs an Speichern
- Preis für Eigentumsübertragung / Anmietung Speicher (falls relevant)
- Festlegung der angemessenen Kosten für untertägige Flexibilität
- Kostenzuordnung und Betrieb von Speichern im Mischeigentum (Netz – Handel)
- Effizienter Einsatz des Netzpuffer und der externen Regelenergie.

3.3.4 Notwendige vertragliche Beziehungen

Der vorgeschlagene Rahmen zur zukünftigen Ausgestaltung der Ausgleichensystematik erfordert eine begrenzte Anzahl von spezifischen Verträgen zwischen den einzelnen Marktparteien (für die Bilanzierung). Diese vertraglichen Beziehungen sind in Abbildung 24 skizziert.

Grundlage ist das derzeitige Geflecht bzw. die notwendige Anpassung zur Einführung einer integrierten Bilanzzone in der Schweiz und der Anwendung des Bilanzgruppenmodells. Hierbei kooperieren die REG im Rahmen von Netzkoppelungsverträgen, während sie auf der Grundlage eines Kooperationsvertrags mit dem MGV zusammenarbeiten. Zugleich schliesst der MGV mit den Bilanzgruppen(verantwortlichen) einen Bilanzgruppenvertrag. Lieferanten sind je einer Bilanzgruppe zugeordnet. Der MGV beschafft externe Regelenergie über Beschaffungsverträge.

Soweit systemrelevante Speicher betroffen sind, werden sie dem REG, an dessen Netz sie angeschlossen sind, eigentumsrechtlich oder nur zwecks Speicherbetrieb übertragen. Alternativ liegt eine vertragliche Vereinbarung vor, in der der Speichereigentümer der Speicherbetreiber bleibt, aber gegenüber dem REG/MGV eine Lastflusszusage für den Speicherbetrieb REG/MGV eingeht (siehe dazu 5).

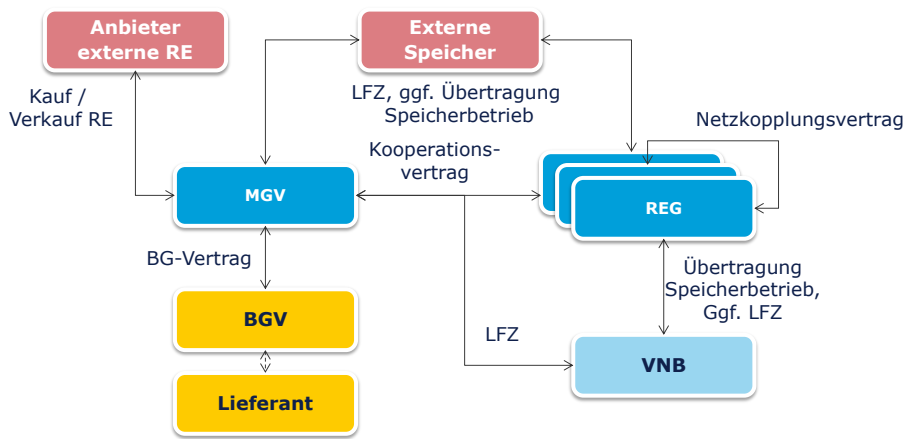


Abbildung 24: Notwendige vertragliche Beziehungen zwischen Marktparteien für die Bilanzierung

Quelle: DNV GL

4 BILANZIERUNG IN ISOLIERTEN ZONEN

Das erste BFE Projekt zu Grundsatzfragen zum Gasbilanzierungssystem in der Schweiz in 2015 mündete u. a. in der Empfehlung, soweit wie möglich von einer Stunden- zu einer Tagesbilanzierung (allenfalls mit untertätigen Anreizen) für die heutigen Netznutzer überzugehen. Zudem wurde empfohlen, verschiedene weitere Anpassungen des derzeitigen Rollenmodells bei der Bilanzierung in Angriff zu nehmen. Die Tatsache, dass die Gemeinde Kreuzlingen und die Region Tessin bisher physisch nur an das deutsche bzw. italienische Netz angebunden sind und aus den beiden Nachbarländern Deutschland und Italien direkt versorgt werden, wurde dabei ausgespart.

Dieses Kapitel weist auf die grundsätzlichen Möglichkeiten der Bilanzierung in den beiden Netzinseln hin und ordnet das derzeit Bilanzierungssystem in den Netzinseln in diesem Kontext ein.

Dazu stellen wir 6 generische Modelle vor und wägen ihre Vorzüge und Nachteile anhand einer Reihe von Kriterien ab. Dann konkretisieren wir unseren Vorschlag, wie zukünftig die Bilanzierung in den Netzinseln stattfinden sollte. Zudem skizzieren wir das Beziehungsgeflecht zwischen den Marktrollen sowie die notwendigen Prozesse und den Informationsaustausch.

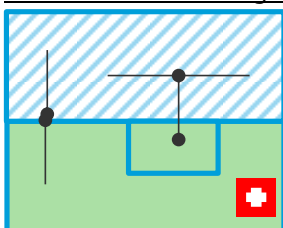
4.1 Grundlegende Modelle der Bilanzierung und ihre Bewertung

Grundsätzlich lässt sich die Bilanzierung in den Netzinseln danach ausrichten, welchem Marktgebiet die Netzinsel zugeordnet ist. Hierbei können drei Varianten unterschieden werden:

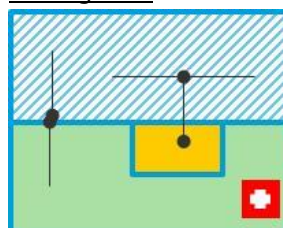
- Virtuelle (nicht physische) Integration in ein integriertes Marktgebiet Schweiz
- Bildung eines eigenen Marktgebiets
- Integration in das ausländische Marktgebiet, aus dem die Netzinsel physisch versorgt wird

Die Integration in ein zukünftig integriertes Schweizer Marktgebiet, bedeutet, dass alle Lieferanten und Bilanzgruppen (BG) der Netzinsel ebenbürtiger Bestandteil des Schweizer Marktgebiets sind. Damit haben die zusammenhängenden Netze, über die der Grossteil der Kunden in der Schweiz versorgt wird, und die Netzinseln Kreuzlingen und Tessin ein einheitliches System zur Verrechnung von Ausgleichsenergie. Alle Grenzübergangspunkte (GÜP), die das Schweizer Marktgebiet mit dem Ausland verbinden, sind Entry-Punkte aus anderen Marktgebieten - auch die, die zu den Netzinseln Kreuzlingen und Tessin führen.

Vollständige Marktintegration in das Schweizer Marktgebiet



Netzinsel mit einem eigenen Marktgebiet



Vollständige Marktintegration in das ausländische Marktgebiet

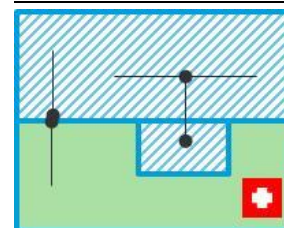



Abbildung 25: Schematische Darstellung der geografischen Zuordnung der Netzinsel

Quelle: DNV GL



Die zweite Möglichkeit ist, den Netzi Inseln ein eigenes Marktgebiet zuzuordnen. In der Konsequenz erhält die Netzi Insel eine eigene Bilanzierung, getrennt für Tessin und Kreuzlingen. Damit würde jeder GÜP, über den die Netzi Insel versorgt wird, zu einem Entry-Punkt in das separate Marktgebiet. Zugleich würden eigene Bilanzierungsregeln und eine eigene Ausgleichsenergiesystematik in jeder Netzi Insel gelten. Lieferanten könnten Kunden in der isolierten Zone und im „grossen“ Bilanzgebiet Schweiz nicht in einer Bilanzgruppe zusammenfassen.

Drittens besteht die Möglichkeit der weitgehenden Integration der Netzi Insel in das ausländische Marktgebiet, aus dem sie physisch versorgt wird. Damit gelten die Bilanzierungs- und Marktregeln des jeweiligen Marktgebiets und der Regulierung im Ausland. Bei einer gesamthaften Integration werden die Abnahmestellen in der Netzi Insel zu Exit-Punkten des ausländischen Marktgebiets. Der GÜP zur Netzi Insel verliert an formaler Bedeutung und wird zur Übergabestelle zwischen Netzbetreibern. Alternativ könnte eine implizite Integration in das Marktgebiet erfolgen, indem die GÜP als Exit des Auslands zur Netzi Insel erhalten bleiben.

Die Zuordnung zu einem Marktgebiet beantwortet nicht die Frage, wer formal für die Bilanzierung der Ungleichgewichte, die sich aus der Versorgung und dem Gasverbrauch in den Netzi Inseln ergeben, zuständig ist. Das heisst, es muss auch festgelegt werden, wer für den physischen Ausgleich der Fehlmengen zwischen tatsächlichem und nominiertem Verbrauch verantwortlich ist, bevor die Kosten danach auf die eigentlichen Kostenverursacher gewälzt werden.

Die Verantwortung für die Bilanzierung kann folgenden Akteuren zugewiesen werden:

- Bilanzgruppen
- MGV
- Dritter

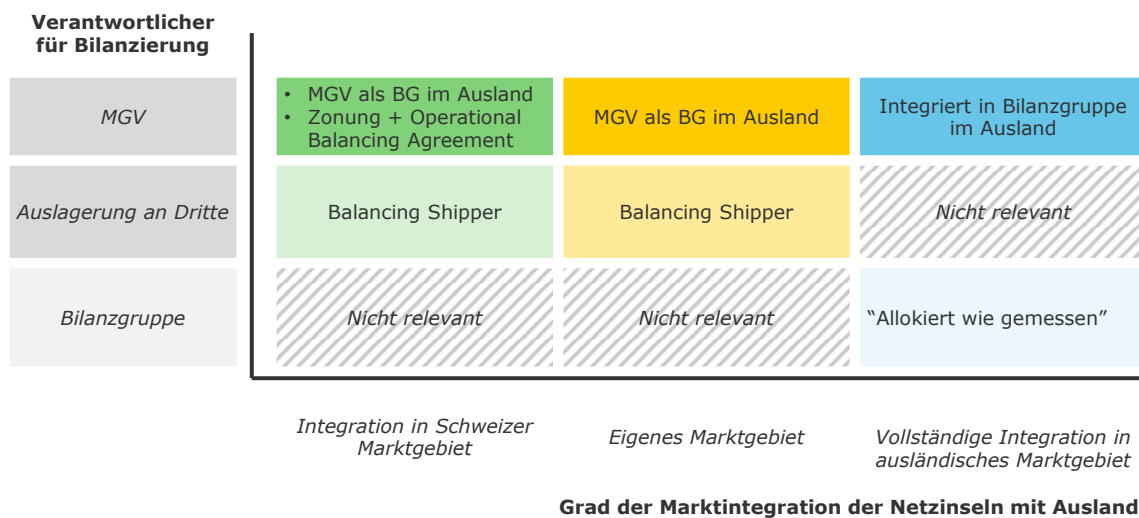
Die erste Möglichkeit ist, dass die Lieferanten und damit die Bilanzgruppen, denen die Lieferanten zugeordnet sind, diese Aufgabe selbst übernehmen.

Die zweite Möglichkeit ist, die Verantwortung formal auf den MGV zu übertragen. Dies entlässt die BG allerdings nicht aus der Verantwortung für die Ausgleichsenergie aufzukommen, da dem MGV für den Bilanzausgleich Kosten entstehen.

Die dritte Möglichkeit besteht darin, die Verantwortung für den Bilanzausgleich formal einem ausgewählten Marktteilnehmer bzw. einer bestimmten BG zuzuweisen. Naturgemäss übernimmt dies in den Fällen, in denen von dieser Möglichkeit Gebrauch gemacht wird, der angestammte grösste Versorger in dem Versorgungsgebiet bzw. seine Bilanzgruppe. Alternativ kann der Dritte, auf den die Verantwortung für die Bilanzierung ausgelagert wird, auch über ein wettbewerbliches Verfahren bestimmt werden.

Kombiniert man beide Gestaltungsoptionen, nämlich die Zuweisung der Netzi Insel zu einem Marktgebiet und die formale Verantwortung für die Bilanzierung in der Netzi Insel, ergeben sich die in Abbildung 26 dargestellten Modelle. Diese werden nachfolgend erläutert, wobei wir uns auf sechs der neun theoretisch möglichen Kombinationen beschränken.

Wir gehen davon aus, dass die drei übrigen Fälle nicht relevant sind. So erübrigt sich die Benennung eines Balancing Shippers, wenn eine Netzi Insel in ein ausländisches Marktgebiet integriert wird (dritte Spalte). Analog kann die Abrechnung der BG sowohl bei einer vollständigen Integration in das Schweizer Marktgebiet als auch bei der Schaffung eines separaten Marktgebiet wie üblich über die dieser zugeordneten Messwerte erfolgen, so dass keine zusätzlichen Vorgaben (dritte Zeile) erforderlich sind.



Legende: MGV – Marktgebietsverantwortlicher, BG – Bilanzgruppe

Abbildung 26: Übersicht zu Modellen zur Gasbilanzierung in Netzeinseln

Quelle: DNV GL

Unserem Verständnis nach funktionieren die beiden Netzeinseln Kreuzlingen und Tirol derzeit im Wesentlichen nach dem Modell eines Balancing Shippers, wobei aufgrund der spezifischen Regeln dort eher von einem eigenen Marktgebiet als von einer Integration in das Schweizer Bilanzierungsgebiet gesprochen werden kann. In beiden Netzeinseln fungieren die grössten Versorger als Balancing Shipper.

Zugleich bestehen Unterschiede zwischen den beiden Netzeinseln. In Kreuzlingen gehen wir davon aus, dass das Verbrauchsprofil durch den deutschen Lieferanten zur Verfügung gestellt wird, wobei die Ausgleichsenergie vermutlich auf bilateraler Basis zwischen den Versorgern abgerechnet wird. Im Tessin wird ein Teil des benötigten Verbrauchsprofils durch einen Vollversorgungsvertrag mit dem italienischen Versorger ENI abgedeckt (ca. 60%), einen anderen Teil beschafft der REG AIL am VAP (PSV). Dazu führt AIL ein Bilanzkonto in Italien, ist aber de facto immer ausgeglichen.⁶⁸

Integration in das Schweizer Marktgebiet und Ausgleich durch den MGV

In diesem Modell sind die Netzeinseln formal in das Schweizer Marktgebiet integriert, während die Versorgung physisch weiterhin direkt aus dem Ausland erfolgt. Alle GÜP sind Entry-Punkte aus anderen Marktgebieten. Zugleich obliegt dem MGV des integrierten Marktgebiets Schweiz die formale Verantwortung, die Bilanzierung (auch) in den Netzeinseln zu organisieren.

Operativ werden die Ungleichgewichte zwischen dem prognostizierten und dem tatsächlichem Verbrauch in der Netzeinsel untertäglich bzw. am Tagesende erfasst und über eine der beiden folgenden Möglichkeiten ausgeglichen:

- Die Ungleichgewichte werden im Rahmen eines Operational Balancing Accounts bzw. eines Operational Balancing Accounts bzw. Agreements (OBA) in das allgemeine Marktgebiet (Transitleitung) verschoben. Dies geschieht, indem zunächst die GÜP zu den Netzeinseln mit nahegelegenen grösseren GÜP zwischen der Schweiz und dem Ausland zusammengelegt werden. Dies wird als Zonung bezeichnet. Bei Kreuzlingen bietet sich z.B. der GÜP Wallbach an. Die Zonung

⁶⁸ Informationen des BFE.

könnte auf weitere kleinere GÜP zwischen NCG und der Schweiz ausgedehnt werden. Im Fall des Tessins liegt die Zonung des GÜP Griespass mit dem GÜP zum Tessin nahe. Es wird somit so getan, als wären die Ungleichgewichte nicht an den GÜP zu den Netzeinseln bzw. bei der Abnahme dort entstanden, sondern am Haupt-GÜP der Zonung, also z. B. Wallbach.

Die Regeln zur operativen Umsetzung werden in einem Operational Balancing Agreement (OBA) zwischen den FNB bestimmt. Darin werden Regeln definiert, wie Gasflussmengen am GÜP zu bestimmen sind und wie mit Ungleichgewichten zwischen nominierten und gemessenen Gasmengen umgegangen werden soll.⁶⁹ De facto werden mittels des OBA die Fehlmengen aus den Netzeinseln erfasst und zu den Mengen am Haupt-GÜP addiert. Auf der Grundlage des OBA gleichen die Netzbetreiber durch Steuerung / Anpassung des physischen Flusses am grösseren GÜP zeitnah (untertägig) die gesamte Fehlmenge aus, z. B. bis zum Tagesende oder am nächsten Tag. Ein Praxisbeispiel dazu findet sich unten.

- Alternativ könnte der MGV die erfassten Ungleichgewichte direkt im ausländischen Marktgebiet durch entsprechende Gegengeschäfte am dortigen VAP egalisieren und einen entsprechend Transport zwischen dem ausländischen VAP und dem GÜP der Netzeinsel nominieren. Voraussetzung dafür ist, dass der Schweizer MGV als BG im ausländischen Marktgebiet erfasst ist.

Unabhängig der gewählten Variante zum physischen Ausgleich kommt in diesem Modell überall im Marktgebiet ein einheitliches AE-System zur Anwendung. Die Lieferanten und der BGV der Netzeinsel sind Bestandteil des Schweizer Marktgebiets. Der Vorteil für BGV bzw. Lieferanten ist, dass sie bilanzielle Ungleichgewichte bei der Versorgung von Kunden in der Netzeinsel mit ihrem allgemeinem Portfolio in der Schweiz "poolen" können und nur für die residuale Ausgleichsenergie nach dem AE-System des integrierten Marktgebiets zahlen.

Dadurch dass ein integriertes Marktgebiet besteht, können finale Differenzmengen der BG für die Netzeinseln nicht separat abgerechnet werden. Zugleich entsteht aber bei den beteiligten Netzbetreibern bzw. dem MGV ein Zusatzaufwand für die Abwicklung des OBA. Mögliche Differenzkosten zwischen den Kosten bei der Abwicklung der Ungleichgewichte und den Netto-Ausgleichsenergiekosten, die die BG entrichten, müssen über alle BGV oder Verbraucher sozialisiert werden.

Eine Variante dieses Modelles ist seit mehreren Jahren an der Grenze zwischen der Schweiz und Frankreich von GRTgaz und Gaznat umgesetzt.

In abgewandelter Form wird dieses Modell auch im Grenzbereich zwischen Österreich und Deutschland angewendet (siehe Beispiel unten). Allerdings sollte dabei beachtet werden, dass dort das OBA nicht dazu verwendet wird, um die Saldo-Menge der Verbräuche in den bei der Zonung zusammengefassten Mengen untertägig auf Mengen im Hauptstrom zu übertragen und damit die Bilanzierung physisch über das OBA zu realisieren. Im Beispiel unten wird vielmehr die Kombination aus Zonung und OBA dazu verwendet, physisch unausgeglichene Saldo-Mengen am nachfolgenden Tag über einen Naturalausgleich mit Gas auszugleichen. Dies bedeutet aber, dass der untertägige physische Ausgleich von Fehlmengen für die Verbraucher jeweils im Bilanzgebiet des jeweiligen Nachbarlandes erfolgt.

⁶⁹ Nach dem BDEW/VKU/GEODE- Leitfadens Geschäftsprozesse für das Bilanzkreismanagement Gas in Deutschland ist werden in einem Operational Balancing Account fortlaufend die Differenzen zwischen der Summe der stündlich gemessenen Gasmengen und der Summe der für diese Stunde allokierten Gasmengen an einem (Übergabe-)Punkt dokumentiert. Die Grundlage ist eine bilaterale Vereinbarung zwischen zwei angrenzenden Netzbetreibern. Ein OBA wird auch an mengengesteuerten Anschlusspunkten zwischen Infrastrukturbetreiber und angrenzenden Netzbetreiber eingesetzt, wo das Allokationsverfahren „allokiert wie nominiert“ genutzt wird.

Länderbeispiel Deutschland - Österreich

Im Grenzbereich zwischen Süddeutschland und Österreich gibt es 4 Gemeinden (Schärding, Simbach, Ach und Laufen), von denen jeweils 2 Gemeinden in beiden Ländern aus dem jeweils anderen Land physisch versorgt werden. Diese Gemeinden sind dem Marktgebiet NCG bzw. Österreich Ost zugeordnet.

Um den deutschen Kunden in diesen Gemeinden den Lieferantenwechsel zu ermöglichen, hat die Bundesnetzagentur mit NCG ein spezifisches Verfahren entwickelt und bis 2015 angewandt. Dieses sah die Ausschreibung von Regelenergie unter BG vor, die im MG Ost in Österreich registriert sind – analog zum Verfahren für die westdeutschen Gemeinden, die physisch am niederländischen Netz hängen (siehe Modellbeschreibung unten). Dieses Verfahren wurde 2015 abgelöst.

Seit Ende 2015 kooperieren die beiden MGV und die betroffenen Netzbetreiber dahingehend, dass die Tagesverbräuche der vier Gemeinden einer gemeinsamen Zonung unterliegen und saldiert werden. Dazu ermitteln die VNB die Messwerte des Vortags aller 4 GÜP im Verteilnetz.

Im zweiten Schritt werden die Mengen saldiert und an den MGV AGGM in Österreich Ost weitergegeben.

Schliesslich wird der Saldo des Vortags auf den GÜP Freilassing zwischen den deutschen und österreichischen VNB als Sollwertvorgabe übertragen. Dazu "nominiert" AGGM die netto /physisch nach Deutschland geflossene Saldomenge als Steuerfahrplan am GÜP Freilassing wieder retour in das Marktgebiet Österreich Ost. In der Regel überwiegt der Verbrauch in den beiden deutschen Gemeinden, so dass die Saldomenge am Nachfolgetag fahrplanmässig als Rückfluss nach Österreich nominiert wird. Die Rückabwicklung von Nettomengen wird über eine gemeinsame OBA-Vereinbarung für die 4 GÜP gesteuert (welche die individuellen Netzkoppelungskonten der Netzbetreiber ablöst bzw. ergänzt).

Die Ausgleichsenergie wird den Lieferanten der Kunden in den Gemeinden auf beiden Seiten der Grenze gemäss den Regeln des jeweiligen Landes in Rechnung gestellt.

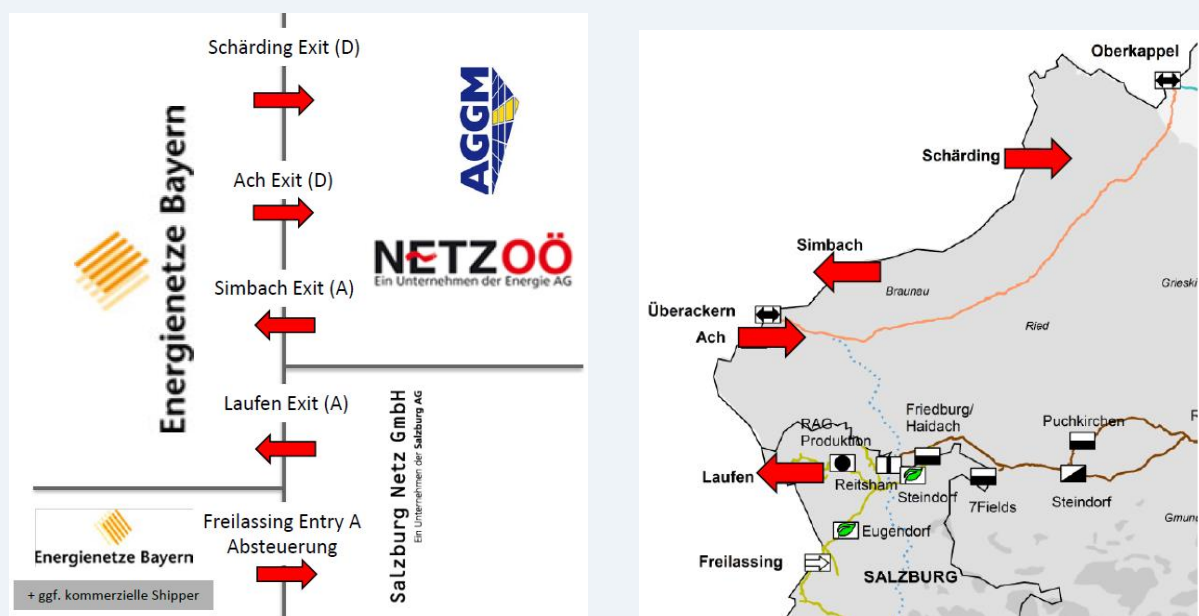


Abbildung 27: Illustration der Gasbilanzierung in grenznahen Gemeinden in Deutschland und Österreich auf der Grundlage einer Zonung und eines Operational Balancing Agreement

Quelle: AGGM

Integration in das Schweizer Marktgebiet und Nutzung eines Balancing Shippers in den Netzeinseln

Grundsätzlich bestehen in diesem Modell dieselben Voraussetzungen wie in dem Modell oben. Allerdings wird die Verantwortung für den Bilanzausgleich in den jeweiligen Netzeinseln formal auf einen Dritten, den sogenannten Balancing Shipper, übertragen. Als Balancing Shipper fungiert ein Dienstleister, welcher im ausländischen Marktgebiet als BG registriert ist. Er übernimmt die Verantwortung für die residuale Ausgleichsenergie der Netzeinsel, indem er die residualen Ausgleichsenergiemengen in seine eigene BG im ausländischen Marktgebiet übernimmt. Dort werden sie gemäss der dortigen AE-Preise abgerechnet. Beim Balancing Shipper handelt es sich z.B. um den Versorger, der die meisten Kunden in der Netzeinsel versorgt⁷⁰ oder um einen Dienstleister, der über ein wettbewerbliches Verfahren bestimmt wird. Vertraglich werden die Endkunden jedoch von ihrem jeweiligen Lieferanten versorgt, der damit auch das Ausgleichsenergie-Risiko trägt.

Dieses Verfahren wird u. a. von NCG zur Versorgung einzelner Gemeinden in Westdeutschland angewandt, die nur an das niederländische Netz angeschlossen sind. Dieses Verfahren wurde bis 2015 auch für die deutschen Gemeinden Laufen und Simbach, die über das Marktgebiet Ost in Österreich versorgt werden und an das österreichische Verteilnetz angeschlossen sind, angewandt. Seit Ende 2015 wird allerdings dort das Modell der Zonung in Verbindung mit einem OBA umgesetzt (siehe oben).

Länderbeispiel: Balancing Shipper zur Versorgung deutscher Gemeinden aus den Niederlanden

Wenige westdeutsche Gemeinden sind nicht mit dem deutschen Netz verbunden und werden über die Niederlande versorgt. Um den Kunden dort den Versorgerwechsel zu ermöglichen, führt der MGV NCG seit einigen Jahren ein spezifisches, reguliertes Verfahren durch.

NCG schreibt einen Vollversorgungsvertrag (mit TTF-Indexierung) im Marktgebiet Niederlande aus. Dieser Vertrag beinhaltet die physische Vollversorgung samt Bilanzierung der deutschen Kunden. Damit fungiert der Vertragspartner von NCG als Balancing Shipper für diese Kunden.

Der Vertrag sieht die Übergabe der Verbrauchsmengen an den GÜP zu den Gemeinden vor (in angedeutet durch die Mengen m_1 und m_2 für Kunden in verschiedenen Gemeinden; Schritt 1). Dort übernimmt NCG vertraglich die Mengen. NCG bucht auch die dafür notwendige Kapazität am Entry-Punkt. Damit befindet sich das Gas de facto im deutschen Marktgebiet. Die Kosten gehen in die Netzentgelte ein.

Zugleich beschaffen die deutschen Lieferanten die prognostizierten Gasmengen für ihre Kunden (Mengen n_1 und n_2 für 2 Lieferanten in diesem Beispiel) und liefern sie ins Marktgebiet NCG (Schritt 2 in der Abbildung). Zudem werden die Prognosefehler der deutschen Lieferanten nach dem Ausgleichsenergiesystem von NCG abgerechnet und auf die Lieferanten gewälzt (Schritt 3).

Da die Verbrauchsmengen damit zweimal ins Marktgebiet NCG eingeführt wurden, veräussert NCG die gemessenen Mengen, die vom Vollversorger am GÜP bereitgestellt wurden, als negative Regelleistung am VAP⁷¹ (Schritt 4).

Die Differenzkosten aus dem Vertrag mit dem Balancing Shipper, den Erlösen durch die Vermarktung von negativer Regelleistung fließen in die Regelleistung-Umlage ein.

⁷⁰ Aufgrund bestimmter Gründe, die hier nicht näher erläutert werden sollen und im Ermessen des MGV bzw. der Regulierung liegen

⁷¹ TTF, NCG

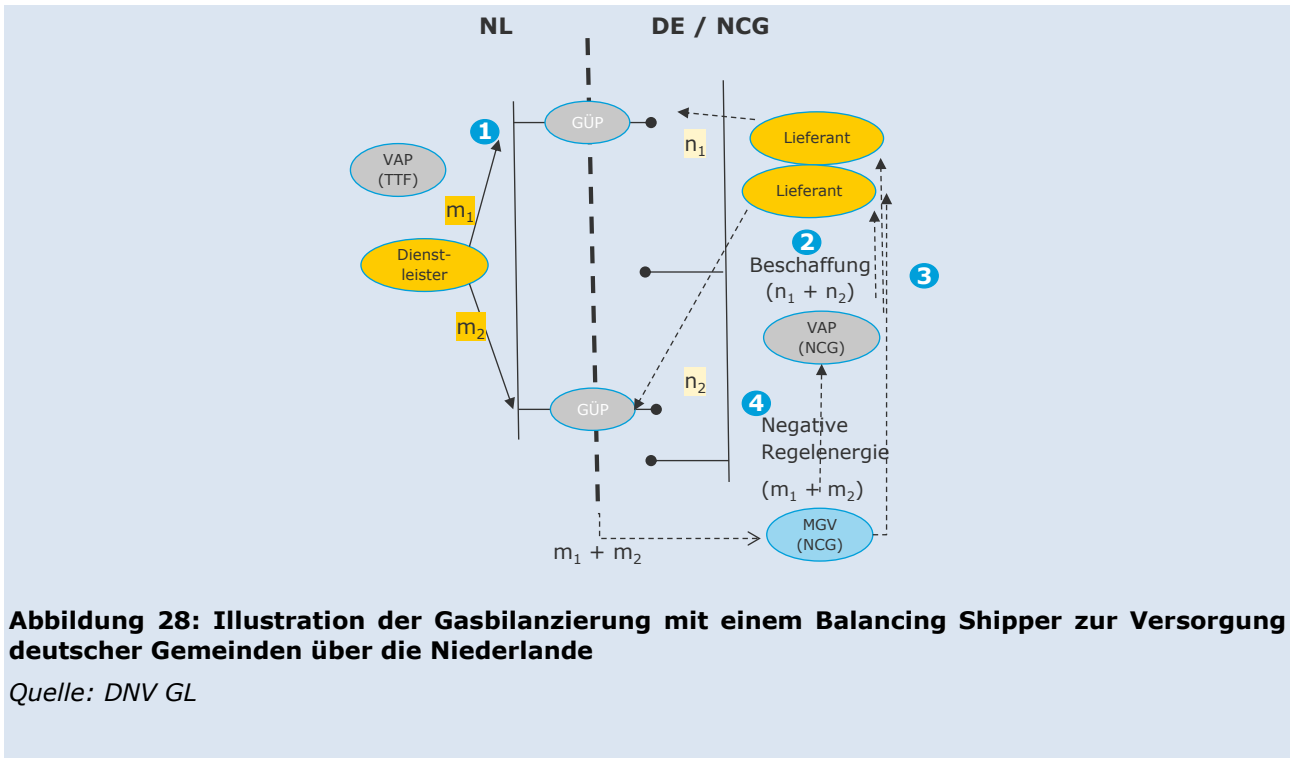


Abbildung 28: Illustration der Gasbilanzierung mit einem Balancing Shipper zur Versorgung deutscher Gemeinden über die Niederlande

Quelle: DNV GL

Eigenes Marktgebiet in der Netzinsel

Bildet die Netzinsel formal ein eigenes Marktgebiet, ergeben sich für den Bilanzausgleich zwei Möglichkeiten, die auch bei der Integration in ein gemeinsames Schweizer Marktgebiet in Frage kommen:

- Bilanzausgleich durch den MGV
- Auslagerung des Bilanzausgleichs an einen Dritten / Balancing Shipper

Im ersten Fall übernimmt der MGV die Verantwortung und gleicht Ungleichgewichte in dem ausländischen Marktgebiet, aus dem die Netzinsel versorgt wird, durch entsprechende Gegengeschäfte am VAP des benachbarten ausländischen Marktgebiets aus. Dazu ist eine Registrierung des MGV der Netzinsel als BGV in dem ausländischen Marktgebiet notwendig.

Dieses Verfahren wird derzeit in den separaten Marktgebieten Tirol und Vorarlberg unter der Modellbezeichnung COSIMA angewandt (siehe unten).

Alternativ steht wiederum die Möglichkeit der Kontrahierung eines Balancing Shippers offen. Hierbei werden allfällige Ungleichgewichte zu AE-Preisen des ausländischen Marktgebiets mit dem Balancing Shipper abgerechnet.

In beiden Fällen werden die Ungleichgewichte der BG im Marktgebiet der Netzinsel entweder gemäss den Bilanzierungsregeln des eigenen Marktgebiets oder alternativ zu ausländischen AE-Preisen abgerechnet. Diese Entscheidung stellt ein Spezifikum der Lösung eines eigenen Marktgebiets dar und obliegt der Regulierung. Differenzkosten zwischen den Kosten, die dem MGV der Netzinsel entstehen, und den AE-Beträgen, die die BG im Marktgebiet der Netzinsel entrichten, werden über alle BGV sozialisiert. Die Kosten des MGV der Netzinsel entstehen entweder aus den vertraglichen Verpflichtungen mit dem Balancing Shipper oder aus eigenen VAP Geschäften im ausländischen Marktgebiet. Im letztgenannten

Fall wäre der MGV der Netzeinsel eine Bilanzgruppe im ausländischen Marktgebiet und fungierte damit wie ein Balancing Shipper.

Während das Modell eines eigenen Marktgebiets in den Netzeinseln eine gewisse Komplexität mit sich bringt, liesse sich eine Vereinfachung dadurch erreichen, dass der MGV der Netzeinsel mit dem MGV des integrierten Schweizer Marktgebiets (ohne Netzeinseln) übereinstimmt. Allerdings würde er an spezifische Regeln für das Marktgebiet der Netzeinseln gebunden sein.

Länderbeispiel: COSIMA (Tirol/Vorarlberg)⁷³

Die beiden österreichischen Regionen Tirol und Vorarlberg bilden jeweils ein separates Marktgebiet, die verschieden sind vom grossen Marktgebiet Österreich Ost. Hintergrund ist, dass beide Regionen aus Deutschland mit Gas versorgt werden.

Beide Marktgebiete haben ein eigenes Marktrollenmodell und eine eigene Ausgleichsenergie-Systematik im Vergleich zum MG Österreich Ost, die aber kongruent zueinander sind. Um den Bedarf der Anpassung der Regelwerke in Österreich und Deutschland so gering wie möglich zu halten, wurde für beide Regionen das Cosima Modell („Cross-border Operating Strongly Integrated Market Area“) aufgesetzt.

Darin wirkt der Verteilergiebtsmanager (VGM) in Tirol und Vorarlberg als Bilanzierungs-Verantwortlicher.⁷⁴

Die wesentlichen Abläufe lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Der VGM bucht die erforderliche Kapazität zur Versorgung von Endkunden in Tirol und Vorarlberg, ohne eine Zuordnung der gebuchten Kapazitäten zu einzelnen Bilanzkreisen in Deutschland bzw. Bilanzgruppen in Österreich vorzunehmen.
- Der deutsche Lieferant (als Spiegelbild des Lieferanten in Österreich) übergibt die Gasmengen für die von ihm in Tirol / Vorarlberg versorgten Endverbraucher am VAP NCG an den VGM nach deutschen Marktregeln (Nummer 1 in Abbildung 29). Zugleich gehen beim VGM Nominierungen der österreichischen Lieferanten zur Belieferung von Kunden in der Netzeinsel ein (Schritt 2).
- Der VGM organisiert den Weitertransport nach Tirol und Vorarlberg auf der Grundlage der Kapazitätsbuchungen (Schritt 3).
- Auf der Grundlage (unter-)täglicher Übergabemesswerte durch den deutschen FNB (Schritt 4) beschafft der VGM untertäglich externe Regelenergie am VAP von NCG zum Systemausgleich in Tirol/ Vorarlberg (Schritt 5). Auf diese Weise stellt er den Saldo der Ungleichgewichte des Verbrauchs der österreichischen Kunden glatt. Die Regelenergie-Mengen werden wieder an den GÜPs nominiert.
- Zur Abrechnung leitet der österreichische VNB Übergabemesswerte des deutschen FNB (Schritt 6) und Messwerte bei der Ausspeisung zu österreichischen Endverbrauchern an die Bilanzgruppen in der Netzeinsel und den Bilanzgruppenkoordinator⁷⁵ (Schritt 7). Ebenfalls gehen beim BKO Fahrpläne der Netzeinsel-Bilanzgruppen, VHP Nominierungen sowie

⁷³ Informationen von E-Control und AGGM

⁷⁴ Der Verteilergiebtsmanager in Tirol/ Vorarlberg, AGGM, ist mit dem in Österreich Ost identisch, füllt aber diese Funktionen in den Marktgebieten unabhängig voneinander aus.

⁷⁵ Dies entspricht einer spezifischen Marktrolle in Österreich, die u.a. für die Beschaffung eines Vorhalteprodukts für Regelenergie und die Abrechnung von Ausgleichsenergie zuständig ist; hiernach kurz als BKO bezeichnet.

Integration in ausländisches Marktgebiet mit Verantwortung der BGV für den Bilanzausgleich

Hierbei besteht die Netzinsel formal weiter. Inländische BGV melden Lieferfahrpläne am GÜP zur Netzinsel an. Abweichend von der üblichen Regelung „Allokiert wie nominiert“ gilt für die GÜP zur Netzinsel jedoch das Prinzip „allokiert wie gemessen“: Der durch den Netzbetreiber der Netzinsel am GÜP gemessene Import wird gemäss dem in der Netzinsel gemessenen bzw. analytisch bestimmten Verbrauch auf die einzelnen Bilanzgruppe verteilt und in Form virtueller Messwerte auf den GÜP übertragen. Damit übernimmt die jeweils einer inländischen BG zugeordnete ausländische Bilanzgruppe die entsprechenden Mengen, welche somit in die allgemeine Bilanzierung im ausländischen Marktgebiet eingehen. Dort werden sie als Teil der allgemeinen Abrechnung von Ausgleichsenergie verrechnet. Die Versorger in der Netzinsel werden damit den gleichen Ausgleichsenergiekosten belastet wie BG im ausländischen Marktgebiet.

Die Einführung dieses Modells setzt voraus, dass die Versorger in der Netzinsel bzw. ihr Pendant auf der anderen Seite der Grenze einer Bilanzgruppe im Ausland zugeordnet sind.

4.2 Modellbewertung

Nachfolgend bewerten wir die vorgestellten Modelle nach den in Tabelle 13 genannten Kriterien. Diese entsprechen weitestgehend den Kriterien, die bereits in der ersten Studie 2015 verwendet wurden. Auf eine Prüfung der Kompatibilität mit regulatorischen Vorgaben und der Praxis in der EU verzichten wir an dieser Stelle, da der NC BAL keine spezifischen Vorgaben dazu macht und wir den derzeitigen gesetzlichen Rahmen in dieser Hinsicht für anpassungsfähig halten.

Tabelle 13: Kriterien zur Beurteilung von Modellen zur Gasbilanzierung in Netzinseln

Kriterium	Parameter / Erläuterung
Versorgungssicherheit	<ul style="list-style-type: none">• Gewährleistung ausreichender Flexibilität
Effizienz (Kosten, Organisation)	<ul style="list-style-type: none">• Komplexität und Kosten (Organisation, IT etc.)• Risiko Marktmacht / Quersubventionierung
Wirkung auf Markt/ Wettbewerb	<ul style="list-style-type: none">• Ausgleichsenergie-Risiko• Diskriminierungspotenzial
Umstellung / Machbarkeit	<ul style="list-style-type: none">• Umstellungsaufwand• Kompatibilität Rollenmodell• Politische Akzeptanz („1 Marktgebiet“)• Abhängig von Mitwirkung des Auslands

Quelle: DNV GL

Versorgungssicherheit meint, inwieweit ausreichend Flexibilität zur Verfügung steht, um kurzfristige Risiken für die Versorgungssicherheit, die aus der untertägigen Bilanzierung erwachsen können, zu gewährleisten.

Die Effizienz bezieht sich auf die Kosten und die Organisation des Bilanzausgleichs und berücksichtigt Kosten für IT, Organisation, Umstellung, etc., sowie das Risiko der Ausübung von Marktmacht oder einer möglichen Quersubventionierung.

Die Wirkung auf den Markt / Wettbewerb ergibt sich zum einen aus dem allgemeinen AE-Risiko und der AE-Systematik und zum anderen aus einem möglichen Potenzial der Ungleichbehandlung / Diskriminierung. Dies kann im Zusammenhang stehen mit einer nicht verursachungsgerechten Verrechnung von Kosten oder der unausgeglichene Anwendung und Verrechnung von AE und Pönalen. Aus der Ungleichbehandlung können sich Marktzutrittsbarrieren ergeben.

Die Umstellung auf ein anderes Bilanzierungsmodell bringt verschiedene Veränderungen und Anforderungen mit sich. Zum einen ergeben sich Fragen der Durchführbarkeit. Diese hängen zusammen mit der Kompatibilität mit dem Rollenmodell, der politischen Akzeptanz in der Schweiz und der allenfalls notwendigen Mitwirkung des Auslands (Regulierung). Zum anderen ist entscheidend, mit welchem einmaligen Umstellungsaufwand zu rechnen ist.

Tabelle 14 fasst unsere übergreifende Bewertung der verschiedenen Modelle zusammen.

Tabelle 14: Abschliessende Beurteilung der Modelle zur Gasbilanzierung in Netzeinseln

	MG-CH			MG-CH2			MG-extern		
	MGV	Balancing	Shipper	MGV	Balancing	Shipper	MGV	BGV	
Versorgungssicherheit	+	+		+	+		+	+	• Gewährleistung ausreichender Kapazität
Effizienz (Kosten, Organisation)	-	+		-	+		+	+	• Kosten (Organisation, IT etc.)
	+	-		+	-		+	+	• Risiko Marktmacht / Quersubventionierung
Wirkung auf Markt/Wettbewerb	+	+		-	-		+	+	• AE-Risiko
	+	-		+	-		+	+	• Diskriminierungspotenzial
Umstellung / Machbarkeit	-	(+)		+/-	(+)		-	(+)	• Umstellungsaufwand
	+	-		(-)	-		+	+	• Kompatibilität Rollenmodell
	+	+		(+)	(+)		-	-	• Politische Akzeptanz („1 Marktgebiet“)
	-	+		+	+		-	-	• Abhängig von Mitwirkung des Auslands

Quelle: DNV GL

Grundsätzlich sind alle Modelle darauf ausgelegt, den Bilanzausgleich sicherzustellen, und sollten sich nicht negativ auf die Versorgungssicherheit auswirken.

- Die beiden Modelle, in denen die Netzeinsel faktisch dem ausländischen Marktgebiet unterstellt wird, bieten hinsichtlich Effizienz und Markt-/Wettbewerbswirkung Vorteile. Zugleich ist die Kompatibilität durch die Übertragung der Regeln des ausländischen Marktgebiets gegeben. Als grosses Hindernis stellt sich allerdings heraus, dass damit zum einen die Idee einer integrierten Bilanzierungszone in der Schweiz unter Berücksichtigung der Netzeinseln aufgegeben wird und man die Netzeinsel faktisch

der Regulierung im Ausland unterstellt. Dies mag nicht nur in der Schweiz schwerlich politisch akzeptabel sein, sondern muss auch bei dem ausländischen Marktgebiet und der Regulierung dort auf Zustimmung stossen.

- Die beiden Modelle mit einem Balancing Shipper – sei es dass die Netzzinseln vollständig in das Schweizer Marktgebiet integriert sind oder ein separates Marktgebiet bilden – haben neben Vorteilen verschiedene Nachteile. Diese ergeben sich aus dem Umstand, dass die Bilanzierung von einem Marktteilnehmer übernommen wird. Eine wettbewerbliche Ausschreibung dieser Dienstleistung ermöglicht grundsätzlich eine kostengünstige Beschaffung und Bilanzierung, auch wenn damit zu rechnen ist, dass diese Dienstleistung immer mit spezifisch höheren Kosten einhergehen wird, als wenn die Netzzinsel über die Schweiz versorgt würde. Dieses Dienstleistungsverhältnis versetzt den Balancing Shipper in eine privilegierte Lage, die ihm Vorteile bei der Portfoliooptimierung verschafft und ein Risiko der Ausübung von Marktmacht und der Quersubventionierung beinhaltet. Denn der Balancing Shipper erhielte Informationen über das Ungleichgewicht in der gesamten Netzzinsel, die es ihm erlaubten, auf das Ungleichgewicht seines Portfolios und seiner Wettbewerber, die ebenfalls in die Netzzinsel liefern, zu schliessen.


Ein Unterschied zwischen beiden Modellen liegt in dem unterschiedlichen AE-Risiko für BG begründet: Da die BG der Netzzinsel ihre Ungleichgewichte nicht mit Ungleichgewichten bei der Belieferung von Kunden in anderen Teilen der Schweiz „poolen“ können, ergeben sich tendenziell höhere Ausgleichsenergiekosten für sie. Zudem können sich Unterschiede in den Ausgleichsenergiepreisen /-kosten für die Bilanzgruppen ergeben. Nur wenn in der Netzzinsel und im Bilanzierungsgebiet die AE-Preise des Auslands für die Abrechnung der Schweizer Bilanzgruppen zugrunde gelegt werden, werden Bilanzgruppen in beiden Modellen gleichgestellt. Im anderen Fall würden die Bilanzgruppen der Netzzinsel andere AE-Preise zahlen als im restlichen Schweizer Bilanzierungsgebiet.

Bezüglich des Umstellungsaufwands sind beide Modelle eines Balancing Shippers ähnlich zu beurteilen: Grundsätzlich sind beide Modelle mit einem geringen Umstellungsaufwand verbunden und sollten auf politische Akzeptanz stossen - nicht zuletzt, weil die Mitwirkung des Auslands kein entscheidendes Hindernis darstellt. Dies zeigt z. B. die Erfahrung von NCG mit der Ausschreibung eines Vollversorgungsvertrags im niederländischen Markt für die Versorgung einiger kleiner Gemeinden im Grenzgebiet zwischen Deutschland und den Niederlanden. Allerdings verstösst das Konzept des Balancing Shippers gegen das Rollenmodell der Bilanzgruppen, da es einem Marktteilnehmer eine besondere Rolle zuweist.

- Die Modelle, in denen der MGV –wie üblich- die Bilanzierung verantwortet, sind ähnlich zu bewerten, wobei noch zu bestimmen wäre, ob der MGV des integrierten Schweizer Bilanzierungsgebiets die Bilanzierung in der Netzzinsel verantwortet, auch wenn diese als eigenes Marktgebiet weiterexistiert, oder ob dafür zwei verschiedene Organisationen zuständig sein sollen. -

Zugleich sind Unterschiede auszumachen, die aus der Zuweisung der Netzzinsel zu einem Marktgebiet resultieren. Da der MGV die Bilanzierung übernimmt (sei es der inländische oder der ausländische), ist das Risiko von Marktmacht / Quersubventionierung und Diskriminierungspotenzial nicht vorhanden. Zugleich ist zu erwarten, dass einmalige oder dauerhafte Kosten v.a. dann auftreten, wenn der Schweizer MGV die Bilanzierung übernimmt. Hierzu muss entweder ein OBA mit den beteiligten Netzbetreibern und dem ausländischen MGV aufgesetzt werden oder der Schweizer MGV muss sich als BGV im ausländischen Marktgebiet registrieren.

Beispielsweise zeigt die Erfahrung bzgl. der Umstellung auf eine Zonung mit OBA im „kleinen Grenzverkehr“ zwischen Deutschland und Österreich, dass hierfür eine 1-2 jährige Vorbereitungszeit



notwendig war, welche erhebliche Ressourcen bei den beteiligten Marktteilnehmern band. Beispielsweise muss Einigkeit über abrechnungsrelevante Messwerte erzielt werden, Verträge sowie die Prozesse zur Kapazitätsbuchung und -nutzung, (RE-)Nominierung, usw. müssen umgestellt werden und eine gewisse Automatisierung implementiert werden, z. B. um Einschränkungen bei der operativen Netzsteuerung (kein 24x7 Betrieb) zu umgehen.

Nachteilig ist für BG wiederum, wenn sie Ungleichgewichte nicht über die Netzinsel hinaus „poolen“ können und höhere Ausgleichsenergiesrisiken tragen.

Die Nachteile der Einbindung der Netzinsel in das ausländische Marktgebiet bzgl. politischer Akzeptanz auf beiden Seiten der Grenze wurden oben angesprochen; allerdings ist die Lösung mit Zonung und OBA ebenfalls von der Mitwirkung des Auslands abhängig.

4.3 Vorschlag für die zukünftige Bilanzierung

Auf der Grundlage der oben dargestellten Bewertung empfehlen wir grundsätzlich eine Integration der beiden Netzinseln in ein grösseres Marktgebiet. Die Schaffung eigener Marktgebiete ist aufgrund der geringen Verbrauchsmengen und der hohen Risiken für unabhängige Lieferanten abzulehnen.

Mit Blick auf die physischen Gegebenheiten und zum Zweck der möglichst einfachen Bilanzierung läge es nahe, eine vollständige Integration der beiden Netzinseln in das jeweils benachbarte ausländische Marktgebiet anzustreben. Hierbei kämen sowohl eine formale Integration unter der Verantwortung des ausländischen FNB bzw. MGV oder, zumindest als Übergangslösung, ein direkter Übertrag aller Verbrauchsmengen an ausländische BGV in Betracht (d.h. Modell „Allokiert wie gemessen“). Allerdings würde dies dauerhaft zu einer Trennung vom allgemeinen Schweizer Gasmarkt führen und könnte somit auch in strukturellen preislichen Unterschieden resultieren.

Alternativ wäre es denkbar, die Netzinseln stattdessen vollständig in das gesamtschweizerische Marktgebiet zu integrieren. In diesem Falle empfehlen wir die Verwendung von OBAs. Damit soll ein effektiver Übertrag der Abweichungen aus den Netzinseln in das allgemeine Marktgebiet Schweiz zu erreicht werden und somit auch die Liquidität der Regelenergiebeschaffung am VAP Schweiz zu unterstützt werden. Dies gilt unter der Voraussetzung, dass diese Lösung von der Schweiz und dem Ausland befürwortet wird.

Als Übergangslösung wäre allenfalls die Kontrahierung eines Balancing Shippers möglich. Allerdings sollte dieses Konstrukt nach Möglichkeit auf einen klar begrenzten Zeitraum beschränkt sein. Dadurch soll im Wesentlichen das Risiko der Quersubventionierung und das Diskriminierungspotenzial vermieden werden.

Wir betonen, dass sich der Vorschlag einer Integration mit dem ausländischen Marktgebiet aus dem Bestreben einer möglichst einfachen Bilanzierung in den Netzinseln ergibt, ohne dass wir dabei die Vorteile einer vollständigen Integration der Netzinseln mit dem Bilanzierungsgebiet der Schweiz in Abrede stellen möchten, wie z.B. höhere Liquidität, Pooling-Effekte bei Bilanzgruppen. Allerdings sollte beachtet werden, dass die Verbrauchsmengen in den Netzinseln relativ gering sind und der Effekt auf die Handelsliquidität bei einer Integration in das Schweizer Gebiet gering bleiben wird. Somit ist die Festlegung der Bilanzierung in den Netzinseln letztendlich getrieben von der politischen Entscheidung, ob die Marktgebiete „politischen“ oder „physischen“ Grenzen folgen sollen, sowie von der notwendigen Akzeptanz der angestrebten Lösung im Ausland.

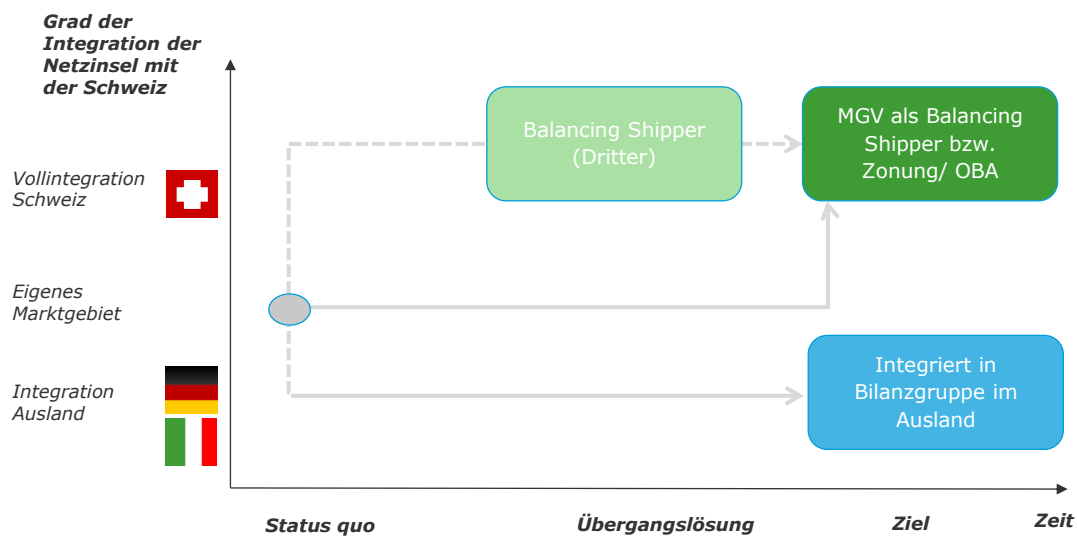


Abbildung 30: Illustration der Weiterentwicklung des Bilanzierungsregimes in den Netzeinseln

Quelle: DNV GL

5 REGULATORISCHE BEHANDLUNG VON GASSPEICHERN

5.1 Einleitung

Die erste Phase des BFE Projekts zu Grundsatzfragen zum Gasbilanzierungssystem in der Schweiz in 2015 erbrachte die Erkenntnis, dass die bisher bestehenden Flexibilitätsquellen in der Schweiz für die kurzfristige Systembilanzierung ausreichend sind. Damit ist der kurzfristige Ausgleich von untertägigen Schwankungen und Ungleichgewichten zwischen Einspeisung und Auspeisung gemeint. Demnach reichen die verfügbaren Flexibilitätsquellen aus, um zukünftig allen oder der überwiegenden Mehrheit der bestehenden Gasnetznutzer den Übergang von der Bilanzierung mit stündlichen Anreizen (heute) zu einer reinen Tagesbilanzierung zu ermöglichen.

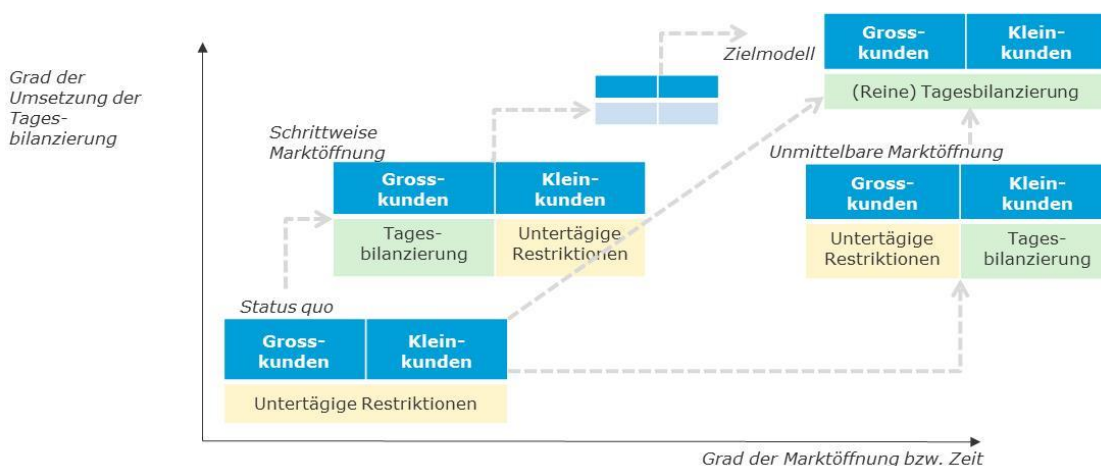



Abbildung 31: Mögliche Entwicklungspfade des Bilanzierungssystems in Abhängigkeit der Marktöffnung

Quelle: DNV GL

Der mögliche Übergang zur Tagesbilanzierung setzt die Nutzung eines erheblichen Teils der vorhandenen Speicherkapazität für den kurzfristigen Systemausgleich voraus. Dies wirft die Frage auf, wie in Zukunft sichergestellt werden kann, dass den Regionalnetzbetreibern (REG) und allenfalls einem übergeordneten Marktgebietsverantwortlichen (MGV) der notwendige Speicherzugriff im notwendigen Mass eingeräumt werden kann. Denn zukünftig sind sie verantwortlich für den Ausgleich auf Systemebene, so dass die Bilanzierung von den Verteilnetzbetreibern / integrierten Unternehmen auf sie übergeht.

Hierbei muss auch berücksichtigt werden, dass die Schweiz noch keine Entscheidung bzgl. der weiteren Marktöffnung getroffen hat. Diese Entwicklungspfade hat die vorangegangene Studie, wie in Abbildung 31 gezeigt, skizziert. Zusammen mit der möglichen (schrittweisen oder sofortigen vollständigen) Tagesbilanzierung ergeben sich verschiedene Entwicklungspfade. Diese müssen sich in der Nutzbarmachung der Speicherkapazität für den Systemausgleich durch die REG oder den MGV widerspiegeln.

In Abschnitt 5.2 fassen wir mögliche Konstellationen von Speichern in der Schweiz zusammen. Darunter verstehen wir zum einen die relative Lage der Gasspeicher auf der regionalen und lokalen Netzebene und zum anderen die Art, wie Gasspeicher gesteuert und gemessen werden können bzw. derzeit betrieben



werden. Darauf aufbauend skizzieren und bewerten wir in Abschnitt 5.35.4 mögliche Modelle zur zukünftigen regulatorischen Behandlung von Speicher. In 5.4 leiten wir aus diesen Erkenntnissen einen Vorschlag zur zukünftigen Behandlung der derzeitigen Speicher in der Schweiz ab, unter Berücksichtigung der verschiedenen Konstellationen hinsichtlich der Zuordnung zu Druckstufen im Netz bzw. der Steuerbarkeit. Abschliessend skizzieren wir eine mögliche Behandlung des französischen Speichers Etrez, der derzeit vom Regionalversorger Gaznat für die Versorgung in der Südwestschweiz eingesetzt wird.

5.2 Mögliche Konstellationen von Speichern in der Schweiz

Um einen Ansatz zu entwickeln, wie zukünftig die Gasspeicher in der Schweiz regulatorisch behandelt werden können, damit dem Bedarf des Netzes für eine ausreichende Flexibilität zur Systembilanzierung Genüge getan wird, ist eine Analyse der Ausgangslage sinnvoll.

Hierzu zeigt Abbildung 32 eine generische Darstellung der möglichen Konstellationen.⁷⁶ Dabei abstrahieren wir weitgehend von der derzeitigen Situation. Dies liegt zum einen daran, dass uns tiefergehende Kenntnisse zu den genauen Eigentumsverhältnissen, Verantwortlichkeiten für den Speicherbetrieb und der genauen Lage im Netz fehlen. Zum anderen ist es gerade das Ziel, ein allgemeingültiges Vorgehen vorzuschlagen, das alle Speicher berücksichtigt. Hierbei gehen wir davon aus, dass zukünftig eine integrierte Bilanzzone vorliegt, in der der Regelenergieeinsatz zwischen den REG koordiniert wird oder durch einen übergeordneten MGV in Absprache mit den REG verantwortet wird.

Die möglichen Konstellationen für Speicher unterscheiden sich nach folgenden Aspekten:

- Lage des Speichers (am Hochdrucknetz, zwischen Hochdruck- und Niederdrucknetz, im Niederdrucknetz)
- Möglichkeit der Rückspeisung ins Hochdrucknetz
- Mess- und Steuerbarkeit.

So können Speicher am Regionalnetz hängen, zwischen Regional- und Lokalnetz liegen oder sich ganz im Lokalnetz befinden.

Zum anderen ist es denkbar, dass Speicher entweder nur unidirektional genutzt werden können oder eine Rückspeisung in dasselbe Netz erlauben. Letzteres ist bei Speichern, die nur am Regionalnetz hängen, die Regel; bei anderen Speichern, die eine Auspeisung ins Lokalnetz vorsehen, ist dies optional. Unserer Erkenntnis nach ist eine Vielzahl der heutigen Speicher an das Hochdrucknetz angeschlossen und erlaubt eine Rückspeisung ins Hochdrucknetz. Dies legen Vergleiche zwischen dem Druck im Hochdrucknetz und den Ein- und Ausgangsdrücken der Speicher nahe.⁷⁷ Entsprechende Daten wurden uns vom BFE zur Verfügung gestellt.

⁷⁶ Diese Überlegungen basieren u. a. auf Daten des BFE zu den Speichern und den Speicherbetreibern und auf Daten vom Eidgenössischen Rohrleitungsinspektorat (ERI) zur Anbindung der Speicher.

⁷⁷ Quelle siehe Fussnote 76

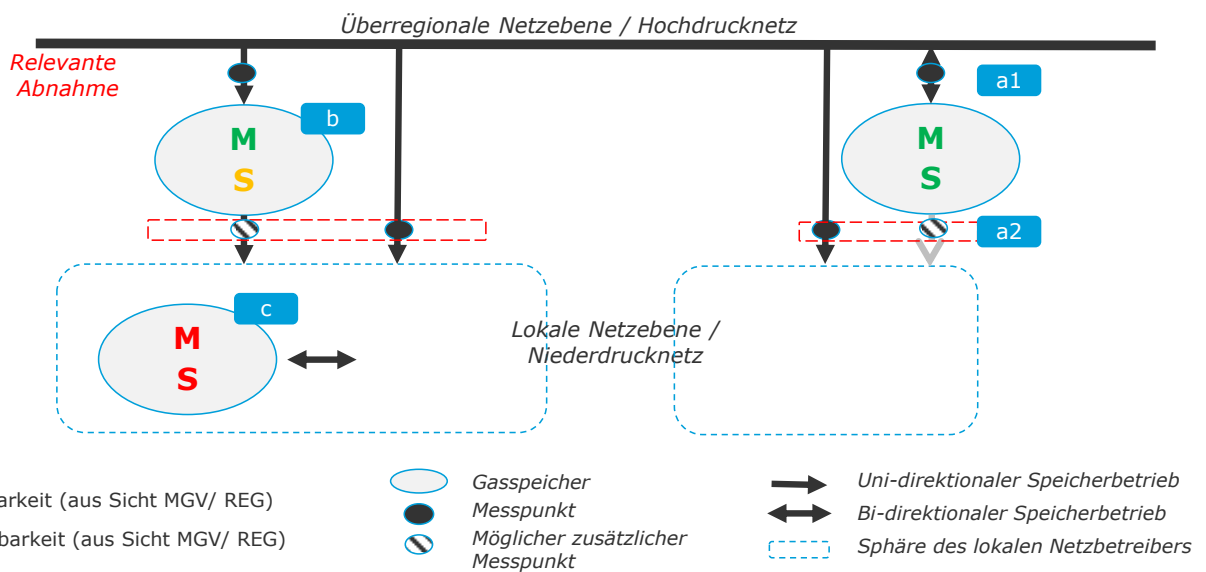


Abbildung 32: Mögliche Speicherkonstellationen in der Schweiz in Abhängigkeit ihrer Lage im Netz

Quelle: DNV GL


Zudem können Unterschiede in der Messbarkeit und Steuerbarkeit des Speichers REG/MGV vorliegen. Dies wird farblich in der Abbildung angedeutet, wobei grün den günstigen, gelb den weniger günstigen und rot den ungünstigsten Fall aus Sicht der REG/MGV kennzeichnet.

Mit Messbarkeit ist gemeint, inwieweit der REG/MGV die ein-/ ausgespeicherten Gasmengen messen kann. In vielen Fällen ist davon auszugehen, dass die Energiemengen, die aus der Regionalnetzebene in den Speicher und wieder herausfließen, gemessen werden können. In den Fällen, wo dies nicht zutrifft,⁷⁸ sollte es möglich sein, diese durch eine geeignete Nachrüstung⁷⁹ sicherzustellen, sofern dies notwendig ist. Die Messbarkeit der Ein- und Ausspeicherung liegt aus Sicht des REG/MGV vor allem bei Speichern vor, die ganz im Hochdrucknetz liegen (Kategorie a1). Sie kann auch bei Speichern gegeben sein, die aus dem Hochdrucknetz befüllt werden aber in das unterlagerte Netz einspeisen (Kategorien b und a2). Die Messbarkeit ist hingegen nicht bei Speichern gegeben, die in den Lokalnetzen liegen (Kategorie c).

Eine eingeschränkte Messbarkeit kann ferner mit einer eingeschränkten Steuerbarkeit einhergehen, d.h. wenn der Speicher nur oder auch in das unterlagerte Netz ausspeist (Kategorien b und a2). Dies gilt insbesondere dann, wenn der Speicher durch den Betreiber des unterlagerten Netzes oder in dessen Auftrag betrieben wird. In diesem Fall ist es denkbar, dass lediglich die Mengen, die aus dem Hochdrucknetz eingespeichert werden, durch den REG/MGV mess- und steuerbar sind, während die Ausspeisung in das unterlagerte Netz nicht mehr seiner Kontrolle unterliegt und im schlimmsten Falle auch nicht bekannt ist. Dies schränkt die Nutzbarkeit des Speichers für die Bilanzierung auf Ebene der REG / des MGV wesentlich ein. Konkurrierende Ziele und unkoordinierte Betriebsweisen des Speichers können den Wert des Speichers für die Bilanzierung herabsetzen. Eine Nutzungs-konkurrenz besteht zum

⁷⁸ Beispielsweise weist die Frontier/BET „Studie betreffend Netzkosten und Netztarife“, (2015) darauf hin, dass viele der kleinen Speicher über keine registrierende Lastgangmessung verfügen und rein über den Druck gesteuert werden. Diese Speicher sind in der Regel dem Netz zugeordnet und werden zur Optimierung der Netzsteuerung eingesetzt. Dies trifft den Studienautoren nach auf Röhrenspeicher zu, da die Installation einer Leistungsmessung am Einspeise- und Ausspeisepunkt zum bzw. aus dem Speicher erhebliche Kosten verursacht.

⁷⁹ Nach Einschätzung von DNV GL betragen die Kosten für eine neue Flussmesseinrichtung an einer Hochdruckleitung (20 Zoll) etwa 200.000 Euro.



Beispiel darin, dass die Speicher aus Gründen der Versorgungssicherheit, zum Zweck einer ausgeglichenen Abnahme aus dem Hochdrucknetz oder zum Zweck der Beschaffungsoptimierung und der Minderung der Netznutzung höherer Netzebenen gebaut wurden. Da diese Ziele auch mit der Tagesbilanzierung fortbestehen, kann sich eine Nutzungskonkurrenz zwischen REG/MGV und dem lokalen Netzbetreiber oder Versorger ergeben.

Diese denkbaren Konstellationen für Speicher lassen sich somit wie folgt zusammenfassen:

- a) Speicher, die am Hochdrucknetz angeschlossen sind und zurückspeisen können, mit einer weitergehender Differenzierung zwischen:
 - Speichern ohne direkte Einspeisung ins unterlagerte Netz (Typ a1)
 - Speichern mit direkter Einspeisung ins unterlagerte Netz (Typ a2)
- b) Speicher, die am Hochdrucknetz angeschlossen sind aber nicht zurückspeisen können (Typ b)
- c) Speicher, die im Lokalnetz angeschlossen sind und nicht zurückspeisen können (Typ c).

Diese Reihenfolge entspricht auch der Bedeutung, welche die Speicher für die Gasbilanzierung und damit für die REG / den MGV haben.

5.3 Darstellung und Bewertung möglicher Modelle zur zukünftigen Behandlung von Speichern

5.3.1 Modellübersicht

Aus Sicht der Netz- und Systemsteuerung, d.h. der REG und des MGV, sollen die Modelle zur regulatorischen Behandlung von Speichern einen bedarfsgerechten Zugriff auf Speicherkapazität für Bilanzierungszwecke sicherstellen. Insofern ist es naheliegend, Modelle zu betrachten, die dem REG/MGV ein gesichertes Zugriffs- bzw. Nutzungsrecht auf Speicherkapazität gewähren. Diesen Vorüberlegungen folgend können denkbare Modelle grundsätzlich nach dem Grad des gesicherten Zugriffs- und Nutzungsrechts auf Speicherkapazität und nach der Art, wie dieses sichergestellt wird, unterschieden werden. Tabelle 15 illustriert dies. Darin sind die wesentlichen Modelle und Untervarianten abgebildet.

Tabelle 15: Mögliche Modelle zur Sicherung des Zugriffsrechts auf Speicher für REG/MGV

		Art der Sicherung des Zugriffsrechts		
		Eigentum des REG/MGV	Regulatorisch oder vertraglich	Marktlich
Grad des Zugriffsrechts auf Speicherkapazität	Sicher	Modell 1 Eigentum des REG/ MGV (vollständig oder Speicherscheiben)	Modell 2 Betrieb durch REG/ MGV Modell 3 Lastflusszusage	Nicht relevant
	Unsicher	Nicht relevant	Nicht relevant	Modell 4 Regelenergie-Beschaffung

Quelle: DNV GL

Unserer Ansicht nach ergeben sich insgesamt 4 Grundmodelle:

- Das erste Modell sieht das Eigentum von Speichern durch den REG/MGV vor. Dabei kann es sich um alle oder ausgewählte Speicher handeln. Welche Speicher dazu gehören, muss durch eine Analyse bzgl. ihrer Systemrelevanz im Sinne des Bilanzausgleichs bestimmt werden. Durch den vollständigen Speicherbesitz ist dem REG/MGV die vollständige Kontrolle und das gesicherte Zugriffsrecht auf die Nutzung der gesamten Speicherkapazität gegeben.⁸⁰

Dabei kann zusätzlich zwischen vollständigem und anteiligem Speichereigentum unterschieden werden. Anteiliges Speichereigentum bezieht sich auf Speicherscheiben. Auch Speicherscheiben verleihen dem REG/MGV Sicherheit, die betreffende Speicherkapazität zum Zweck der Bilanzierung zur Verfügung zu haben.⁸¹

- Im zweiten Modell ist der REG/MGV der alleinige Betreiber des Speichers, ohne dass er ihm gehört. Unserer Erkenntnis nach ist dies das gängigste Modell für die meisten grossen Speicher in der Schweiz.⁸² Die Verfügungsgewalt ist hier im Vergleich zum vollständigen Eigentum eingeschränkt und entspricht eher dem von anteiligem Eigentum, da diese Speicher neben Netzfunktionen auch andere Funktionen haben, die das Eigentum z. B. durch lokale Versorger begründen. Beim Speicherbetrieb muss der REG/MGV diese Interessen berücksichtigen. Dieses Modell beruht nicht auf Eigentum sondern auf einer vertraglichen Basis.

Im dritten Modell verzichtet der REG/MGV vollständig auf den Erwerb von Eigentum und hat auch keine direkte Kontrolle über den Speicher. Die Sicherheit, auf ausreichende Speicherkapazität zugreifen zu können, kann über eine Verpflichtung des Speichereigentümers /-betreibers gegenüber dem REG/MGV gewährleistet werden, die den systemdienlichen Speicherbetrieb (Zweck der Systembilanzierung) vorsieht. Dies entspricht einer Art Lastflusszusage des Speicherbetreibers. Das Anrecht auf solch eine vertragliche Vereinbarung, die Ausgestaltung und der notwendige Bedarf (Mass, betroffener Speicher) können per Regulierung festgelegt werden. Alternativ ist eine freiwillige vertragliche Beziehung denkbar. Dieses Modell ist u. a. an Deutschland angelehnt, wo den Netzbetreibern gesetzlich das Recht zugestanden wird, Speicherscheiben an bestimmten Speichern für sich in Anspruch zu nehmen.⁸³

⁸⁰ Dieses Modell wird u. a. vom FNB in Belgien und in Dänemark bei Grossspeichern angewandt.

⁸¹ Dieses Modell wurde bis 2015 von terranetsbw beim Speicher Sandhausen angewandt. Mittlerweile ist der Speicher ganz von terranetsBW übernommen worden.

⁸² Daten des BFE zu den grössten Speichern, die zusammen eine Kapazität von 4,8 Millionen Nm³ haben, legen nahe, dass derzeit der entsprechende REG den Speicher betreibt, auch wenn er (grösstenteils) im Eigentum von den unterlagerten integrierten Unternehmen ist.

⁸³ Nach EnWG ist in Deutschland ein Speicheranlage definiert als eine Anlage zur Speicherung von Gas, die einem Gasversorgungsunternehmen gehört oder von ihm betrieben wird (...), mit Ausnahme des Teils, der für eine

- Im vierten Modell verzichtet der REG/MGV ganz auf Kontrolle bzw. Eigentum an Speichern oder einen regulatorisch / vertraglich garantierten Speicherzugang. Das notwendige Mass an Flexibilität wird dadurch gewährleistet, dass der REG/MGV die benötigte Flexibilität ausschreibt und (marktbasiert) beschafft. Hierbei ist der REG/MGV an die Angebote von Marktteilnehmern gebunden. Das Angebot an Flexibilität kann der REG/MGV durch die Ausschreibung eines Produkts steuern (z. B. lokale Eigenschaften, etc.). Dieses Modell entspricht der marktbasierten Beschaffung von Regelenergie.

5.3.2 Diskussion der verschiedenen Ansätze

Die zuvor dargestellten Modelle sind mit verschiedenen Vor- und Nachteilen aus der Sicht des REG/MGV und der Bilanzierung verbunden. Diese können den in der Tabelle 16 unten dargestellten Aspekten zugeordnet werden.

Tabelle 16: Bewertungskriterien für die regulatorische Behandlung von Speichern

Kriterium	Parameter / Erläuterung
Versorgungssicherheit	<ul style="list-style-type: none"> • Gewährleistung ausreichender Speicherkapazität (aus Sicht des Systems zum Zweck der Bilanzierung) • Risiko vorzeitiger Stilllegung von nicht für die Bilanzierung beanspruchter Speicher
Effizienz (Kosten, Organisation)	<ul style="list-style-type: none"> • Bedarfsgerechtes Mass an Flexibilität für die Bilanzierung • Kostenbasis • Risiko der Quersubventionierung
Wirkung auf Markt/ Wettbewerb	<ul style="list-style-type: none"> • Risiko fehlender Flexibilität im Markt
Umstellung / Machbarkeit	<ul style="list-style-type: none"> • Regulatorischer Eingriff • Zusatzaufwand Regulierung / Verträge • Umstellungsaufwand • Breite Anwendbarkeit der Lösung (dauerhaft weitgehender Zugriff, Anwendbarkeit auf alle Speicher) • Unsicherheit für den Speicherbetreiber (inkl. Investitionen) • Risiko einer erzwungenen Übernahme • Kompatibilität mit Teilmarktöffnung • Akzeptanz in der Branche

Quelle: DNV GL

- Die Versorgungssicherheit bezieht sich hier allein auf die Risiken unzureichender Flexibilität für die kurzfristige Bilanzierung und den untertägigen Ausgleich von unvermeidlichen Schwankungen. In diese enge Auslegung von Versorgungssicherheit spielt auch das Risiko ein, dass Speicher, die nicht dem REG/MGV zugänglich gemacht werden, zwischenzeitlich stillgelegt werden können, d.h. bevor der REG/MGV (zusätzlichen) Speicherbedarf anmeldet und ebenfalls zu diesem Speicher Zugriff erhalten möchte.

Gewinnungstätigkeit genutzt wird, und Einrichtungen, die ausschliesslich Betreibern von Leitungsnetzen bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben vorbehalten sind.

- Die Effizienz des Speicherregulierungsmodells wird im Wesentlichen dadurch bestimmt, ob der Speicherzugriff grundsätzlich dem Bedarf des REG/ MGV für die Bilanzierung entspricht, wie hoch die Kosten für die gesicherte Leistung ausfallen und inwieweit sich daraus ein Risiko der Quersubventionierung anderer Marktteilnehmer ergibt, z. B. durch eine überhöhte Kostentragung durch den REG/MGV.
- Die Wirkung auf den Markt durch die Gewährung von Speicherzugriff für den REG/MGV liegt darin, dass den Marktteilnehmern eventuell benötigte Flexibilität entzogen wird, die diese selbst zur Bewirtschaftung ihres Versorgungsportfolios benötigen.
- Zu guter Letzt sind mit allen Speicherregulierungsmodellen, die den zunehmenden Zugriff durch den REG/MGV vorsehen, eine Reihe an Fragen zur Umstellung von der gegenwärtigen Konstellation verbunden. Zum einen ist jedes Modell, das vom heutigen Zustand abweicht, mit einem mehr oder weniger grossen regulatorischen Eingriff verbunden. Zugleich ist die Umstellung mit einem gewissen einmaligen Aufwand verbunden; er kann aber auch dauerhaft mit zusätzlicher Regulierung und zusätzlichen vertraglichen Regelungen zwischen Marktparteien verbunden sein.
- Aus der Sicht der heutigen oder zukünftigen Speicherbetreiber, die nicht REG/MGV sind, birgt das Wissen um den steigenden Bedarf an Flexibilität im Netz und die mögliche Umstellung der Speicherregulierung Risiken. Dies kann beispielsweise dazu führen, dass in Erwartung einer möglichen / sicheren Eigentumsabtretung notwendige Investitionen in die Instandhaltung ausbleiben. Zugleich hat der Speicherbetreiber die Möglichkeit, eine Stilllegung des Speichers anzukündigen, und damit allenfalls eine (vorzeitige) Eigentumsübertragung bewusst herbeizuführen.
- Aus operativer Sicht ergibt sich je nach Modell auch die Frage, ob es sich um eine breit anwendbare und dauerhaft aufrechterhaltende Lösung handelt. Beispielsweise kann je nach Konstellation des Speichers ein gewisses Modell nicht auf alle Speicher anwendbar sein. Zudem kann ein Modell gewisse Reibungspunkte und operative Ineffizienzen verursachen, die auf Dauer nicht zu rechtfertigen sind.
- Daneben ist zu berücksichtigen, ob das Modell auch bei Teilmarktöffnung sinnvoll ist.
- Schliesslich ist entscheidend ein Modell zu finden, das Akzeptanz durch die Gasbranche findet.

Nachfolgend stellen wir kurz für die verschiedenen Modelle dar, wie sie sich gegenüber den genannten Kriterien verhalten.

Modell 1: Eigentum durch MGV / REG an (allen oder ausgewählten) Speichern

Versorgungssicherheit

Dieses Modell ist mit einem Höchstmass an Versorgungssicherheit (im Sinne der Bilanzierung) verbunden, da ein gesicherter und unbeschränkter Zugriff für den REG/MGV besteht. Zugleich besteht kein Risiko einer vorzeitigen Stilllegung für die im Besitz des REG/MGV stehenden Speicher, sondern lediglich für die sonstigen Speicher.

Dies gilt sowohl für vollständiges als auch Teileigentum, wenn man annimmt, dass der REG/MGV über den Erwerb von Speicherscheiben seinen (örtlichen und mengenmässigen) Bedarf an zusätzlicher Flexibilität ausreichend decken kann.

Effizienz

Durch das vollständige Eigentum besteht die Gefahr einer Überdeckung an Flexibilität und somit zu hoher Kosten. Umgekehrt reduziert ein vollständiges Eigentum das Risiko einer Quersubventionierung, da sowohl die Kosten als auch Erlöse des Speichers im alleinigen Einflussbereich des Netzbetreibers liegen.

Theoretisch könnte eine Begrenzung des Eigentums auf Speicherscheiben eine Bedarfsüberdeckung vermeiden. Allerdings ist fraglich, ob der MGV / REG die Eigentumsverhältnisse tatsächlich zeitlich flexibel dem Bedarf anpassen kann. Es könnte innerhalb des Transaktionsprozesses passieren, dass der REG/MGV Anteile übernehmen muss, die ihm ein Mass an Flexibilität zuordnen, das er teilweise nicht benötigt oder erst einige Jahre später benötigt. Vor allem aber besteht im Falle eines geteilten Eigentumsverhältnisses die Gefahr einer Quersubventionierung des Miteigentümers, d.h. z.B. dem Vertriebsbereich eines nicht ausreichend entbündelten Netzbetreibers.

Wirkung auf Markt/ Wettbewerb

Durch den Übergang von Speichern in die vollständige Kontrolle des REG/MGV wird dem Markt Flexibilität entzogen. Dieser Verlust spielt v.a. bei gemischten Bilanzierungssystemen und einer Teilmarktöffnung eine Rolle, da die Bilanzgruppen / Lieferanten weiterhin untertägige Bilanzierungsrisiken tragen.

Dies gilt für vollständiges wie anteiliges Eigentum. Im Vergleich mit vollständigem Eigentum ist das Risiko bei anteiligem Eigentum allerdings als geringer einzuschätzen, da mehr Flexibilität bezüglich der von den REG / dem MGV gehaltenen Speicherleistung besteht.

Umstellung

Die Zuordnung von Speichern zum Netz ist eine dauerhafte Lösung, die keine Nutzungskonkurrenz oder operative Abstimmungsschwierigkeiten bereithält. Zugleich ist die Übertragung mit einem einmaligen regulatorischen Aufwand verbunden. Allerdings ist es ein erheblicher regulatorischer Eingriff, der vermutlich eher nicht von der Gasbranche als Ganzes befürwortet werden wird, wenn man von dem Szenario absieht, dass die Speicher für den bisherigen Eigentümer im Fall der vollständigen Marktöffnung sowieso ihren Wert verlieren.

Zudem ergeben sich mehrere Aspekte bzgl. des Bedarfs an Speicherkapazität:

- Grundsätzlich ist dieses Modell flexibel und erlaubt die Eigentumsanpassung an den Bedarf für Flexibilität. Dies kann durch entsprechende Regulierungsvorgaben für eine stufenweise Eigentumsübertragung sichergestellt werden.
- Zugleich ist dem REG/MGV jederzeit die Möglichkeit der (vorzeitigen) Stilllegung gegeben.
- Es besteht dauerhaft die Sorge des derzeitigen Speicherbetreibers, der Speicher könnte zukünftig vom REG/MGV beansprucht werden. Diese Unsicherheit besteht insbesondere auch bei einem unklaren Transformationspfad, der durch die Energiepolitik, die Regulierung bzw. die REG/MGV abgestimmt und vorgegeben werden sollte. Diese Unsicherheit kann zu einem Investitionsstau in die Erhaltung des Speichers führen.
- Zugleich kann der Speicherbetreiber aufgrund der genannten Unsicherheit oder eines sich zwischenzeitlich geänderten Marktumfelds ein Interesse daran haben, den Speicher zurückzubauen bzw. den REG/MGV bewusst zur Übernahme zu bewegen. Aus Sicht des REG/MGV steigen dadurch die Risiken der Bedarfsüberdeckung, welche die grundsätzliche Flexibilität dieses Modells einschränken.

- Die Flexibilität des Modells wird auch dadurch getrübt, dass sich z. B. der Bedarf an Flexibilität mit der Zeit (unvorhergesehen) verlagern könnte. Zum anderen könnte es passieren, dass sich der REG/MGV je nach Marktumfeld schwer von seinem Eigentum trennen kann (ausser bei Interesse im Markt für freiwilligen Rückkauf), da kein Rückgaberecht besteht.

Bei geteiltem Eigentum kommt hinzu, dass dauerhafte Vorkehrungen für die geteilte Nutzung und die operative Verantwortung erforderlich sind. Dies und die Unsicherheit des Miteigentümers bzgl. der Dauerhaftigkeit der einmal gefundenen Lösung können sich irgendwann in divergierenden Interessen niederschlagen, z. B. bezüglich notwendiger Erhaltungsmaßnahmen.

Schliesslich sind auch mögliche Probleme hinsichtlich der Kompatibilität mit der Ausgestaltung der Ausgleichsenergiesystematik und einer möglichen Teilmarktöffnung zu berücksichtigen. So steigt der Bedarf im Netz mit zunehmender Tagesbilanzierung und Marktöffnung. Dies liegt daran, dass die Verantwortung für den Ausgleich von untertägigen Verbrauchsschwankungen und Prognosefehlern von den Versorgern auf die REG/ den MGV übergeht. Umgekehrt sinkt der Wert kurzfristiger Speicher für Lieferanten in Abhängigkeit von der Ausgestaltung der Tagesbilanzierung, d.h. sofern die untertägige Strukturierung durch REG/MGV übernommen wird. Im Idealfall führt dies zu einer Kongruenz zwischen dem Bedarf beider Seiten. Insbesondere bei einer nur teilweisen Marktöffnung und/oder bei der Anwendung untertägiger Restriktionen besteht dagegen das Risiko einer Konkurrenz zwischen REG/MGV und Lieferanten/BGV um die Nutzung der Speicher für System- bzw. individuelle Versorgungsaufgaben.

Insofern vermeidet vollständiges Eigentum derartige Probleme nur bei vollständiger Marktöffnung und Einführung einer reinen Tagesbilanzierung, während es andernfalls zu Interessenkonflikten führen kann. Anteiliges Eigentum kann eine Alternative sein, die Interessen von REG/MGV und Lieferanten/BGV in Einklang zu bringen.

Modell 2: Eigentum durch Dritte bei gleichzeitigem Speicherbetrieb durch den REG/MGV

Versorgungssicherheit:

Durch die direkte Kontrolle des Speichers durch den REG/MGV ist die Versorgungssicherheit gegeben.

Effizienz (Kosten, Organisation)

Durch die vollständige Kontrolle ist dem REG/MGV ein Mass an Flexibilität gegeben, das allenfalls seinen lokalen Bedarf übersteigt. Dies wird aber dadurch eingeschränkt, dass die Speicher weiterhin für die Eigentümer und Lieferanten im Versorgungsgebiet auch andere Funktionen erfüllen (müssen).


Die Bereitstellung der Speicher durch Dritte, die auch im Markt tätig sind, führt grundsätzlich zum Risiko der Quersubventionierung. Dies erfordert allenfalls eine wirksame regulatorische Kostenüberwachung, um zu gewährleisten, dass die Kostenbeteiligung des REG/MGV gerechtfertigt ist.

Wirkung auf Markt/ Wettbewerb

Viele der Speicher werden heute bereits so betrieben. Insofern gehen wir davon aus, dass dem Markt nicht zusätzlich für eigene Zwecke benötigte Flexibilität entzogen wird. Dies lässt sich auch vertraglich relativ gut absichern, während die Vorteile einer Speicheroptimierung aus einer Hand erhalten bleiben.

Umstellung

Da dieses Modell nach unserem Wissen bereits vielfach angewandt wird, sind keine grossen vertraglichen Anpassungen, regulatorischen Eingriffe oder Umstellungen zu erwarten, selbst wenn sich bei einer allmählichen Ausweitung der Tagesbilanzierung die Nutzungsinteressen zwischen REG/MGV und



Speichereigentümer verschieben und vertragliche Anpassungen notwendig werden. Dadurch sollte dieses Modell ebenfalls Akzeptanz in der Branche finden.

Eine mögliche Einschränkung ist, dass die steuerungs- und messtechnischen Voraussetzungen allenfalls nicht überall für dieses Modell gegeben sind. Hinsichtlich der Steuerbarkeit sollte dies jedoch auf die Fälle beschränkt sein, in denen der Betrieb nicht bereits heute durch den REG erfolgt. Analog zum Beispiel des Teileigentums im ersten Modell könnte zudem der Wunsch nach einer genauen Messung entstehen, um einen möglichst genauen Abgrenzung zwischen Einsatz des Speichers für Zwecke des REG/MGV einerseits und des Eigentümers andererseits zu ermöglichen. Allerdings erscheint dies als nur begrenzt sinnvoll und relevant, da die unterschiedliche Nutzung messtechnisch nicht getrennt werden könnte (mit Ausnahme einer Abgabe ins nachgelagerte Netz).

Zudem kann der Eigentümer dem REG/MGV die eigentumsrechtliche Übernahme des Speichers aufzwingen, z. B. bei solchen Speichern, die auch bereits heute vollständig vom REG betrieben werden.

Bei Teilmarktöffnung nehmen wir an, dass die vertragliche Struktur zwischen den Versorgern (Eigentümer) und dem REG/MGV (Betreiber) so abgestimmt werden kann, dass die beiderseitigen Interessen gewahrt bleiben. Allerdings wird dies nicht immer konfliktfrei ablaufen, da der REG/MGV angehalten wäre, die Flexibilität im Zweifelsfall so einzusetzen, dass dem Netz zuallererst gedient ist.

Modell 3: Vertragliche Vereinbarung zu netzdienlichem Speichereinsatz (Lastflusszusage)

Versorgungssicherheit

Unterstellt man, dass der REG/MGV das Mass an Verpflichtungen und Einschränkungen, die dem Speicherbetreiber vertraglich auferlegt werden, bedarfsgerecht steuern kann, ergeben sich keine negativen Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit. Dies setzt allerdings voraus, dass der REG/MGV den Abschluss sowie die Umsetzung eines derartigen Vertrags in Zweifelsfällen auch durchsetzen könnte, erfordert also klare und durchsetzbare gesetzliche bzw. regulatorische Vorgaben.

Die Gefahr, dass Speicher zwischenzeitlich stillgelegt werden, könnte analog durch entsprechende regulatorische / gesetzliche Eingriffe und Vorgaben gebannt werden, welche z. B. dem REG/MGV ein (Vor-) Kaufrecht einräumen könnten.

Effizienz (Kosten, Organisation)

Dadurch dass der REG/MGV das Mass an notwendiger Speicherkapazität auf der Grundlage eigener / regulatorischer Bedarfsabschätzungen und gesetzlicher / regulatorischer Vorgaben steuern kann, liegt prinzipiell die Möglichkeit einer bedarfsgerechten Speichernutzung vor.

Allerdings können Kostenrisiken erwachsen, insbesondere durch eine mögliche Quersubventionierung des Speicherbetreibers. Dies erfordert zusätzliche regulatorische Vorgaben oder Monitoring bzgl. der Höhe der Vergütung.

Wirkung auf Markt/ Wettbewerb

Die Wirkung auf den Markt ist in diesem Modell geringer als bei den vorangegangenen Modellen. Der REG/MGV steht nicht so sehr im Wettbewerb mit Versorgern um Flexibilität als bei Eigentum durch den REG/MGV. Dahinter verbirgt sich die Vorstellung, dass der Speicherbetreiber lediglich die Nutzungsmöglichkeit durch den REG/MGV garantieren muss, während der gesamte Speicher weiterhin von ihm betrieben werden kann. Die zusätzliche vertragliche Vereinbarung schränkt die Freiheitsgrade des Speicherbetreibers ein, jedoch kann er weiterhin andere Interessen bedienen. Zudem wäre es dem

Speicherbetreiber weiterhin möglich, den Speichereinsatz gesamtheitlich zu optimieren. Dadurch wird dem Markt tendenziell weniger Flexibilität entzogen.

Der REG/MGV sieht seine Interessen hinsichtlich der Bilanzierung durch die Abstimmung der vertraglichen Verpflichtung des Betreibers auf den lokalen Flexibilitäts-/Strukturierungsbedarf je nach Endkundenstruktur, etc. berücksichtigt.

Umstellung

Grundsätzlich erfordert das Modell einen begrenzten regulatorischen und sonstigen Umstellungsaufwand. Zudem lassen sich die Vorgaben relativ einfach an einen veränderten Bedarf anpassen. Dementsprechend ist auch von einer eher hohen Akzeptanz durch die Branche auszugehen, da ein Speicher auch weiterhin von den Marktteilnehmern genutzt werden kann, um Portfolien auszugleichen oder die Abnahme aus dem vorgelagerten Netz zu glätten⁸⁴.

Allerdings hat es auch mögliche Nachteile:

- Es sind ausreichende messtechnische Einrichtungen erforderlich, damit der REG/MGV die Einhaltung der vertraglichen Verpflichtungen auch überwachen kann. Dies kann allenfalls zusätzliche Messungen erfordern⁸⁵. Allerdings gehen wir davon aus, dass die Genauigkeit nur den Anforderungen einer betrieblichen Messung genügen müsste. Umgekehrt erwarten wir keine ernsthaften Probleme hinsichtlich der Steuerbarkeit, da dieses Modell ja gerade auf einen koordinierten Einsatz durch den aktuellen Eigentümer/Betreiber ausgelegt ist.
- Unter Umständen ist ein gewisser Aufwand für die Anpassung der vertraglichen Basis sowie das regulatorische Monitoring des durch den REG/MGV reklamierten Speicherbedarfs vonnöten.
- Der Speicherbetreiber sieht sich einer ähnlichen Unsicherheit über die Dauerhaftigkeit des Speicherbetriebs und möglicher zukünftiger regulatorischer Eingriffe in das Eigentumsverhältnis gegenüber.

Bezüglich der Teilmarktöffnung erscheint dieses Modell vorteilhafter als die vorangegangenen Modelle, weil der Versorger weiterhin den Speicher unter vorgegebenen Randbedingungen optimieren kann.


Modell 4: Marktbasierte Beschaffung von Flexibilität

Versorgungssicherheit

Die marktbasierte Beschaffung von Flexibilität gibt dem REG/MGV keine unmittelbare Sicherheit, jederzeit die Flexibilität in dem Mass und an den Orten im Netz zu erhalten, an denen er sie braucht. Vielmehr hängen sowohl die Verfügbarkeit als auch die Kosten von den aktuellen Angeboten im Markt ab. Der REG/MGV kann versuchen, dies dadurch zu beheben, dass er lokale oder spezifische Produkte ausschreibt, die de facto von Speichern (oder von anderen Flexibilitätsquellen) erbracht werden. Allerdings ist er grundsätzlich bei der Bedarfsdeckung davon abhängig, Angebote von Marktteilnehmern zu erhalten. Allerdings sind diese nicht garantiert, so dass die Versorgungssicherheit allenfalls eingeschränkt ist. Dies trifft insbesondere dann zu, wenn keine vorausschauende Kontrahierung vorgenommen wird.

⁸⁴ Dies kann z.B. für die Minimierung der Netzkosten des vorgelagerten Netzes relevant sein.

⁸⁵ Vgl. zu den Kosten Fussnote 79 auf Seite 80.



Zugleich besteht die Gefahr, dass Speicher, die (noch) nicht von dem REG/MGV beansprucht werden, zwischenzeitlich stillgelegt werden. Diese Gefahr kann z. B. durch ein gesetzlich garantiertes Vorkaufsrecht für den REG/MGV oder ähnliche Regelungen gedämpft werden.

Effizienz (Kosten, Organisation)

Bei der marktbasierter Beschaffung von Flexibilität ist anzunehmen, dass der REG/MGV seinen Bedarf sehr gut und flexibel steuern kann. Dadurch ist die Gefahr der Bedarfsüberdeckung gering.

Die marktbasierter Beschaffung von Flexibilität verspricht auch Vorteile bzgl. der Kosteneffizienz. Unter Annahme der Verfügbarkeit verschiedener Regelenenergie-Quellen und Wettbewerbs zwischen Anbietern sind zudem tendenziell geringere Kosten für die Beschaffung erwarten.

Allerdings setzt sich der REG/MGV durch die marktbasierter Beschaffung dem Risiko übermässiger Kosten (geringer Wettbewerb bei Flexibilität, hoher Marktwert von Speichern) aus. Einerseits könnte sich der REG/MGV generell einer geringen Angebotsseite gegenübersehen. Dies könnte sich durch eine spezifische Produktdefinition verschärfen, die nur von einem kleinen Anbieterbereich erfüllt werden kann. Auch eine gesicherte Vorhaltung würde tendenziell zu höheren Kosten führen.

Wirkung auf Markt/ Wettbewerb

Von diesem Modell ist eine eher geringe oder sogar eine positive Wirkung auf den Markt zu erwarten. Zum einen ist das Risiko, dem Markt Flexibilität zu entziehen, gering. Dies gilt auch dann, wenn die Flexibilität durch den REG/MGV vorab kontrahiert werden muss. Denn der kontrahierte Flexibilitätsanbieter hat weiterhin die Möglichkeit, seine Verpflichtungen und sonstigen Versorgungs- und Handelsaktivitäten zu optimieren. Zugleich kann die Ausschreibung von Flexibilität gerade das Entstehen eines Schweizer Gasmarkts und von Liquidität fördern.

Umstellung

Die marktbasierter Beschaffung erfordert keine signifikanten regulatorischen Eingriffe. Dementsprechend ist es aus unserer Sicht auch mit einer möglichen Teilmarktöffnung kompatibel.

Insgesamt sollte dieses Modell eher auf die Zustimmung in der Branche stossen.

Zwischenfazit

Nimmt man alle Argumente zusammen, ergibt sich folgende qualitative Beurteilung der verschiedenen Modelle (siehe unten). Insgesamt unterscheiden sich die Modelle v.a. hinsichtlich Versorgungssicherheit versus Effizienz und in Abhängigkeit des erwarteten zukünftigen Bedarfs.

Abgesehen von diesen wesentlichen Unterschieden zwischen den Modellen und ihren Vor- und Nachteilen sind auch einige gemeinsame Voraussetzungen und Gemeinsamkeiten zu beobachten.

Alle Modelle gehen davon aus, dass der Bedarf an (Speicher-)Flexibilität durch den REG/MGV bestimmt werden kann, d.h. welche und wie viele Speicher gebraucht werden (je nach Marktöffnung u. Bilanzierungssystem). Zudem muss unabhängig des Modells für alle Modelle ein Konzept / Pfad entwickelt werden, wie der REG/MGV an Speicherkapazität gelangen kann, wenn diese Kapazität langfristig verkauft bzw. anderweitig genutzt wird, und wie der Übergang zu dem bevorzugten Modell stattfinden soll. Hierfür sind regulatorische und gesetzliche Voraussetzungen zu entwickeln. Die Regulierung kann auch dahingehend entwickelt werden, die Kostentragung durch den REG/MGV näher zu regeln und eine übermässige Kostentragung und eine Quersubventionierung zu verhindern. Zugleich kann sie das Risiko einer vorzeitigen Stilllegung von Speichern adressieren, wenn diese aus

übergeordneter Systemsicht aus Gründen der kurzfristigen (Bilanzierung) oder längerfristigen Versorgungssicherheit nicht erwünscht sein ist.

Tabelle 17: Übergreifende Bewertung der möglichen regulatorischen Behandlung von Speichern

Kriterium	Modell				Parameter / Erläuterung
	1	2	3	4	
Versorgungssicherheit	+	+	+	-	• Gewährleistung ausreichender Kapazität (aus Sicht des Systems zum Zweck der Bilanzierung)
	+	+/-	+	-	• Risiko vorzeitiger Stilllegung
Effizienz (Kosten, Organisation)	+/-	+/-	+/-	+	• Bedarfsgerecht
	+ bzw. -	+/-	+/-	+/-	• Risiko Quersubventionierung
	+	-	+/-	+/-	• Kostenbasis
Wirkung auf Markt/Wettbewerb	+/-	+	+	+	• Risiko fehlender Flexibilität im Markt
Umstellung / Machbarkeit	+	+	+/-	-	• Als dauerhafte Lösung anwendbar (weitgehender Zugriff)
	+/-	+	+/-	+	• Zusatzaufwand Regulierung / Verträge
	-	+	+	+	• Einmaliger Umstellungsaufwand
	+/-	+/-	+	+	• Unsicherheit für Speicherbetreiber (inkl. Investitionen)
	-	-	+/-	+	• Erzwungene Übernahme durch MGV / REG
	-	+	+	+	• regulatorischer Eingriff
	+/-	+	+	+	• Akzeptanz in der Branche
	+/-	+	+	+	• Kompatibilität mit Teilmarktöffnung

Quelle: DNV GL

5.4 Vorschlag eines Modells zur zukünftigen Behandlung von Speichern

Nachfolgend leiten wir aus den möglichen Konstellationen von Speichern und der Bewertung der verschiedenen Modelle konkrete Empfehlungen zur zukünftigen Behandlung von Speichern in der Schweiz ab. Auf den Speicher Etrez gehen wir gesondert ein.

Danach machen wir einen Vorschlag, wie die Vergütung von Speicherflexibilität, die netzdienlich eingesetzt wird, ausgestaltet werden sollte.

Zum Schluss runden wir unsere Empfehlungen mit einem Vorschlag zur Wälzung der Kosten aus der Nutzung der netzdienlichen Speicherflexibilität ab.

5.4.1 Betrieb von Speichern

Modellübersicht

Nachfolgend stellen wir einen Ansatz vor, wie zukünftig die Gasspeicher in der Schweiz regulatorisch behandelt werden können, damit dem Bedarf des Netzes für eine ausreichende Flexibilität zur Systembilanzierung Genüge getan wird.

Diesen Vorschlag entwickeln wir ausgehend von der generischen Darstellung der verschiedenen Speicherkonstellationen (vgl. Abbildung 32 auf S. 71). Er trägt zudem der Bedeutung der Speicher für die Gasbilanzierung Rechnung.

e) Speicher am Hochdrucknetz, die in dieses zurückspeisen können (mit oder ohne Einspeisung ins Verteilnetz):⁸⁶

Diese Speicher sind essentiell für die Gasbilanzierung, da sie zum einen tendenziell eine grosse Speicherkapazität aufweisen und zum anderen ein hohes Mass an Flexibilität bieten. Insofern sollte die Steuerung zukünftig auf den REG/MGV übertragen oder bei ihm belassen werden. Zudem sollte im Falle der Tagesbilanzierung mit zunehmender Marktöffnung die gesamte oder zumindest ein grosser Teil der Speicherflexibilität dem Netz zugeordnet werden und damit der Bilanzierung dienen. Dies sollte sich auf die Speicher beschränken, die von den REG/MGV als unabdinglich für die Bilanzierung erachtet werden (systemrelevant).


In den Fällen, in denen die Speicherflexibilität nicht vollständig von vom REG/MGV beansprucht wird, ist weiterhin eine gemischte Nutzung auch durch andere Akteure, wie etwa einen VNB, denkbar. Insbesondere bei Speichern, die sowohl in das Hochdrucknetz zurückspeisen und/oder ins Lokalnetz ausspeisen können, ist es denkbar, dem REG/MGV die Steuerung des Speichers zuzuweisen, weiterhin aber eine gemischte Nutzung auch durch den Lokalnetzbetreiber zuzulassen.

Wenn der REG/MGV den Speicher zum Zweck der Bilanzierung nutzt, trägt er ganz oder anteilig die Kosten des Speichers.

Sofern ein langfristiger Pfad zur Marktöffnung und Tagesbilanzierung definiert wird, sollte mit diesem Modell auch die (vollständige oder anteilige) Eigentumsübertragung der entsprechenden Speicher einhergehen. Diese sollte sich auf die als systemrelevant und in hohem Mass zur Bilanzierung dienlichen Speicher beschränken.

Da diese Speicher bereits heute von den REG betrieben wären, wäre regulatorisch die Eigentumsübertragung zu implementieren. Zudem kann bei anteiligem Eigentum eine Festlegung notwendig sein, wie die getrennte Nutzung der Speicherscheiben durch die Eigentümer bzw. Speichernutzer (REG/MGV einerseits und andere Nutzer andererseits) reibungslos gewährleistet werden kann.

⁸⁶ Die zum Teil vorgebrachte Einschränkung, dass manche Speicher nur befüllt werden können, wenn ein entsprechender Eingangsdruck im Netz vorliegt und nur ausspeichern können, wenn ein gewisser Druck im Netz unterschritten wird, stellt aus unserer Sicht keine Einschränkung dar, die den Speichereinsatz zum Zweck der Bilanzierung und untätigen Strukturierung unmöglich macht. Bei einem hohen Druck im Netz ist die Einspeicherung möglich und hilft die Gasaufnahmekapazität des Systems zu erhöhen. Dies ist ja gerade bei hohem Druck und hohen Energiemengen im Netz eine willkommene Erweiterung. Zudem sind unserem Wissen nach manche Speicher mit Kompressoren ausgestattet, so dass auch eine Befüllung bei niedrigem Netzdruck möglich erscheint. Bei einem niedrigen Druck im Netz kann ausgespeichert werden, so dass die Kapazität des Netzes erhöht wird, zusätzliche Gasmengen und somit positive Regelleistung zur Verfügung zu stellen.



Aufgrund der Vorteile des vollständigen gegenüber dem anteiligen Eigentum an Speichern für den REG/MGV wäre generell ein vollständiger Eigentumsübertrag vorzuziehen, v.a. wenn durch einige wenige Speicher der Flexibilitätsbedarf im Netz zu grossen Teilen gedeckt und damit der anteilige Eigentumserwerb an weiteren Speichern vermieden werden kann. Ein anteiliger Eigentumsübertrag wäre hingegen vorzuziehen, um eine Überdeckung mit Flexibilität zu vermeiden, z. B. im Fall der unvollständigen Marktöffnung.

Bei den Speichern, die nicht vom REG/MGV zur Bilanzierung beansprucht werden, ist keine Eigentumsübertragung vorgesehen. Dadurch sind auch keine Änderungen im Betriebskonzept und in den vertraglichen Verhältnissen zwischen REG/MGV und Speichereigentümer notwendig.

f) Speicher am Hochdrucknetz, die nicht zurückspeisen können:

Bei diesen Speichern sind 2 alternative Modelle denkbar.

- Alternative 1: In den Fällen, in denen der Speicher heute durch ein lokales Unternehmen betrieben wird, kann der Betrieb in die Hände des VNB gegeben werden bzw. bei diesem verbleiben (Modell 3). Dies begründet sich daraus, dass der Speicher an der Schnittstelle zum Lokernetz liegt und womöglich eine Nutzungskonkurrenz vorliegt.

Um die Nutzungskonkurrenz zu handhaben, sollte der Speicherbetrieb durch den VNB allerdings mit einer vertraglich festgelegten Vorgabe (analog Lastflusszusage) verbunden werden, die zwischen VNB und REG/MGV geschlossen wird. Diese Vorgabe sollte den VNB verpflichten, den Speicherbetrieb so auszurichten, dass aus dem Hochdrucknetz eine möglichst konstante Menge abgenommen wird. Dadurch glättet der VNB die Abnahme aus dem Hochdrucknetz und hilft mit, die untertägige Strukturierung durch den REG/MGV zu gewährleisten. Prinzipiell kann die vertragliche Vereinbarung auch Anreize bieten, ein inverses Profil abzunehmen, wenn dies vom REG/MGV als sinnvolle Unterstützung bei der (lokalen) Bilanzierung erachtet wird. Dies könnte z.B. durch Einspeicherung nachts und Ausspeicherung während hoher Verbrauchszeiten dargestellt werden. Diese optionale Erweiterung kann entweder vertraglich aufgenommen werden oder vom VNB als optionales Flexibilitäts-/Regelenergieprodukt angeboten werden.

In beiden Fällen wären allenfalls zusätzliche Regelungen notwendig, um ausreichende Anreize für den netzdienlichen Einsatz des Speichers zu geben und dies auch im Rahmen der Bilanzierung zu berücksichtigen. Hierauf gehen wir in Abschnitt 5.4.2 ein.

- Alternative 2: Alternativ kann der Betrieb des Speichers in die Hände des REG/MGV gelegt bzw. bei diesem belassen werden (Modell 2). Dies entspricht in vielen Fällen dem derzeitigen Betriebsmodell derartiger Speicher, bei dem die REG den Speicher betreiben, auch wenn dieser anderen (mehrheitlich) gehört. Dementsprechend wäre der Umstellungsaufwand minimal, da (weitgehend) auf bestehende Regelungen zurückgegriffen werden könnte.

Bei beiden Ansätzen erfolgt keine Änderung der derzeitigen Eigentumsverhältnisse. Zwar ist auch hier denkbar, das Eigentum auf den REG/MGV zu übertragen, allerdings würde dies einen zusätzlichen Eingriff in die heutige Situation bedingen. Die vorgeschlagenen Ansätze vermeiden diesen zusätzlichen eigentumsrechtlichen Eingriff, gehen jedoch beide davon aus, dass der Speicher in den Netzbereich überführt wird.

Aufgrund der fehlenden Rückspeisung erscheint es generell sinnvoll, die Alternative 2 vorzuziehen. Umgekehrt betrachten wir beide Modelle in der Wirkung als weitgehend gleichwertig. Daher schlagen wir vor, sich bei der Entscheidung im Einzelfall an den bestehenden Gegebenheiten zu orientieren.

g) Speicher im Lokalnetz (ohne Rückspeisung ins Hochdruck-/Regionalnetz)

Diese Speicher bieten aufgrund der unzureichenden Mess- und Steuerbarkeit durch den REG/MGV und ihrer geringen Grösse geringe Vorteile und erhebliche Einschränkungen für die Bilanzierung. Sie spielen aus Sicht des REG/MGV die geringste Rolle.

Wir schlagen vor, dass diese Speicher auch weiterhin der ausschliesslichen Kontrolle durch den Lokalnetzbetreiber unterstehen (Modell 3). Sind die Speicher trotz ihrer Einschränkungen grundsätzlich systemrelevant, sollten sie allenfalls durch eine bilaterale Vereinbarung mit einer Betriebsbeschränkung versehen werden, analog der Anwendung von Lastflusszusagen bei den Speichern vom Typ b oben (Alternative 1).

Sind die Speicher hingegen nicht systemrelevant aber geeignet, Systemdienstleistungen wie Regelenenergie zu erbringen, kann der Speicherbetreiber bzw. die Speichernutzer ein entsprechendes Angebot an den REG/MGV in Erwägung ziehen (Modell 4).

Das allenfalls auftretende Problem der fehlenden Messbarkeit liesse sich dadurch lösen, dass anstelle des Speichers die Gesamtabnahme des VNB aus dem vorgelagerten Netz betrachtet wird⁸⁷.


Dieses Gesamtkonzept für die verschiedenen Speichertypen ist in Tabelle 18 zusammengefasst. Demnach basiert unser Vorschlag auf der Kombination von drei grundlegenden Modellen für die bestehenden Speicherarten. Dies gilt für solche Speicher, die als systemrelevant erachtet werden. Für alle anderen Speicher bzw. für freie Speicherflexibilität erscheint Modell 4 ausreichen, d.h. eine freiwillige Bereitstellung von Flexibilität als externes Regelenenergieangebot. Der Vorteil dieses Ansatzes ist, dass die heutigen Eigentums- und Betriebsverhältnisse bei vielen Speichern beibehalten werden und die notwendigen regulatorischen Eingriffe somit gering gehalten werden können.

Tabelle 18: Zusammenfassung des Speicherregulierungsmodells in Abhängigkeit des Speichertyps

Betriebsmodell Speicherart	Modell 1: Eigentum durch REG	Modell 2: Betrieb durch REG	Modell 3: Lastfluss- zusage	Modell 4: Markt- basiert
Speicher am Hochdrucknetz, bidirektional, ohne Einspeisung in Verteilnetz	✓	(✓)		(✓)
Speicher am Hochdrucknetz, bidirektional, mit Einspeisung in Verteilnetz	(✓)	✓		(✓)
Speicher direkt am Hochdrucknetz, ohne Rückspeisung		(✓)	✓	(✓)
Lokaler Speicher im Niederdrucknetz			✓	(✓)
Etrez			✓	(✓)

Quelle: DNV GL

⁸⁷ Hierbei wären mögliche Einschränkungen für „verschachtelte Netzverhältnisse“ bzw. nicht direkt an das Netz der REG angeschlossene Netzbetreiber zu berücksichtigen.



Dieser Ansatz führt auch zu deutlichen Vorteilen mit Blick auf eine möglicherweise schrittweise bzw. teilweise Marktöffnung. So sind die Modelle 2, 3 und 4 mit unterschiedlichen Graden der Marktöffnungen und Ausgestaltungen der Tagesbilanzierung kompatibel. Somit wären auch im Falle einer graduellen Marktöffnung keine späteren Anpassungen erforderlich. Im Falle der Anwendung untertägiger Restriktionen auf Kunden im nicht-geöffneten Marktsegment (vgl. Abschnitt 3.3.2) wäre es jedoch allenfalls möglich, anfänglich auf die Nutzung der Modelle 2 und 3 zu verzichten und diese Flexibilität im ungeöffneten Marktsegment zu belassen.

Dies gilt nicht für Modell 1, d.h. für die direkt an das Hochdrucknetz angeschlossenen bidirektionalen Speicher ohne Einspeisung ins Verteilnetz. Dies gilt speziell dann, wenn Kunden im nicht-geöffneten Marktsegment einem anderen Bilanzierungsregime (mit untertägigen Restriktionen) als diejenigen im liberalisierten Markt unterliegen. In diesem Falle könnte bei einer nur schrittweisen Marktöffnung auch ein entsprechend gradueller Eigentumsübergang in den Netzbereich notwendig sein. Bei einer unmittelbaren Anwendung des zukünftigen Bilanzierungssystems für alle Kunden, d.h. ungeachtet des Grads der Marktöffnung, entfielen dagegen dieses Problem. Vielmehr wäre es in diesem Falle möglich, unmittelbar alle (system-) relevanten Speicher zu bestimmen und in den Netzbereich zu übertragen.

Zweitens möchten wir zu der Notwendigkeit von registrierender Lastgangmessung (RLM) der Speicher als möglicher Voraussetzung zur Umsetzung unserer Vorschläge Stellung nehmen. Hierbei möchten wir auf den Empfehlungen der Grundlagenstudie zu Netzkosten und Netztarifen hinsichtlich der Zuordnung von Speichern aufbauen. Den Autoren zufolge sollte grundsätzlich eine eindeutige (d.h. vollständige) Zuordnung zum Netz erfolgen. Hingegen empfiehlt die Studie, nur bei Speichern mit RLM eine Zuordnung zum Handel bzw. eine Aufteilung Netz-Handel vorzunehmen bzw. diese zuzulassen.

Diese Empfehlungen führen zu folgenden Schlussfolgerungen: Das Risiko einer fehlenden Abgrenzung der Speichernutzung für verschiedene Verbraucher besteht somit nur im Falle einer vollständigen Zuordnung zum Netz. Allerdings wäre dies kaum relevant, da der Speicher durch den REG/MGV sowieso aus Sicht des Gesamtsystems eingesetzt würde und dies nicht einzelnen (kommerziellen) Bilanzgruppen zuzuordnen wäre. Insofern entfielen in diesem Falle die Notwendigkeit einer RLM.

Im Fall einer (partiellen) Nutzung von Speichern im wettbewerblichen Marktsegment, d.h. durch den Handel/Vertrieb, kann dagegen die Installation von RLM vorausgesetzt werden. Somit ist eine eindeutige Zuordnung der gemessenen stündlichen Ein- und Ausspeisung möglich bzw. es ist keine zusätzliche Installation von Messeinrichtungen für Zwecke der Bilanzierung notwendig.

Insofern entfällt in beiden Fällen die Notwendigkeit zusätzlicher Messeinrichtungen für Zwecke der Bilanzierung bzw. diese wäre nur im Falle eines wettbewerblichen Speichereinsatzes notwendig.

Spezifische Vorschläge für Etrez

Bei der Ableitung eines Vorschlags, wie Etrez zukünftig behandelt und allenfalls berücksichtigt werden sollte, gehen wir von einigen technischen und regulatorischen Rahmenbedingungen aus:

- Nach Aussagen der Gaswirtschaft besteht die wichtigste Rolle von Etrez darin, die Versorgungssicherheit sowie allenfalls eine ausreichende Einspeisung in das Netz von Gaznat im Südwesten der Schweiz zu gewährleisten. Nach Aussage von Gaznat ergeben sich daraus auch mögliche Einschränkungen für die Nutzung zur Bilanzierung.
- Zugleich hat der VSG/ die Gaswirtschaft Hinweise dazu gegeben, dass die alleinige Versorgung aller Kunden im Gebiet von Gaznat allein über die Transitleitung aus technischen Engpässen nicht möglich sei. Aufgrund des aktuellen Bezugs von Gas aus Frankreich (und der Nutzung von Etrez) sind diese

Netzengpässe in der Praxis aber kaum relevant. Dies kann als eine notwendige Beschaffung aus Frankreich (am GÜP oder aus Etrez) bzw. als eine implizite Lastflusszusage aufgefasst werden.

- Etrez stellt aus unserer Sicht dennoch eine potenziell substanzielle Quelle zur Gewährleistung ausreichender untertägige Flexibilität dar. Auch wenn die vorhergehenden Analysen nahelegen, dass allenfalls auch auf die Nutzung von Etrez für Zwecke der Bilanzierung verzichtet werden kann, erscheint ein Beitrag von Etrez als wünschenswert.
- Die genauen vertraglichen Regelungen zwischen Gaznat und Storengy sind uns nicht bekannt. Gleiches gilt für den Staatsvertrag, wobei dies sekundär erscheint.
- Etrez unterliegt nicht der Schweizer Regulierung. Eine Einflussnahme könnte allenfalls indirekt über Gaznat oder eine Übertragung der Nutzungsrechte zum Netzbereich erfolgen.

Vor diesem Hintergrund erscheint eine alleinige Nutzung von Etrez für Zwecke der täglichen Bilanzierung als wenig sinnvoll, nicht zuletzt aufgrund der saisonalen Vorgaben hinsichtlich Ein- und Ausspeicherung und dem daraus folgenden saisonalen Nutzungsprofil. Ein Beitrag zur Bilanzierung sollte dementsprechend nur in Kombination mit einer anderweitigen Nutzung erfolgen und voraussichtlich eine untergeordnete Rolle spielen.

Diese Überlegungen sprechen dafür, den Speicher grundsätzlich im Wettbewerbsbereich zu belassen. Auch die Möglichkeit eines Teileigentums erscheint als wenig sinnvoll, da dies nur schwierig mit den saisonalen Vorgaben für Ein- und Ausspeicherung in Übereinstimmung zu bringen wäre.

Unter der Annahme, dass Etrez auch in Zukunft primär für die Belieferung des Versorgungsgebiets von Gaznat genutzt wird und in der Regel von einer Mindesteinspeisung aus Frankreich ausgegangen werden kann, sollte das Hauptaugenmerk daher darauf liegen, dass Etrez die untertägige Strukturierung von Kunden in der Tagesbilanzierung unterstützt. Dies könnte wie folgt aussehen.

- Sinnvoll erscheint insbesondere das Modell einer Lastflusszusage mit Profilstruktur. Gegenstand einer derartigen Lastflusszusage sollte hierbei das tägliche Profil der Einspeisung aus Frankreich sein. Eine explizite bzw. separate Überwachung der Fahrweise von Etrez könnte somit entfallen, was Gaznat weitgehende Flexibilität bei der Bewirtschaftung des französischen Portfolios beliesse.⁸⁸ Zur Bestimmung einer angemessenen Vergütung könnte hierbei entweder auf die tatsächlichen Kosten oder aber die veröffentlichten Tarife von Storengy zur Nutzung von Etrez zurückgegriffen werden.
- Eine derartige Lastflusszusage wäre primär aus Gründen des Kapazitätsmanagements notwendig (siehe Parallelstudie zum Entry-Exit-System und Kapazitätsprodukten). Um die Bilanzierung zu unterstützen, sollte sie allerdings um die Anforderung erweitert werden, dass der Bezug aus Frankreich ein gewisses Profil aufweisen muss. Dieses Profil sollte sich an dem Verbrauch derjenigen Kunden orientieren, für deren untertägige Strukturierung der REG/MGV verantwortlich ist.
- Wir gehen davon aus, dass diese Profilstruktur vereinbar ist mit den Nutzungsbedingungen für Speicherkunden in Etrez und dass Gaznat mindestens über dieselbe Flexibilität wie andere Kunden im französischen Markt. Andernfalls läge eine Ungleichbehandlung von Gaznat vor oder die Speicherkunden wäre die flexible Nutzung ihres gebuchten Speicherprodukts nicht erlaubt. Beides ist kaum vorstellbar.
- Entfällt der Bedarf für die Lastflusszusage aus Kapazitätsgründen, kann davon ausgegangen werden, dass auch bei einem ausbleibenden Gasfluss aus Frankreich / Etrez keine Netzengpässe entstehen

⁸⁸ Eine weitergehende Lastflusszusage z. B. zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit oder frei zuordenbarer Kapazitäten bleiben davon unberührt; dies wäre im Rahmen der Untersuchungen zum Kapazitätsmanagement zu diskutieren.

und damit alle Kunden auch vollständig über die Transitleitung versorgt werden könnten. In diesem Fall stünde auch ausreichend Flexibilität für die Bilanzierung des Systems zur Verfügung.

In diesem Fall liegt es im Ermessen der Regulierung bzw. von Gaznat und dem MGV festzulegen, ob die LFZ zum Zweck der Bilanzierung dennoch abgeschlossen wird. Alternativ ist das Modell 4 zur Bereitstellung von Flexibilität nach Vermögen im Bedarfsfall denkbar.

5.4.2 Anreizwirkung und Kostentragung im Fall einer vertraglichen Verpflichtung des Speichereigentümers für den netzdienlichen Speichereinsatz

Die Implementierung des oben skizzierten Vorschlags zur Speicherregulierung hat zum Ziel, dass alle systemrelevanten Speicher für die Bilanzierung eingesetzt werden. Hiervon kann insbesondere bei Speichern, die im Eigentum des REG/MGV sind oder von ihnen gesteuert werden, ausgegangen werden. Hingegen ist dies bei den Speichern, die durch die VNB gesteuert werden (sollen), nicht offensichtlich.

Die Beteiligung am Systemausgleich als Gehilfe des REG/MGV verursacht auf Seiten der VNB Kosten. Diese ergeben sich zum einen aus der Nutzungskonkurrenz bei der Speichernutzung und aus der Verpflichtung einer bestimmten Gasabnahme aus dem vorgelagerten Netz und eines bestimmten Speichereinsatzes. Es ist damit zu rechnen, dass sich Unterschiede zwischen den Lokalnetzbetreibern hinsichtlich des Ausmasses, wie sie den REG/MGV unterstützen sollen, ergeben werden. Zum einen werden nur solche Lokalnetzbetreiber für diese systemunterstützende Aufgabe in Frage kommen, die selbst einen Speicher haben oder steuern können. Zum anderen liegt es auch im Ermessen der REG/MGV, welche Speicher als systemrelevant eingestuft werden und somit unter eine vertragliche Verpflichtung des VNB gegenüber dem REG/MGV fallen sollen. Hingegen entstehen anderen VNB, die sich nicht im gleichen Mass systemstützend einbringen (können), geringere Einschränkungen und Kosten.

Unter der Annahme, dass die Kosten entsprechender Speicher in die lokalen Netzentgelte einbezogen werden, ergeben sich aus Sicht eines lokalen VNB keine unmittelbaren Nachteile aus der Bereitstellung von Speicherflexibilität. Allerdings ist zu erwarten, dass die Netznutzungsentgelte (NNE) eines derartigen Netzbetreibers über denen eines vergleichbaren VNB ohne eigene Speicher liegen. Ein verpflichtender Beitrag zur Bilanzierung durch ausgewählte Lokalnetze ohne einen finanziellen Ausgleich führt somit zu einer Ungleichbehandlung verschiedener Netzbetreiber bzw. der von diesen versorgten Kunden.

Insofern bedarf es allenfalls zusätzlicher Mechanismen, um die VNB zu einem netzdienlichen Einsatz zu bewegen, als nur auf die Freiwilligkeit zu bauen.

Um die VNB dazu zu bewegen, die Speicher, die sie steuern, netzdienlich einzusetzen und damit eine bilaterale Vereinbarung mit dem REG/MGV einzugehen, sind folgende Mechanismen denkbar:

- Gesetzliche / regulatorische Verpflichtung
- Finanzielles Anreizsystem in Form einer separaten Vergütung bzw. Rabattierung auf die von ihm zu leistenden NNE an den REG/MGV

Eine gesetzliche bzw. regulatorische Verpflichtung zum Abschluss einer bilateralen Vereinbarung des VNB mit dem REG/MGV müsste das Mass definieren, in dem sich der VNB beteiligen soll, und zugleich festlegen, wie die Interessen des REG/MGV einerseits und des REG andererseits abzuwägen und zu kombinieren sind. Da der Speichereinsatz von der lokalen Situation abhängig ist, wären hier zum Teil spezifische Vorgaben für Speicher nötig. Dies erfordert einen starken und ggf. komplexen

regulatorischen Eingriff. Zudem wird die Bereitschaft des VNB, sich zu beteiligen, auf ein Mindestmass beschränkt, ohne dass davon auszugehen ist, dass zusätzliche Flexibilität über das geforderte (und finanziell ausgeglichene) Mass hinausgehend bereitgestellt wird.

Eine zusätzliche Vergütung des VNB durch den REG/MGV im Rahmen einer bilateralen Vereinbarung gibt dem VNB dagegen einen Anreiz, den Speicher systemdienlich einzusetzen, soweit sich dies mit seinen weiteren Interessen vereinbaren lässt. Die finanzielle Kompensation der Kosten des Speichereinsatzes kann als separate Speichervergütung oder – im Falle einer Wälzung der Kosten des Regionalnetzes in die NNE der Lokalnetze - als Rabattierung der VNB an den REG/MGV zu entrichtenden NNE ausgestaltet werden. VNB, die sich freiwillig einer vertraglichen Verpflichtung zum Speicherbetrieb zum Zweck der Bilanzierung unterwerfen oder dazu verpflichtet werden, werden somit für die entsprechende Dienstleistung vergütet.

Bei der Ausgestaltung einer derartigen Vergütung sollte zudem darauf geachtet werden, dass diese auch Anreize für einen netzdienlichen Einsatz während eines einzelnen Gastags gewährt. Zwar wäre es grundsätzlich denkbar, entweder pauschal die realen oder typischen Kosten dezentraler Flexibilität zu vergüten oder – in Anlehnung an die Ausgestaltung der NNE⁸⁹ - in Form eines Leistungspreises zu gestalten. Allerdings würde dies primär einen Anreiz geben, die maximale Leistungsabnahme zu begrenzen, und hätte damit vor allem Auswirkungen auf die saisonale Abnahmestruktur. Hingegen gäbe es keine Anreize für die untertägige Glättung an Tagen ohne hohe Last. Im Vergleich dazu könnte eine separate Entgeltkomponente so ausgestaltet werden, dass auch zusätzliche Anforderungen an die untertägige Struktur der Abnahme aus dem vorgelagerten Netz berücksichtigt werden. Aus diesen Gründen favorisieren wir die Einführung eines separaten finanziellen Anreizes für die VNB.

5.4.3 Vergütungsbasis des netzdienlichen Einsatzes von Speichern


Zur Vergütung der Bereitstellung und des Einsatzes von netzdienlicher Speicherflexibilität an den Speichereigentümer schlagen wir vor, die Art der Vergütung bzw. ihre Festlegung von der Art des Speichers abhängig zu machen:

- Für Speicher, die zukünftig durch den REG/MGV gesteuert werden, schlagen wir eine kostenbasierte Vergütung auf Grund der individuellen Kosten des jeweiligen Speichers vor.
- Für Speicher, die zukünftig durch den VNB gesteuert werden, sollte dagegen entweder eine kostenbasierte Vergütung oder die Anwendung pauschalisierter Preise auf Grundlage typischer Kosten erwogen werden.

Speicher, die durch den REG optimiert werden, sind aufgrund ihrer Voraussetzungen, Grösse, Lage und Bedeutung sehr unterschiedlich. Dies spricht für eine individuelle kostenorientierte Vergütung. Es ist zwar mit einem erheblichen Aufwand bei der Festsetzung der Vergütung zu rechnen, die eine individuelle Kostenprüfung voraussetzt. Allerdings wird dadurch das Risiko einer übermässigen Vergütung vermindert. Neben den Speichern in der Schweiz sollte das kostenbasierte Verfahren auch auf Etrez bzw. die Vergütung einer entsprechenden LFZ angewendet werden.

Bei Speichern, die durch den VNB optimiert werden, ist prinzipiell ein ähnlicher Ansatz denkbar. Doch wäre es wünschenswert, dass dem lokalen Netzbetreiber weitergehende Anreize für den Einsatz des

⁸⁹ „Studie betreffend Netzkosten und Netztarife“, Frontier Economics/ BET Dynamo Swiss, 2015



lokalen Netzpuffers geboten werden, d.h. für eine übergreifende Optimierung der Abnahme aus dem Speicher und dem vorgelagerten Netz. Aus diesem Grunde könnte in diesem Falle auch eine pauschale Vergütung erwogen werden, z.B. auf Grundlage der alternativen Kosten für die Vorhaltung untätiger Flexibilität im Regionalnetz. Hiermit entfielen in diesem Falle die Notwendigkeit einer individuellen Kostenprüfung und die Festsetzung der Vergütung würde vereinfacht. Im Idealfall entstünden hieraus auch Anreize für einen effizienten Zubau neuer bzw. einen Rückbau nicht mehr benötigter Anlagen.

Einschränkend ist allerdings zu berücksichtigen, dass die Anzahl der (grösseren) dezentralen Speicher in der Schweiz begrenzt ist, so dass auch der Aufwand für einen kostenbasierten Ansatz begrenzt wäre. Zudem bestünde bei Bestandsanlagen das Risiko einer Kostenunterdeckung, ohne dass zu entsprechenden volkswirtschaftlichen Einsparungen führen würde. Im Falle einer Kostenüberdeckung würde dies dagegen zu sog. „Windfall-Profits“ und höheren Kosten für die Netznutzer führen.

6 ROLLEN, PROZESSE UND INFORMATIONSAUSTAUSCH BEI DER BILANZIERUNG

In diesem Kapitel werden die mit der Bilanzierung einhergehenden Prozesse näher erläutert. Aufgrund der derzeit noch offenen Entwicklung bei der Gasmarktöffnung und bei den regulatorischen Vorgaben zur Gasbilanzierung, sind jedoch noch viele Freiheitsgrade auch bei der Ausgestaltung der Prozesse vorhanden. Daher beschränken wir uns darauf, die Prozesse allgemein zu beschreiben und auf mögliche und bevorzugte Ausgestaltungsalternativen hinzuweisen.

Zunächst werden einige relevante Begriffe definiert und die beteiligten Markttrollen, die wichtigsten Kundengruppen eingeführt und der Gesamtprozess entlang der Zeitachse ex ante, Liefertag und ex post erläutert. Anschliessend werden die Prozesse der Bilanzierung inklusive des Daten- und Informationsaustauschs der Reihe nach beschrieben.

6.1 Grundlagen

6.1.1 Begriffsdefinitionen

Bevor die Rollen und Prozesse näher beschrieben werden, definieren wir im Folgenden die für die Bilanzierungsprozesse wesentlichen Begriffe.

- **Allokation** - Zuordnung bzw. Aufteilung von Gasmengen zu einer Bilanzgruppe
- **Marktgebiet** - Zusammenfassung von (Teil-)Netzen nach technischen und wirtschaftlichen Kriterien
- **Nominierung/ Renominierung** - Anmeldung über die in einem bestimmten Zeitraum zu transportierenden Erdgasmengen in kWh/ h
- **Regelenergie** – Ausgleich physikalischer Differenzen aufgrund Über- oder Unterspeisungen im Gasnetz durch MGV
- **Ausgleichsenergie** – Differenz zw. ein-/ausgespeisten bilanzrelevanter Gasmengen, welche zwischen MGV und BGV ausgeglichen wird
- **Virtueller Austauschpunkt** - Punkt im Marktgebiet, an dem Gas zwischen Bilanzgruppen gleicher Gasqualität (virtuell) übertragen werden kann
- **Messwerte:** gemessene Lastverläufe
- **Zählwerte:** abgelesene Zählerstände
- **Bilanzgruppe:** Abrechnungstechnisches Konstrukt, um Prognoseabweichungen mehrerer Endkunden zusammenzufassen
- **Subbilanzgruppe:** Bilanzgruppe, in dem Differenzmengen saldiert, jedoch nicht ausgeglichen werden. Eine Sub-Bilanzgruppe ist einer Bilanzgruppe zugeordnet, in der das Saldo der Differenzmengen, das in der Sub-Bilanzgruppe aufgetreten ist, ausgeglichen wird.

6.1.2 Übersicht zu den beteiligten Markttrollen

Die in Abbildung 33 dargestellten Markttrollen sind an den Bilanzierungsprozessen beteiligt. Im Folgenden werden kurz die Aufgaben der einzelnen Akteure näher erläutert. Hierzu gehören:

- Marktgebietsverantwortlicher (MGV)
- Regionalnetzbetreiber (REG)
- Anschlussnetzbetreiber (ANB)
- Messdienstleister (MDL)
- Bilanzgruppenverantwortlicher (BGV)
- Lieferant (LF)
- Speicherbetreiber

Der Verbraucher wird im engeren Sinne nicht als eigener Akteur bei der Bilanzierung betrachtet. Jedem Verbraucher ist ein BGV zugeordnet.

Den einzelnen Marktteilnehmern werden von einer zentralen Stelle, dem EIC Issuing Office (IO) eindeutige Identifikationscodes (ggf. Akteurcodes) zugeteilt, welche bei allen Prozessen und Datenaustauschen mitgeliefert werden müssen. Die jeweiligen Prozesse werden im anschließenden Abschnitt beschrieben.

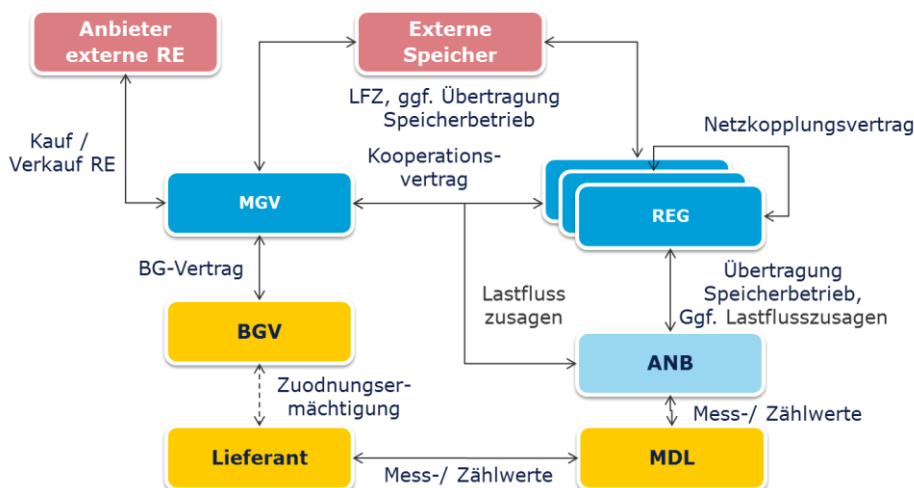


Abbildung 33: Markttrollen bei der Bilanzierung (auf der Grundlage von Abbildung 24)

Quelle : DNV GL

Regionalnetzbetreiber

Der Regionalnetzbetreiber (REG) ist im Wesentlichen verantwortlich für

- Planung, Bau, Wartung und Betrieb ihrer Netze und
- Datenbereitstellung an MGV und Dritte (Mess- und Zählwerte).

Marktgebietsverantwortlicher

Der Marktgebietsverantwortliche (MGV) ist eine natürliche/ juristische Person ohne physische Ein-/ Ausspeisepunkte.

Die Aufgaben des MGV sind:

- das Bilanzgruppenmanagement,
- die Unterstützung der REG hinsichtlich Planung (optional),
- das Kapazitätsmanagement in der Rolle des MGK⁹⁰ (in Zusammenarbeit mit den REG), falls er die Rolle des Marktgebietskoordinators einnimmt
- das Nominierungsmanagement
- die Koordination des Netzbetriebs.
- der Empfang Re-/Nominierung ⁹¹

Der MGV ist bei der Abwicklung der Bilanzierung verantwortlich für die Bilanzgruppeneinrichtung und -verwaltung in seinem Marktgebiet, für die Beschaffung und Steuerung des Einsatzes von Regelenergie und für den virtuellen Handelspunkt. Weitere Aufgaben sind der Empfang von Re-/Nominierung, der Versand von Allokationen⁹² sowie die Ermittlung des BG-Status, also den Verlauf der Über- oder Unterspeisung der BG und die Bilanzgruppenabrechnung.

Neben den genannten Aufgaben könnte der MGV auch für die zentrale Verwaltung aller Abnahmestellen, d.h. z. B. die Koordination des Datenaustauschs der Netzbetreiber verantwortlich sein. Diese Funktion kann allerdings ebenso von einer Behörde, einem Verband, einem Dienstleister o.ä. ausgeübt werden.

Bilanzgruppenverantwortlicher

Der BGV ist gegenüber dem MGV verantwortlich für den ausgeglichenen Saldo in seiner Bilanzgruppe. Zu den Aufgaben im Rahmen der Bilanzierung zählen:

- die Aufnahme von Zählpunkten der Lieferanten in die Bilanzgruppe,
- die Erstellung von Re-/ Nominierungen,
- die Entgegennahme von Allokationen,
- der Ausgleich der Bilanzgruppe und
- die Abstimmung der Bilanzgruppenabrechnung.


Messdienstleister

Die Rolle Messdienstleister (MDL) tritt nicht notwendigerweise als separater Akteur auf. Dies wäre abhängig von der Ausgestaltung des Messwesens und einer möglichen Liberalisierung der Messung. In den folgenden Darstellungen wird der MDL in Kombination mit dem Anschlussnetzbetreiber betrachtet, was den Status-Quo in der Schweiz darstellt.

⁹⁰ Siehe Los 3, Studie II zum Netzzugang

⁹¹ Die Nominierung kann theoretisch auch beim ANB erfolgen, der dann diese an den MGV übermittelt, in MACH 2 ist allerdings die Nominierung beim MGV vorgesehen

⁹² In Rolle des MGK, siehe Los 3, Studie II zum Netzzugang



Bei den Prozessen der Bilanzierung ist der MDL für die Ermittlung und Übermittlung von Verbräuchen und Lastgängen verantwortlich. Die Messwerte werden den relevanten Marktpartnern fristgerecht zur Verfügung gestellt. Die erste technische Plausibilisierung übernimmt der MDL. Für eine weitergehende Plausibilisierung der Messwerte ist der ANB zuständig.

Anschlussnetzbetreiber

Unter der Rolle sind alle Anschlussnetzbetreiber (ANB) enthalten, welche mit einem Lieferanten einen Ausspeisevertrag, auch in Form eines Lieferantenrahmenvertrages, abgeschlossen haben. Die Aufgaben des ANB ist der Empfang und Übermittlung von untertägigen Kundenmesswerten.

Lieferant

Ein Lieferant (LF) schliesst mit einem Anschlussnetzbetreiber einen Ausspeisevertrag bzw. einen Lieferantenrahmenvertrag ab. Die Aufgaben im Rahmen der Bilanzierung beschränken sich auf:

- die Übermittlung Zuordnungserlaubnis
- den Empfang, die Prüfung und Bestätigung des Datenempfangs

Eine weitere mögliche Aufgabe ist die Grund- und Ersatzversorgung in einem bestimmten Netzgebiet.

Wenn der Energiebezug eines Konsumenten nicht einer Lieferung oder einem bestimmten Liefervertrag zugeordnet werden kann, springt der Grundversorger für die Energielieferung ein. Diese Art der Energielieferung wird als Ersatzversorgung bezeichnet.

Der Grundversorger ist nach Anschluss der Abnahmestelle der zugeordnete Lieferant, bis der Konsument einen Liefervertrag mit einem anderen Lieferanten abschliesst. Der Vertragsschluss zur Lieferung kann daher bei der Grundversorgung konkludent erfolgen.

Speicherbetreiber

Speicher zählen im Folgenden als Ein- bzw. Ausspeisepunkt, an denen Gas an den ANB/REG übergeben bzw. zum Zweck der Einspeicherung abgenommen wird.

Lastflusszusage

Vertragliche Vereinbarungen mit einem Dritten, die bestimmte Lastflüsse zusichert

6.1.3 Kundengruppen in der Bilanzierung

Bei der Bilanzierung lassen sich folgende Typen von Konsumenten unterscheiden:

- Nicht untertägig / täglich gemessene (Klein-)Kunden
- RLM-Kunden mit Tagesband (reine Tagesbilanzierung)
- RLM-Kunden mit untertägigen Restriktionen

Nicht untertägig / täglich gemessene (Klein-)Konsumenten

Die Standardlastprofile (SLP) werden typischerweise für Kunden mit starker Temperaturabhängigkeit oder zyklischem Verbrauch und Jahresverbräuchen bis 1-4 Mio. kWh angewandt. Die Profile können standardisiert von zentraler Stelle erstellt werden, müssen aber dann an die lokalen Gegebenheiten noch

angepasst werden. Der ANB legt die SLP und andere Daten für die Abnahmestellen fest (z.B. Prognosetemperatur)

Die Prognose und die Nominierung erfolgen ex ante mithilfe der festgelegten Standardlastprofile. Für die Abrechnung gilt "allokiert wie nominiert", da die SLP-Kunden überwiegend nur einmal jährlich abgelesen werden und keine unterjährigen Werte vorliegen. Falls die eine Untertägige Anpassung der SLP-Konsumenten auf aktuelle Temperaturprognosen erfolgt, ist auch hier eine Renominierung erforderlich.

RLM-Kunden mit Tagesband (reine Tagesbilanzierung)

Zu dieser Gruppe gehören Kunden mit registrierender Leistungsmessung, welche über eine Tagesbilanzierung abgewickelt werden. Die Prognose und die Nominierung erfolgen ex ante und es besteht die evtl. Möglichkeit der Renominierung (n mal pro Tag oder stündlich, abhängig von Systemeinfluss). Dafür werden untertägige Daten auf kurzem Kommunikationsweg durch den ANB geliefert, da dieser schnell und einfach Zugriff auf die entsprechenden Werte hat.

RLM-Kunden mit untertägigen Restriktionen

Zu dieser Gruppe zählen Grösstkunden (mit registrierender Leistungsmessung) mit signifikantem Einfluss auf das System (z.B. Speicher, Heizwerke, Industrie, Transit). Die Prognose und die Nominierung erfolgen ex ante und es besteht die evtl. Möglichkeit der Renominierung (n mal pro Tag oder stündlich, abhängig von Systemeinfluss). Dafür werden untertägigen Daten durch den ANB geliefert.

6.2 Prozesse der Bilanzierung

6.2.1 Übersicht

In der Abbildung 34 sind alle Prozesse der Bilanzierung in einem groben zeitlichen Ablauf dargestellt. Es wird zwischen Prozesse vor, während und nach dem Liefertag unterschieden.

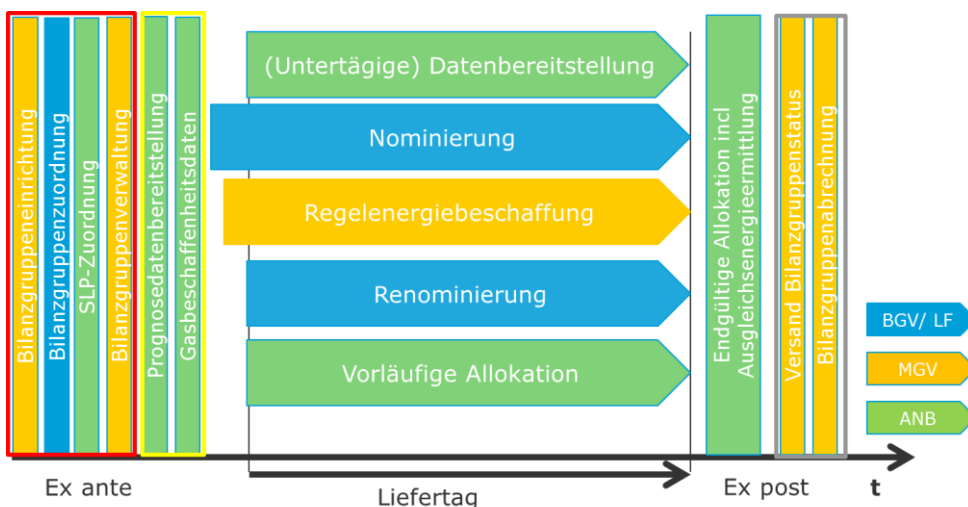


Abbildung 34: Prozesse bei der Bilanzierung – grober zeitlicher Ablauf

Quelle: DNV GL

Ex Ante

Die Prozesse, die vor dem Gastag, d.h. ex ante, stattfinden und die Grundlage für die täglichen und untertäglichen Prozesse bilden, umfassen (vgl. Abbildung 34):

- die Bilanzgruppeneinrichtung und –verwaltung (rot umrandet)
- erste Prozesse der Informationsbereitstellung (gelb umrandet).

Am Liefertag

Zu den Prozessen, die während des Gastags ablaufen, zählen wir auch Prozesse, die kurz davor beginnen und damit der Abwicklung des Gastags dienen. Damit umfasst der Liefertag insbesondere folgende Prozesse (vgl. Abbildung 34):

- Nominierung und allenfalls auch die kurzfristige Regelenergiebeschaffung beginnen schon am Vortag der Lieferung und werden am Liefertag ggf. aktualisiert und beendet.
- Zu den Prozessen am Liefertag zählen darüber hinaus die untertägige Datenbereitstellung, die Renominierung sowie die vorläufige Allokation (vgl. Abbildung 34).

Ex post

Die Prozesse, die ex post durchgeführt werden, zählen (vgl. Abbildung 34):

- endgültige Allokation sowie
- die gesamte Bilanzgruppenabrechnung (grau umrandet).

Dabei reicht die Zeitspanne vom Folgetag bis zu mehreren Monaten.

Die Verantwortung für die jeweiligen Prozesse ist durch die Farbgebung dargestellt. Im Folgenden werden die Einzelprozesse detailliert erläutert.

6.2.2 Ex ante Prozesse

6.2.2.1 Bilanzgruppeneinrichtung und –verwaltung

Diese Gruppe von Prozessen für die Bilanzierung umfasst Vorgänge und Prozesse, welche vor der eigentlichen Lieferung stattfinden müssen, um die Voraussetzungen für die Bilanzierung zu schaffen. Dazu zählen die folgenden Einzelaufgaben:

- 1) Bilanzgruppeneinrichtung
- 2) Bilanzgruppenzuordnung
- 3) SLP-Zuordnung
- 4) Bilanzgruppenverwaltung.

Diese werden im Folgenden näher beschrieben.

1) Bilanzgruppeneinrichtung

Bilanzgruppen werden durch den zuständigen **MGV** eingerichtet und mit einer Identifikationsnummer versehen.

2) Bilanzgruppenzuordnung

Im Rahmen der Bilanzierungsprozesse werden Aus- und Einspeisepunkte einer Bilanzgruppe zugeordnet und bilanziert. Wenn ein **Lieferant** eine neue Abnahmestelle, die durch eine eindeutige Messpunktbezeichnung identifiziert ist, im Netz eines ANB zur Lieferung anmelden möchte, erhält er zunächst eine gültige Zuordnungserlaubnis für eine bestimmte Bilanzgruppe (Identifikationsnummer) vom zuständigen BGV. Anschliessend übermittelt der LF diese vor Lieferbeginn an den ANB und erhält sowohl eine Empfangsbestätigung als auch eine Bestätigung zur Gültigkeit der Zuordnungserlaubnis. Im folgenden Sequenzdiagramm (Abbildung 35) ist dieser Prozess dargestellt.

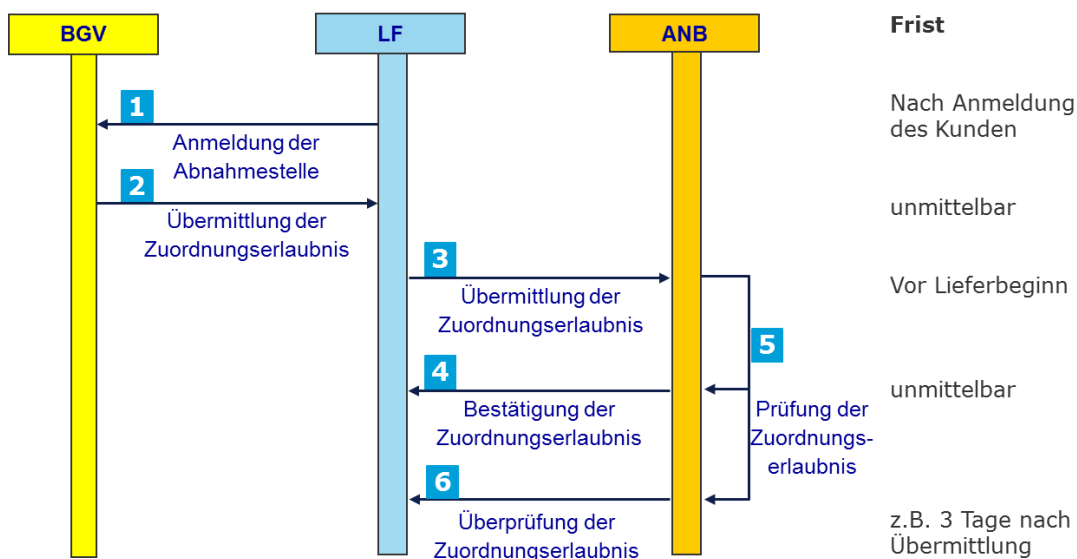


Abbildung 35: Sequenzdiagramm „Bilanzgruppenzuordnung“

Quelle: DNV GL

3) SLP-Zuordnung

Bei der Anmeldung einer Abnahmestelle wird dem Kunden ohne registrierende Lastgangmessung vom **Anschlussnetzbetreiber** nach einer festgelegten und dokumentierten Vorgehensweise ein Lastprofil zugeordnet. Die Zuordnung basiert auf der Art der Abnahme (u.a. Haushalt, Heizung), dem angenommenen Abnahmeverhalten und dem geplanten Verbrauch. Dabei besteht teilweise das Problem, dass zu einzelnen SLP-Ausspeisepunkte nur unzureichende Informationen für eine eindeutige Zuordnung vorliegen. Es wird allerdings davon ausgegangen, dass ein SLP den Verbrauch der Summe der ihm zugeordneten Ausspeisepunkte hinreichend genau wiedergibt.

4) Bilanzgruppenverwaltung

Die **MGV** stellen den ANB eine täglich aktualisierte Liste aller BG mit (Sub-)Bilanzgruppenbezeichnung (inkl. Identifikationsnummer), Gültigkeitszeitraum (Beginn und Enddatum) sowie Angaben zum BGV (Name, Kontaktdaten, Ansprechpartner) zur Verfügung.⁹³

Falls ein ANB bei einer Überprüfung der vertraglichen Regelungen (z. B. Anlage des Lieferantenrahmenvertrages) feststellt, dass ein BG für den Liefermonat nicht auf der Liste des MGV aufgeführt oder ungültig ist, darf der Lieferanten- oder der Bilanzgruppenwechsel mit Bezug auf diesen BG abgelehnt werden.

BG können regulär nur mit einer Frist von beispielsweise 3 Monaten zum Monatsende vom BGV ohne Begründung gekündigt werden⁹⁴. Der MGV informiert unverzüglich die jeweiligen ANB und ggf. die BGV im Falle einer ausserordentlichen Kündigung des Bilanzgruppenvertrages. Diese ausserordentliche Kündigung seitens des MGV erfolgt fristlos. Die ANBs werden unverzüglich nach Übermittlung der Kündigung an die BGV informiert.⁹⁵

5) SLP-Allokation

Der ANB ermittelt am Vortag für die SLP-Kunden die zu allozierenden Mengen für den Liefertag D nach dem festgelegten Lastprofilverfahren und übermittelt diese am Vortag bis zu einer bestimmten Zeit an den MGV. Die Mengen werden je aktiver BG des ANB aggregiert.

Wenn der Wert vom ANB bis zur Frist nicht beim MGV vorliegt, kann dieser stattdessen Ersatzwerte bilden. Der MGV übersendet den gebildeten Ersatzwert am Vortag bis zu einer bestimmten Uhrzeit an den ANB.

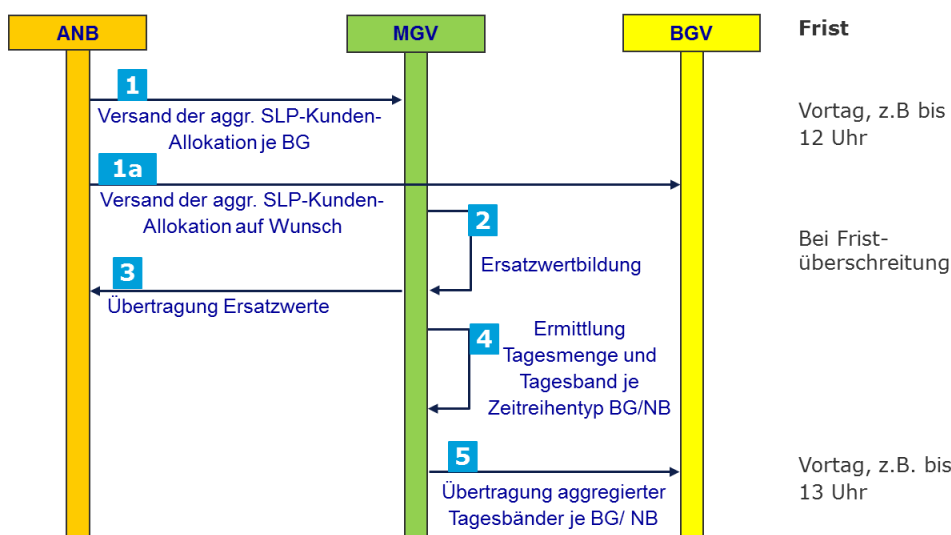


Abbildung 36: Sequenzdiagramm „SLP-Allokation“⁹⁶

Quelle: DNV GL

⁹³ Die Verwaltung der Liste der Bilanzgruppenzuordnung der jeweiligen Konsumenten im Netzgebiet liegt beim ANB. Falls Subbilanzgruppen vorhanden sind, werden diese ebenfalls in der Liste aufgeführt

⁹⁴ Der BGV ist prinzipiell frei in der Entscheidung, ob und wie er seine Bilanzkreise führt und welche Lieferanten er in diese aufnimmt.

⁹⁵ Eine Fristlose Kündigung eines BG Vertrages muss mit Schwerwiegenden Verstössen wie Zahlungsverzug, Insolvenz des BGV oder massiven Nominierungsverstössen begründet werden.

⁹⁶ Der Prozess gilt auch für das City Gate Modell, hier ist der ANB immer noch verantwortlich für die Aggregation und Übermittlung der SLP-Werte, bei untertägiger Anpassung der SLP Nominierung erfolgt die entsprechende Übermittlung der Allokation am Ende des Gastags.

6.2.2.2 Informationsbereitstellung

In diesem Abschnitt werden die Prozesse der Informationsbereitstellung näher erläutert. Diese sind ebenfalls Voraussetzung für die erfolgreiche Abwicklung der Bilanzierung. Dazu zählen folgende Einzelprozesse:

- 1) Prognosedatenbereitstellung (SLP und RLM)
- 2) Gasbeschaffungsdaten
- 3) (Untertägige) Datenbereitstellung.

1) Prognosedatenbereitstellung

Im Rahmen der Bilanzierung ist die Erstellung der Prognose des Verbrauchs bei SLP- und RLM-Kunden ein wichtiger Bestandteil. Der **Lieferant** und der ANB vereinbaren dafür eine Datenlieferung. Vom **ANB** wird für SLP-Kunden bezogen auf das jeweilige Profil (siehe SLP-Zuordnung) am Vortag der Lieferung eine Prognose für den Liefertag versendet⁹⁷. Der Lieferant prüft die Werte und bestätigt den Datenempfang. Für RLM-Kunden werden z.B. als Basis für die Prognose historische Lastgänge gesendet, geprüft und bestätigt. (Abbildung 37). Die Erhebung der Mess- und Zählwerte kann auch durch einen dritten MDL erfolgen, die Datenhoheit bleibt aber immer beim ANB.

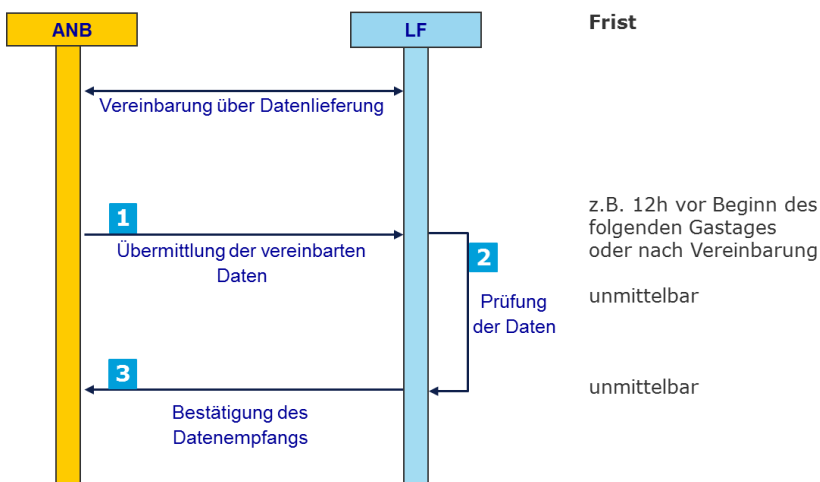


Abbildung 37: Sequenzdiagramm „Prognosedatenbereitstellung“

Quelle: DNV GL

2) Gasbeschaffungsdaten

Der Prozess erfolgt monatlich und umfasst die Bereitstellung der Gasbeschaffungsdaten Brennwert, Normdichte und CO₂-Stoffmengenanteil sowie ggfs. weitere Gasbeschaffungsparameter durch den **ANB** an die jeweiligen Marktpartner. Der Anschlussnetzbetreiber benötigt einen monatlichen Abrechnungsbrennwert für die Energiemengenermittlung und ist dabei von der Information der vorgelagerten Anschlussnetzbetreiber abhängig. Der empfangende ANB kann ggf. die übermittelten

⁹⁷ Dies kann auch durch den Lieferanten erfolgen, dann muss der ANB die Prognosegrundlagen (Profildaten, Bezugstemperatur) zur Verfügung stellen.

Werte nach einfachen Plausibilisierungsregeln (z.B. Format, Vergleich mit vorangehenden Werten) prüfen und eine individuelle Klärung anstreben.

Lieferanten und Konsument haben auch Bedarf an den Gasbeschaffenheitswerten, u.a. für die Plausibilisierung von Rechnungen. Der Lieferant fragt die Daten einmalig an und wird fortlaufend monatlich informiert. Der Konsument kann die Daten auf Anfrage sowohl aufgrund des Vertrages über seinen Lieferanten erhalten oder über seinen Anschlussnetzbetreiber.

Die Festlegung der Fristen für die Datenübermittlung erfolgt durch eine übergeordnete Instanz, nach den Möglichkeiten im Markt.

In der folgenden Abbildung 38 ist der Prozess zusammengefasst dargestellt.

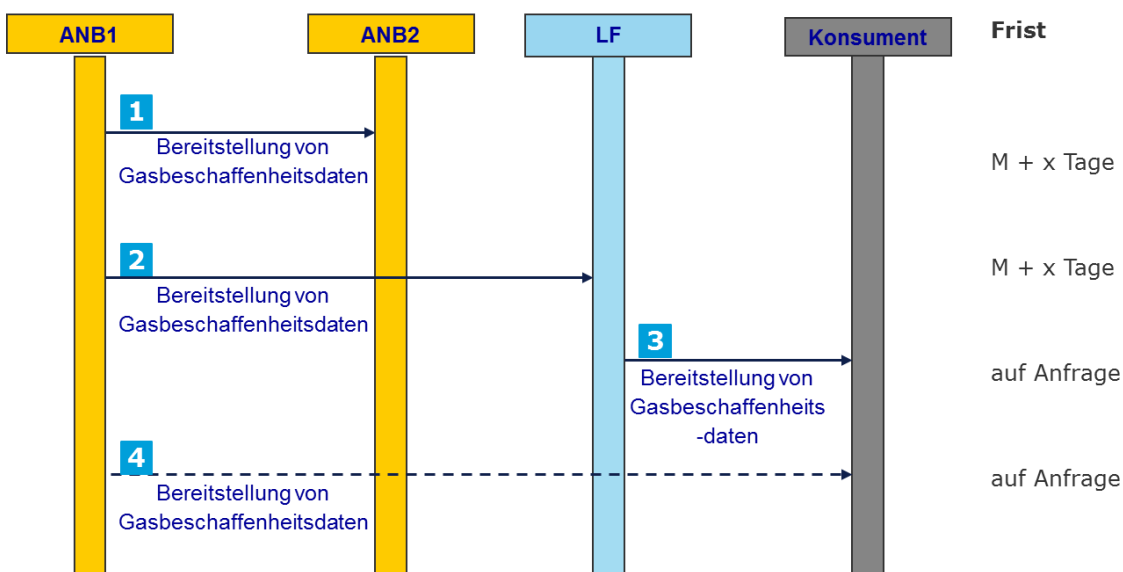


Abbildung 38: Sequenzdiagramm „Gasbeschaffenheitsdaten“

Quelle: DNV GL

3) (Untertägige) Datenbereitstellung

Der ANB hat zu einer aktiven Abnahmestelle im Netz ausgespeiste Stundenmengen in kWh (Berechnung aus Messwerten und Bilanzierungsbrennwert) für den Zeitraum von z.B. 6-12 Uhr bzw. für 6-15 Uhr von Kunden mit Stundenbilanzierung/Tagesband ermittelt. Die aktualisierten Daten werden für die Renominierung verwendet.

Wenn die Rolle Messdienstleister vom ANB unabhängig ist, überträgt der MDL die Messwerte der Konsumenten zunächst an den ANB. Der ANB ermittelt die Stundenmengen, aggregiert diese und gibt die Werte je BG an den MGV. Der MGV aggregiert die Zeitreihen je BG und überträgt sie wiederum an den BGV.

Sowohl der ANB als auch der MGV können Plausibilitätsprüfungen bei Empfang der übermittelten Werte durchführen und ggf. kann der ANB Ersatzwerte für die Messwerte bilden.

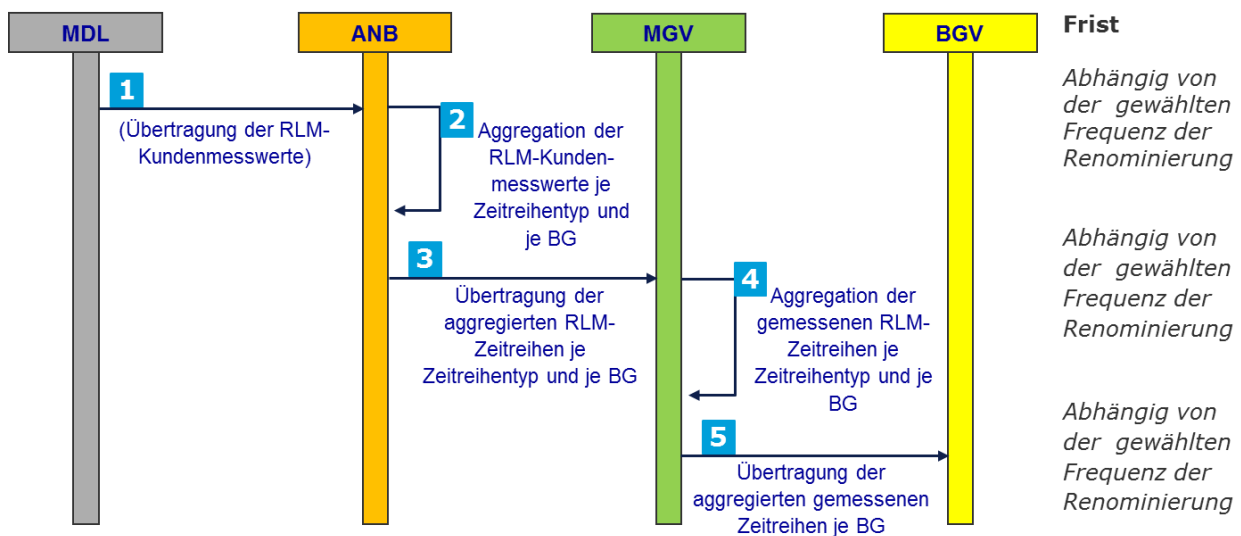


Abbildung 39: Sequenzdiagramm „(untertägige) Datenbereitstellung RLM“

Quelle: DNV GL

Bei der City Gate Variante, wie sie vom MACH-2 Modelle ausgestaltet ist, würden die Aggregationen nicht auf Basis von Einzelkunden erfolgen, sondern für den gesamten City Gate Bereich nur getrennt nach allen SLP und allen RLM Konsumenten. Eine Kombination von City Gate und Einzelkonsumentenmodell ist sinnvoll nicht darstellbar. I

6.2.3 Prozesse am Gastag

6.2.3.1 Nominierung bzw. Renominierung

Nominierungen sind in positiven ganzzahligen kWh/h unter Angabe des Übergabepunktes, der Richtung und der BG-Nummern auf Stundenbasis vorzunehmen. Eine Nominierung muss für jede Flussrichtung einzeln abgegeben werden. Die Renominierung ist eine Aktualisierung der bereits erfolgten Nominierung.

In folgenden werden:

- Re-/Nominierung am VAP,
- Abstimmungen mit dem Ausland
- Re-/Nominierung von Ein- und Ausspeisungen, sowie
- Re-/Nominierung bei Speichern.

kurz erläutert.

Re-/Nominierung am Virtuellen Austauschpunkt

Der BGV (re-)nominiert zur Übertragung von Gasmengen zwischen seinem BG und den BG beteiligter BGV die entsprechenden Buy- und/oder Sell-Positionen am Virtuellen Austauschpunkt des MGV.

Die Bilanzgruppen der beteiligten BGV sind beim MGV eingerichtet und alle haben mit dem MGV einen Kommunikationsweg abgestimmt. Am Ende liegen den beteiligten BGV bestätigte Nominierungen je Bilanzgruppenpaarung für einen definierten Zeitraum vor.

Der BGV sendet eine Re-/Nominierung an den MGV. Dieser bestätigt zunächst nur den Empfang der Meldung. Der MGV prüft die Re-/Nominierung und sendet ggf. eine Fehlermeldung/Ablehnung oder eine Bestätigung der Re-/Nominierung. (siehe Abbildung 40). Ursachen einer Ablehnung können z.B. Fristenüberschreitungen, allgemeine Fehler im Datenaustausch oder Kapazitätsverstöße sein. Die Konsequenz für den BGV ist zumindest eine Nichtberücksichtigung seiner Meldung, damit einhergehend potentiell eine BG Abweichung und im Extremfall die Abschaltung eines oder mehrerer Endkunden.

Bei der Prüfung gleicht der MGV die abgebenden und aufnehmenden Gasmengen miteinander ab, ob

- die gleiche Gasqualität (H oder L Gas)vorliegt,
- jeweils eine entsprechende Gegennominierung vorhanden ist,
- sie stundenscharf übereinstimmen
- und ein Biogas-BG die Gegennominierung eines Biogas-BG hat (allenfalls bei der Einführung eines separaten BG-Modell für Biogasmengen).

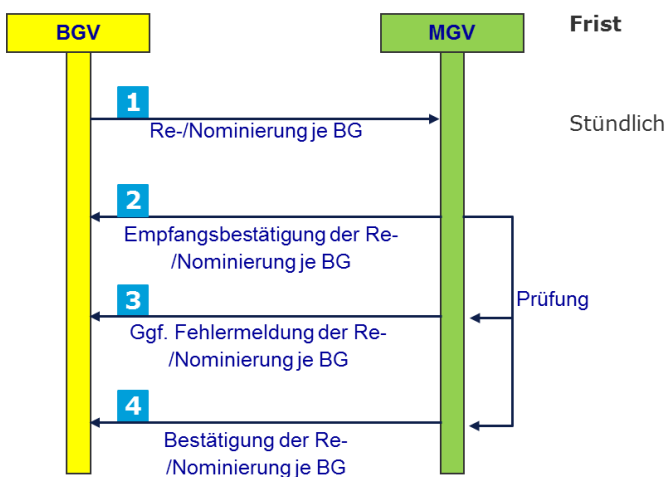


Abbildung 40: Sequenzdiagramm „Re-/Nominierung am VAP“

Quelle: DNV GL

Abstimmungen mit Ausland

Wenn Grenzübergabepunkte (GÜP) im Marktgebiet vorhanden sind, werden auch dafür Ein- und Ausspeisungen für die direkte Versorgung von Endkunden nominiert. Dabei ist der Fall einer Vollintegration der Transitleitung in diesem Abschnitt abgedeckt. Transitmengen, im Kontext einer Teilintegration der Transitleitung, werden hier nicht beachtet, da sie parallel zum Schweizer System laufen.

Die Nominierung erfolgt mit angemessener Frist ggf. noch am Vortag je Einspeisepunkt und Bilanzgruppe vom BGV an den ANB. Der ANB sendet unverzüglich eine Eingangsbestätigung sowie nach Prüfung eine

Fehlermeldung bzw. Bestätigung (siehe Nominierung am VAP). Gleitzeitig erfolgt der gleiche Prozess beim zweiten BGV bzw. ANB (Gegenparteien für die Nominierung)

Transite sind hier separat zu nominieren und zu allokkieren.

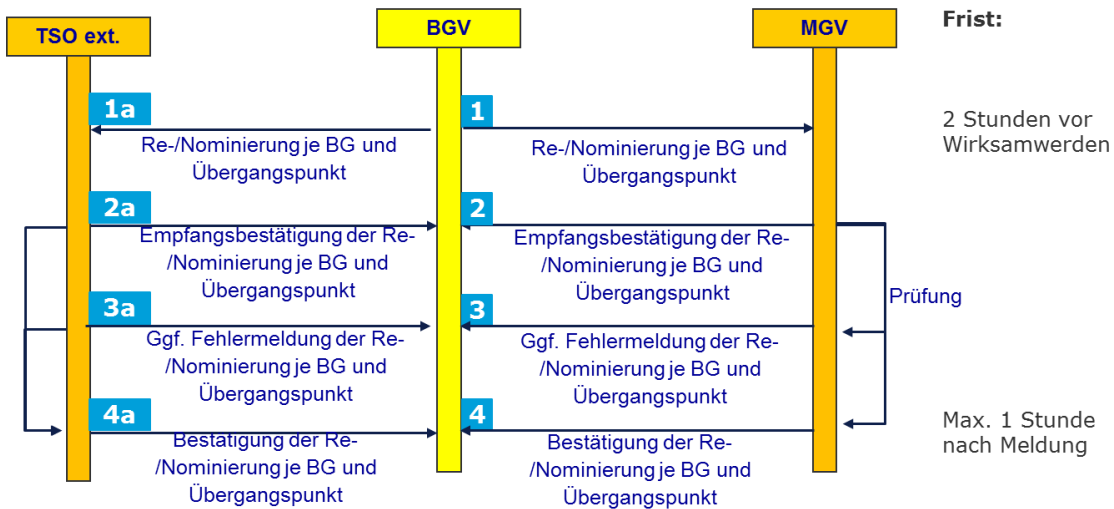


Abbildung 41: Sequenzdiagramm „Re-/Nominierung an Grenzübergabepunkten“

Quelle: DNV GL

Re-/Nominierung von Aus- und Einspeisungen

Wenn einem BGV aktive Abnahmestellen in einem Netze des ANB zugeordnet sind, übermittelt er die Nominierung und eine ggf. notwendige Re-Nominierung an den ANB in einer bestimmten Frist (siehe Los 3, Studie II zum Netzzugang) vor der geplanten Lieferung. Voraussetzung ist dafür die vom Lieferanten erstellte Prognose und der Abgleich mit der gebuchten Kapazität. Gleichzeitig erfolgt der gleiche Prozess beim zweiten BGV (Gegenpartei für die Nominierung). Die Re-/Nominierung für einen definierten Bezugszeitraum wird durch den BGV an alle relevanten ANB übermittelt.

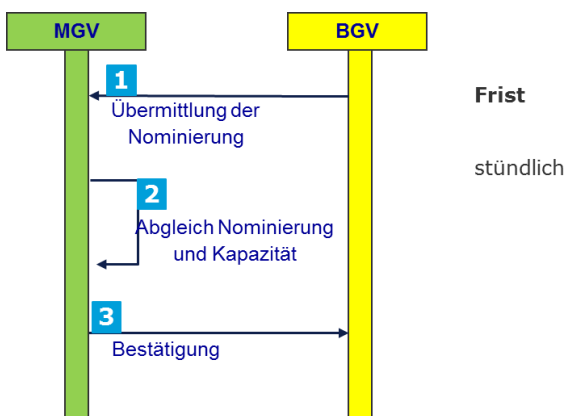


Abbildung 42: Sequenzdiagramm „Re-/Nominierung von Ein- und Ausspeisung“⁹⁸

Quelle: DNV GL

⁹⁸ Dieser Prozess funktioniert auch beim City Gate Modell, allerdings nimmt dann der örtliche ANB die Rolle des BGV ein

Um eine frühzeitige genauere Planung der Regelenergie für den Folgetag zu ermöglichen besteht die Möglichkeit die Nominierung auch gegenüber dem MGV durchzuführen. Die Werte der Nominierung kann der MGV ebenfalls für die Ermittlung des Bilanzgruppenstatus verwenden.

Re-/Nominierung von Speichern

Für Ein- und Ausspeisung an Speichern meldet der Lieferant/Speicherbetreiber dem ANB vor der geplanten Ein-/Ausspeisung, welchem BG/SBG der Ein-/Ausspeisepunkt zugeordnet wird. Die Re-/Nominierung erfolgt dann im Zuge der oben beschriebenen Re-/Nominierung von Ein- und Ausspeisungen.

6.2.3.2 Beschaffung und Einsatz von Regelenergie

Nachdem der ANB die ihm vorliegenden Nominierungen aggregiert an den MGV übermittelt hat, ermittelt dieser den Regelenergiebedarf. Mit Regelenergie werden physische Differenzen zwischen Ein- und Ausspeisung im Marktgebiet ausgeglichen.

Für die Ermittlung des Regelenergiebedarfs stimmt der MGV sich regelmässig mit dem REG ab, welcher den aktuellen Zustand des Netzes kennt

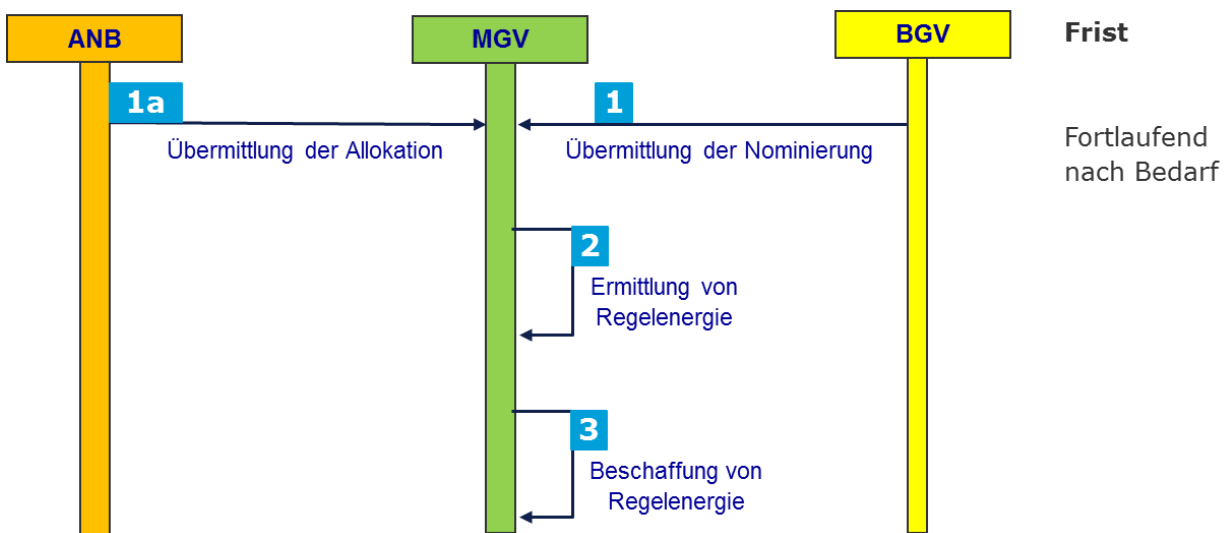


Abbildung 43: Sequenzdiagramm „Regenergiebeschaffung“⁹⁹

Quelle: DNV GL

Zunächst kommt es zu dem Einsatz der **internen Regenergie (Flexibilität)**, welche sich durch die Beschaffenheit und Speicherfähigkeit der Gasnetze ergibt. Dabei werden die Netzpuffer der Fernleitungs- und Regionalnetze, sowie evtl. Speicher herangezogen. Der Einsatz von interner Regenergie ist zwischen REG und MGV abzustimmen. Es erfolgt ebenfalls eine Koordinierung der im Marktgebiet tätigen ANB und den ANB angrenzender Marktgebiete.

⁹⁹ Im MACH 2 entfällt der Schritt

Die Beschaffung von **externer Regelenergie** erfolgt vortäglich oder untertägig. Dies kann über den Schweizer VAP, im Ausland oder über eine spezielle Regelenergieplattform in der Schweiz durchgeführt werden.¹⁰⁰ Die Abwicklung erfolgt nach einem spezifischen Regelwerk und mit definierten Produkten. Potentielle Anbieter externer Regelenergie müssen zunächst ihre finanzielle und technische Leistungsfähigkeit in einem sogenannten Präqualifikationsverfahren beweisen. Bei erfolgreichem Abschluss der Präqualifikation darf der Anbieter an den Ausschreibungen zu verschiedenen Regelenergieprodukten teilnehmen. Gebote werden abgegeben, ausgewählt und bei Bedarf aktiviert.

6.2.3.3 Untertägige Datenbereitstellung

Der ANB hat zu einer aktiven Abnahmestelle im Netz ausgespeiste Stundenmengen in kWh (Berechnung aus Messwerten und Bilanzierungsbrennwert) für den bereits vergangenen Zeitraum von beispielsweise 6-12 Uhr bzw. für 6-15 Uhr von Kunden mit Stundenbilanzierung/Tagesband ermittelt. Die aktualisierten Daten werden für die Renominierung verwendet.

Wenn die Rolle Messdienstleister vom ANB unabhängig ist, überträgt der MDL die Messwerte der Kunden zunächst an den ANB. Der ANB ermittelt die Stundenmengen, aggregiert diese und gibt die Werte je BG an den MGV. Der MGV aggregiert die Zeitreihen je BG und überträgt sie wiederum an den BGV. (siehe Abbildung 44)

Sowohl der ANB als auch der MGV können Plausibilitätsprüfungen bei Empfang der übermittelten Werte durchführen und ggf. Ersatzwerte bilden.

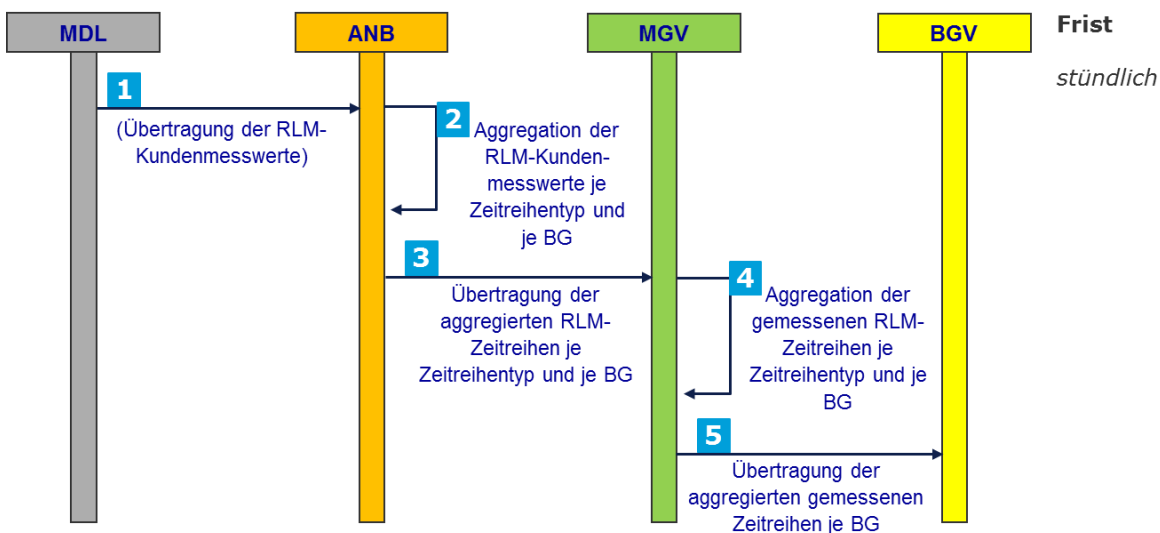


Abbildung 44: Sequenzdiagramm „(untertägige) Datenbereitstellung RLM“

Quelle: DNV GL

Bei der City Gate Variante würden die Aggregationen nicht auf Basis von Einzelkunden erfolgen, sondern für den gesamten City Gate Bereich.

¹⁰⁰ Siehe Endbericht Phase 1

6.2.3.4 Allokation

RLM-Allokation

Für Kunden, die über eine RLM verfügen, z.B. mit Tagesband oder Stundenbilanzierung, werden aus den gemessenen Werten zählpunktscharfe Energiemengen ermittelt.

Die aggregierten Allokationslastgänge (gemessener Stundenlastgang) werden vom ANB an den MGV und vom MGV an den BGV versendet. Die aggregierten Allokationslastgänge (berechnetes Tagesband) werden ebenfalls vom MGV an den BGV gesendet. (siehe Abbildung 45)

Nach Ablauf des Liefermonats werden die gemeldeten Lastgänge durch den ANB plausibilisiert und ggf. Ersatzwerte gebildet, welche in den Allokationslastgängen berücksichtigt werden. Diese kompletten/korrigierten Allokationslastgänge werden zwischen den Marktpartnern fristgerecht ausgetauscht.

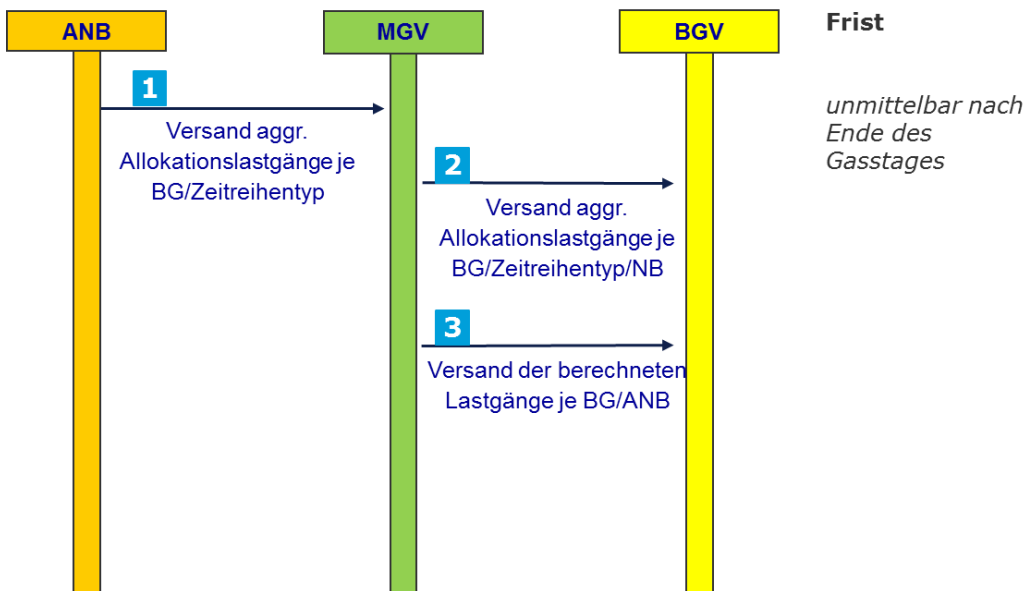


Abbildung 45: Sequenzdiagramm „RLM-Allokation“

Quelle: DNV GL

Im Weiteren werden nach Ende des Liefermonates die aggregierten Allokationslastgänge des Liefermonats je Bilanzgruppe und Zeitreihentyp in gleicher Weise zunächst vom ANB an den MGV und anschliessend an den BGV gesendet. Aus Basis dieser Werte kann im Anschluss die Abrechnung der BG erfolgen.

6.2.4 Ex post Prozesse

6.2.4.1 Bilanzgruppenabrechnung

Versand Bilanzgruppenstatus

Mit Ablauf des Liefertages wurden alle Allokationen und Nominierungen durchgeführt. Der MGV ermittelt täglich für jede BG den stündlichen Bilanzgruppenstatus für den vorangegangenen Gastag und übermittelt diese an den BGV für die BG-Abrechnung. Der Bilanzgruppenstatus bezieht sich vor allem auf die tägliche Ausgleichenergie. Es kann je nach Ausgestaltung der Bilanzierung auch noch der Status bezogen auf weitere Anreizsysteme ermittelt werden. Die Zahlenangaben sind im MWh zu übermitteln. Für die Berechnung werden die ggf. ersatzwert- und brennwertkorrigierten Stundenwerte der verschiedenen Zeitreihentypen für die BG verwendet. Dazu zählen unter anderen die relevanten RLM und SLP-Zeitreihen sowie die Mengen am VAP.

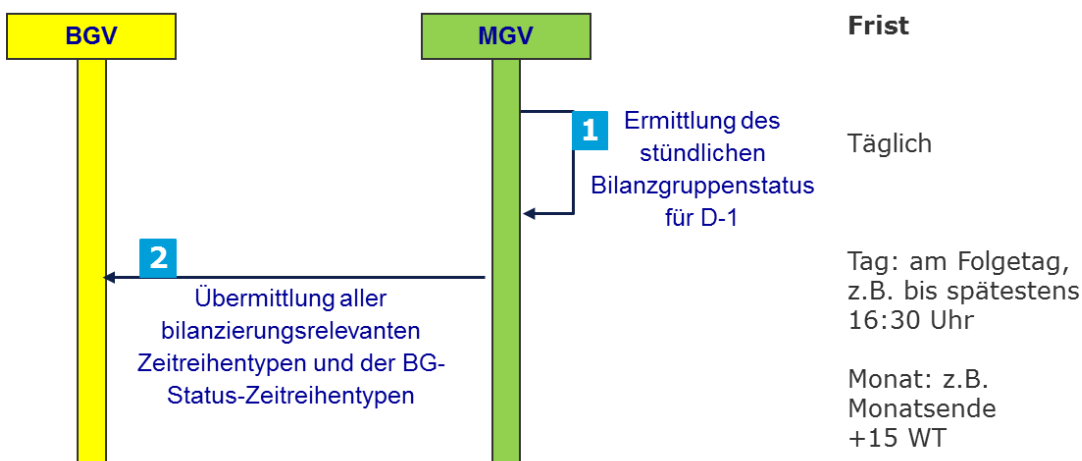


Abbildung 46: Sequenzdiagramm „Versand Bilanzgruppenstatus“

Quelle: DNV GL

Bilanzgruppenabrechnung

Nach Ablauf des Liefermonats erfolgt die endgültige Abrechnung der BG-Verträge mit gesicherten Daten. Der MGV informiert den BGV ohne Gewähr zunächst über die zu erwartende Höhe der Abrechnung und versendet nach einer bestimmten Frist die endgültige Abrechnung. Diese kann ggf. später noch korrigiert und storniert werden, worauf eine erneute korrigierte Abrechnung versandt wird.

Dabei ist zu beachten, dass u.U. erhebliche Korrekturen auf die BG-Abrechnung nachträglich vorgenommen werden können, wenn die endgültige Abrechnung auf Basis von falschen resp. nicht richtig plausibilisierten Daten erfolgt ist. Dies zeigt, dass die Qualität der Messung resp. des Messwesens eine wichtige Rolle bei der Unterstützung eines effizienten Gasmarktes spielt.

Die monatliche Abrechnung der Bilanzgruppe kann je nach Gestaltung des Gasmarktes und der Bilanzierung neben der täglichen Ausgleichsenergie und möglichen untertägigen Pönalen folgende weitere Bestandteile enthalten. Dazu gehören:

- Abrechnung der täglichen ggf. variablen Strukturierungsbeiträge,
- Abrechnung von möglichen Umlagen für SLP und RLM;
- Abrechnung der RLM-Differenzmengen;
- Abrechnung der VAP-Nutzung,
- ggf. Ausweis allfälliger Steuern und Abgaben.

Die RLM-Differenzmengen können:

- aufgrund von Abweichungen zwischen der Mengenzuordnung mit Bilanzierungsbrennwert und der Mengenzuordnung mit abrechnungsrelevanten Brennwerten einer Bilanzgruppe von RLM-Ausspeisepunkten
- oder aufgrund einer nachträglichen Allokationsdatenkorrektur

entstehen.

Die Weitergabe von Kosten bzw. die Abrechnung zwischen dem BGV und den jeweiligen TK werden über individuelle Vereinbarung zwischen den beiden Parteien geregelt.

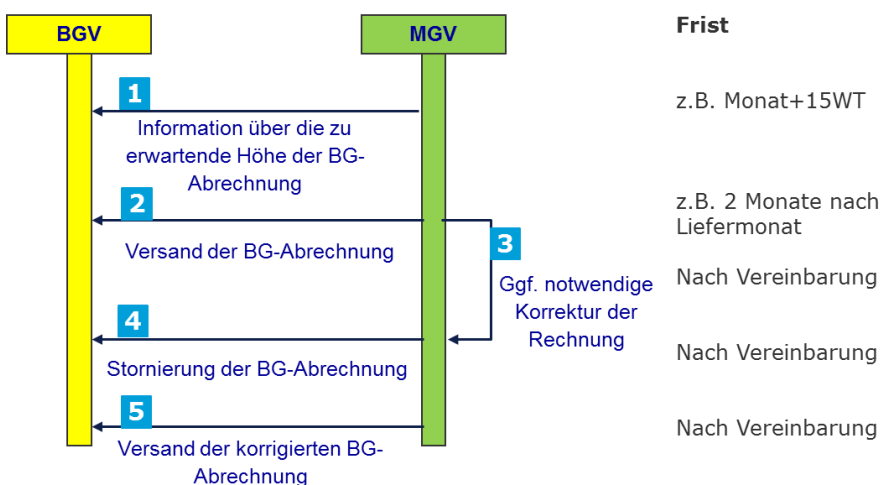


Abbildung 47: Sequenzdiagramm „Bilanzgruppenabrechnung“

Quelle: DNV GL

7 ERGÄNZENDE FRAGESTELLUNGEN

Ziel dieses Kapitels ist es, ergänzende Fragen und Nebenaspekte im Zusammenhang mit der Gasbilanzierung in der Schweiz aufzugreifen. Aufgrund des kursorischen Charakters des Kapitels behandeln wir diese allerdings nur überblicksartig.

Wir skizzieren zunächst die Aufgaben des Marktgebietsverantwortlichen und der Regionalnetzbetreiber in einer zukünftig geplanten integrierten Bilanzierungszone in der Schweiz und identifizieren, welche Aspekte dabei einer besonderen oder tieferen regulatorischen Regelung bedürfen (Abschnitt 7.1).

In Abschnitt 7.2 gehen wir auf den Zusammenhang zwischen Bilanzierung und Versorgungssicherheit ein.

Zum Schluss beurteilen wir den von den industriellen Gasverbrauchern vorgebrachten Vorschlag, das Schweizer Marktgebiet ganz an das deutsche Marktgebiet NCG anzuschliessen, aus Sicht der Bilanzierung (vgl. Abschnitt 7.3).

7.1 Aufgaben des Marktgebietsverantwortlichen und der Regionalnetzbetreiber

Innerhalb des Gasversorgungssystems gibt es zentrale Aufgaben, die traditionell von den Fernleitungsnetzbetreibern wahrgenommen werden, d.h. in der Schweiz von den REG. Hierzu gehören:

- Netzausbau
- Kapazitätsmanagement
- Netzbetrieb
- Bilanzgruppenmanagement
- Nominierungsmanagement
- Systembilanzierung durch die Beschaffung und den Einsatz von Regelenergie

In einem gemeinsamen Marktgebiet bzw. einem gemeinsamen Bilanzierungsgebiet, das von mehreren Fernleitungsnetzbetreibern aufgespannt wird, können zentrale Aufgaben bei dem neu zu schaffenden MGV angesiedelt werden. Dies ist auch für die Schweiz geplant. Dadurch verschiebt sich der Verantwortungsbereich zwischen REG und MGV.

In einer gemeinsamen Bilanzierungszone mit einem MGV sind die REG weiterhin für Folgendes hauptverantwortlich:

- Planung, Bau, Wartung und Betrieb ihrer Netze
- Datenbereitstellung an MGV und Dritte (Mess- und Zählwerte)

Der MGV als zentraler Dienstleister ersetzt die notwendige bilaterale / multilaterale Abstimmung zwischen den REG und bündelt folgende Aufgaben:

- Unterstützung der REG hinsichtlich Planung (optional)
- Kapazitätsmanagement (in Zusammenarbeit mit den REG)
- Nominierungsmanagement

- BG-Management
- Beschaffung von Regelenergie
- Koordination des Netzbetriebs

Nähere Erläuterungen dazu sind in den nachfolgenden Tabellen gegeben.

Netzausbau und Kapazitätsmanagement

Während die REG weiterhin hauptverantwortlich für die bedarfsgerechte Planung, den Bau, den Betrieb und die Wartung ihres Netzes sind, stimmen sie sich mit den anderen REG und dem MGV ab. Insbesondere in der Phase der Netzplanung ist die Koordination zwischen benachbarten REG wichtig. Wesentliche Informationen zur bedarfsgerechten Kapazitätsplanung steuert der MGV auf der Grundlage der Kapazitätsvermarktung und Kapazitätsanfragen bei. Zudem kann der MGV bei der Ausbauplanung unterstützen.

Beim Kapazitätsmanagement stellen die Netzbetreiber durch Netzausbauplanung und Analysen das physische Mengengerüst zur Vermarktung zur Verfügung; die Ermittlung der Kapazitäten kann durch den MGV unterstützt werden. Die Vermarktung erfolgt dann durch den MGV. Lastflusszusagen (LFZ) zur Absicherung oder Steigerung von ausgewiesenen Kapazitäten werden soweit notwendig entweder durch die REG oder zentral durch den MGV kontrahiert.

Tabelle 19: Aufgaben von REG/MGV beim Netzausbau und dem Kapazitätsmanagement

	REG	MGV
Netzausbau	<ul style="list-style-type: none"> • Grundsätzliche Verantwortung für Planung und Ausbau ihrer Netze • Bedarfsgerechte Kapazitätserweiterung • Pflicht zur Koordination mit anderen REG und VNB (Informationsaustausch) • Veröffentlichung Ausbauplanung 	<ul style="list-style-type: none"> • Pflicht zur Bereitstellung Information zukünftige Kapazitätsreservierung • Allenfalls Koordination und Unterstützung der Ausbauplanung • <i>Optional: Funktion als zentrale Koordinationsstelle, analog E-Trans - geht über aktuelle Studie hinaus</i>
Kapazitätsmanagement	<ul style="list-style-type: none"> • Ermittlung der zur Verfügung stehenden Entry-/Exit-Kapazitäten • Erfassung Kapazitätsbedarf Verteilnetze • Bestimmung und Kontrahierung der notwendigen LFZ usw. (sofern relevant) • Übermittlung Ergebnisse an MGV 	<ul style="list-style-type: none"> • Information REG über aktuelle Reservierung / Bedarf • Allenfalls Koordination und Unterstützung Kapazitätsermittlung • Allenfalls zentrale Kontrahierung LFZ (im Auftrag der REG) • Vermarktung Entry-/Exit-Kapazitäten <ul style="list-style-type: none"> • Veröffentlichung verfügbare / kontrahierte Kapazität • Allokation • Information REG

Quelle: DNV GL

Bilanzgruppen- und Nominierungsmanagement

Um Nominierungen abzuwickeln, fungiert der MGV als zentrale Drehscheibe. Er erhält, prüft und bestätigt die Nominierungen und übermittelt die Summenwerte an die REG. Zudem stimmt er sich zwecks Kapazitäts- und Netznutzung mit den angrenzenden ausländischen MGV bzw. FNB ab. Der REG unterstützt den MGV durch Informationen zu kurzfristigen Einschränkungen bei der Netznutzung (unterbrechbare Kapazitäten).

Der MGV verantwortet auch zentral die Bilanzgruppen und bietet ihnen weitere zentrale Funktionen. Er registriert und verwaltet die BGV (inkl. Abschluss BG-Vertrag), betreibt den VAP, informiert die BG untertägig über ihren Saldo und bestimmt und verrechnet die Ausgleichsenergie sowie allfällige Regelenergie-Umlagen. Daneben veröffentlicht er auch den untertägigen Netz-Stand, d.h. Informationen zur Unausgeglichenheit des Gesamtsystems.

Das BG-Management durch den MGV wird durch die REG unterstützt, indem sie Entry-Exit-Buchungen zu BG zuordnen, untertägig notwendige Inputs für die Ermittlung des Netz-/ BG-Stands ermitteln und an den MGV übertragen und Messwerte zum eigenen und eventuell auch unterlagerten Netze erheben, aggregieren und übermitteln.

Tabelle 20: Aufgaben von REG/MGV beim Bilanzgruppen- und Nominierungsmanagement

	REG	MGV
Nominierungsmanagement	<ul style="list-style-type: none"> Information an MGV über kurzfristige Einschränkungen (unterbrechbare Kapazitäten) 	<ul style="list-style-type: none"> Nominierungsmanagement <ul style="list-style-type: none"> Erhalt, Prüfung und Bestätigung von Nominierungen Übermittlung Summenwerte an REG Abstimmung mit ausländischen TSOs
BG-Management	<ul style="list-style-type: none"> Zuordnung Entry-Exit-Buchungen zu BGs Untertägige Übermittlung notwendiger Inputs für Ermittlung Netz-/ BG-Stand Fristgerechte Übermittlung (& Aggregation) Messwerte an berechtigten Akteure (ANB, BGV) Eigenes Netz inkl./exkl. Unterlagerte VNB 	<ul style="list-style-type: none"> Registrierung & Verwaltung BGV (inkl. Abschluss BG-Vertrag) Betrieb VAP Veröffentlichung untertägiger Netz-/ BG-Stand Bestimmung und Abrechnung AE Bestimmung und Erhebung Regelenergie-Umlage

Quelle: DNV GL

Beschaffung von Regelenergie und Netzbetrieb

Die Beschaffung von Regelenergie ist eine zentrale Funktion des MGV. Dies umfasst vorbereitende Schritte, wie die Definition, Ausschreibung und Beschaffung von Regelenergie-Produkten (inkl. LFZ), den untertägigen Abruf von Regelenergie, sowie nachgelagerte Schritte, wie die Verrechnung von Regelenergie und die Veröffentlichung von relevanten Marktinformationen (siehe NC BAL).

Der Netzbetrieb ist weiterhin eine Hauptaufgabe der REG. Allerdings dient der Netzbetrieb dem Gesamtsystem und unterliegt damit auch Anforderungen, die vom MGV formuliert werden. Der REG betreibt die Netzanlagen und erstellt und übermittelt Summenlastprognosen an den MGV. Untertägig übermittelt er auch Messwerte zum Netzzustand an den MGV. Dieser aggregiert die Summenlastprognosen, um frühzeitig Ungleichgewichte und Engpässe zu erkennen. Diese und andere untertägige Informationen zum Netzzustand nutzt er, um auf (bevorstehende oder bestehende) Ungleichgewichte und Netzengpässe im System durch den Einsatz von Regelenergie, Speichern oder des Netzpuffers zu reagieren. Er stimmt sich dabei mit REG sowie allenfalls FNB/MGV im benachbarten Ausland ab. Er verantwortet und koordiniert den Flexibilitätseinsatz in den Netzen zum Zweck des Systemausgleichs und des Engpassmanagements. Der Flexibilitätseinsatz erfolgt durch die REG bzw. nachgelagerte Netzbetreiber.

Tabelle 21: Aufgaben von REG/MGV bei der Beschaffung von Regelenergie und dem Netzbetrieb

	REG	MGV
Beschaffung Regelenergie		<ul style="list-style-type: none"> • Definition, Ausschreibung und Beschaffung RE-Produkte (inkl. LFZ) • Abruf externe RE • Verrechnung RE • Veröffentlichung (siehe NC BAL)
Netzbetrieb	<ul style="list-style-type: none"> • Erstellung Summenlastprognosen und Übermittlung an MGV • Betrieb Netzanlagen (gemäss Netzkopplungsvertrag) • Einsatz Netzpuffer und (Netz-) Speicher • Bereitstellung Messwerte an MGV 	<ul style="list-style-type: none"> • Aggregation Summenlastprognosen zur frühzeitigen Erkennung von Ungleichgewichten und Engpässen • Koordination mit ausländischen TSO • Koordination Einsatz Netzpuffer und (Netz-) Speicher • Koordination Engpassmanagement • Veröffentlichung (siehe NC BAL)

Quelle: DNV GL

Regulierungsbedarf

Die in der nachfolgenden Tabelle 22 genannten Aspekte bedürfen einer weitergehenden Spezifizierung durch regulatorische Vorgaben.

Für den bedarfsgerechten Netzausbau sind insbesondere übergeordnete Planungsvorgaben zu machen. Dies könnte die Vorgabe von oder die Zustimmung zu den zu verwendenden Szenarien und zu dem Annahmengerüst sowie Grundsätzen der Zusammenarbeit zwischen den REG und dem MGV bei der Ermittlung beinhalten. Netzausbauprojekte könnten auch durch den Regulator geprüft sowie allenfalls genehmigt werden. Zudem sollte der Ansatz zur Einbindung von wesentlichen Marktteilnehmern und der Öffentlichkeit geklärt werden.

Bezüglich des Kapazitätsmanagements sollte die Regulierung zumindest die Grundsätze der Ermittlung und der Vermarktung vorgeben. Dies kann sich auf die Definition von Kapazitätsprodukten beziehen oder allein die Beziehung zwischen den verwendeten Produkten regeln. Daneben sollten die

Informationsbereitstellung /- Veröffentlichung durch die REG / den MGV sowie die Koordination zwischen gewissen Grundsätzen genügen.

Beim Nominierungs- und BG-Management sollten durch die Regulierung Ansprüche wie die Diskriminierungsfreiheit, optimale/ ausreichende Unterstützung der Marktteilnehmer mit notwendigen Informationen, usw. eingefordert werden. Allerdings sollte es der Branche überlassen werden, Details zur Umsetzung der Vorgaben zu entwickeln. Dies betrifft Zeiten und Fristen von Prozessen, Verantwortlichkeiten, Formate und Definition der Informationsprodukte bei der Informationsbereitstellung und dem Datenaustausch, usw.

Bei der Beschaffung von Regelenergie sind regulatorische Vorgaben bzgl. des Beschaffungsverfahrens und allenfalls den Produkten zu machen. Zudem sollten entsprechende Veröffentlichungspflichten definiert werden und eventuell ein Anreizsystem zur effizienten Beschaffung von Regelenergie implementiert werden (siehe NC BAL).

Beim Netzbetrieb bleibt der Bedarf besonderer regulatorischer Regelungen auf die Vorgabe von Prinzipien zum effizienten, systemdienlichen Netzbetrieb und Flexibilitätseinsatz und die zweckmässige Koordination und den Informationsaustausch zwischen den REG und dem MGV beschränkt. Die Details sollten wiederum von der Branche selbst erarbeitet werden.

Zudem sollten spezifische Vorgaben die REG bzw. den MGV zu ausreichender und zweckdienlicher Informationsbereitstellung und -veröffentlichung anhalten, wo diese unabdinglich und förderlich sind, und diesen Anreize geben, die Marktprozesse zu verbessern und die Markteffizienz zu steigern. Dies gilt z.B. für Planungsdaten, untertägige Informationen oder Marktergebnisse.

Tabelle 22: Aufgabenbereiche der REG / des MGV mit spezifischem Regulierungsbedarf

Bereich	Notwendige regulatorische Vorgaben
Netzausbau und Netzbetrieb	<ul style="list-style-type: none"> • Planungsvorgaben wie Szenarien für Bedarf • Zusammenarbeit bei der Ermittlung • Prüfung durch den Regulator • Einbindung der Öffentlichkeit
Kapazitätsmanagement	<ul style="list-style-type: none"> • Evtl. Kapazitätsprodukte bzw. ihre Beziehung
Nominierungsmanagement und BG-Management	<ul style="list-style-type: none"> • Allgemeine Grundsätze • Prüfung / Genehmigung von Produkten, Abläufen, Standardverträgen usw.
Beschaffung Regelenergie	<ul style="list-style-type: none"> • Beschaffungsverfahren • Evtl. Produktstruktur und Anreizsystem zur Beschaffung • Veröffentlichungspflichten

Quelle: DNV GL

7.2 Zusammenhang zwischen Bilanzierung und Versorgungssicherheit

Das wesentliche Gestaltungsmerkmal bzw. die wesentliche Eigenschaft der Bilanzierung (siehe Kapitel 3) ist die Höhe und Struktur der Ausgleichsenergiepreise. Es kann allgemein davon ausgegangen werden,

dass marktbasierete AE-Preise (siehe NC BAL) sich positiv auf die kurz- und langfristige Versorgungssicherheit auswirken. Denn wenn im Gassystem eine Unterspeisung, d.h. ein Defizit an Gas, vorliegt, ist kurzfristig mit steigenden bzw. hohen Gaspreisen zu rechnen. Diese sollten auf die AE-Preise durchschlagen. Marktbasierete AE-Preise schaffen somit starke Anreize für Bilanzgruppen, insbesondere in Krisensituationen eine Unterdeckung zu vermeiden, und tragen somit zur langfristigen Versorgungssicherheit bei.

Allerdings finden in etlichen Mitgliedsstaaten der EU weiterhin indizierte oder sogar administrativ festgelegte AE-Preise Anwendung. Diese begrenzen theoretisch die Anreize für BG für den Einkauf ausreichender Gasmengen. Denn im Zweifelsfall ist es günstiger, auf AE zu administrativ festgelegten Preisen zurückzugreifen. Ähnliche Bedenken bestehen im Falle administrativer Preisobergrenzen, welche das Risiko von Extrempreisen beseitigen können. Von CEER wurde daher vorgeschlagen, bei extremen Abweichungen eine zusätzlich „Defizit-Pönale“ einzuführen, um die Anreizwirkung der AE-Preise weiter zu verstärken.¹⁰¹ In einer weiteren Stufe sieht CEER die Aussetzung des Marktmechanismus vor, wenn keine „Markträumung“ mehr möglich ist.¹⁰²

Vor diesem Hintergrund stimmen wir grundsätzlich der Forderung nach möglichst marktbasiereten und „unbegrenzten“ AE-Preisen zu. Andernfalls werden gerade in Extremsituationen die Anreize für einen eigenständigen Ausgleich der BG unterminiert. Wie allerdings die Diskussion zu Energy-only-Märkten und Kapazitätsmärkten im Strommarkt zeigt, kann die Frage nach der Effektivität entsprechender Anreize nicht abschliessend beantwortet werden („Glaubensfrage“). Die Einführung zusätzlicher Pönalen kann das Risiko zwar reduzieren, doch erscheint dies insbesondere in Extremsituationen als nur begrenzt relevant.

Aus unserer Sicht sind für die Schweiz insbesondere die folgenden Punkte relevant:

- Die mögliche einseitige Einführung zusätzlicher Pönalen im angrenzenden Ausland könnte potenziell dazu führen, dass Marktakteure in Extremsituationen der Belieferung ausländischer Konsumenten Priorität einräumen.
- Kritisch erscheint in diesem Fall insbesondere das Risiko der Aussetzung der allgemeinen Marktmechanismen, da dann selbst höhere Gebote aus der Schweiz nicht mehr zum Zuge kämen.
- In Konsequenz führt dies zu der Frage, inwieweit eine uneingeschränkte Belieferung der Schweiz im Kontext liberalisierter Gasmärkte in der EU auch in Extremsituationen gewährleistet werden kann. Diese Frage ist jedoch prinzipiell unabhängig von der Ausgestaltung des Bilanzierungsregimes in der Schweiz.¹⁰³


7.3 Integration der Schweiz in das Marktgebiet NCG

Von Seiten einiger industrieller Grossverbraucher wurde vorgeschlagen, auf die Schaffung eines eigenständigen Schweizer Gasmarkts zu verzichten und stattdessen eine vollständige Integration der Schweiz in das deutsche Marktgebiet NCG anzustreben. DNV GL wurde vom BFE gebeten, im Kontext der

¹⁰¹ Council of European Energy Regulators (CEER). Security of Gas Supply, A CEER Concept Paper. Ref: C15-GWG-122-04. Brussels. 21 July 2015

¹⁰² Ibid.

¹⁰³ Vgl. analoge Diskussionen zu Kapazitätsmechanismen in den Strommärkten in der EU



allgemeinen Untersuchungen und Empfehlungen in dieser Studie kurz zu diesem Vorschlag Stellung zu nehmen.


Unter der Annahme ausreichend verfügbarer Transportkapazitäten zwischen dem Marktgebiet NCG und der Schweiz könnte ein solches Modell zu erheblichen Vorteilen für die Transportkunden bzw. Verbraucher in der Schweiz führen:

- Durch die Einbindung in einen liquiden Gasmarkt würden Schweizer Marktakteure unmittelbar von der dortigen Liquidität und Wettbewerb profitieren, insbesondere auch in Form marktgerechter Preise und Angeboten zur Belieferung durch unabhängige Anbieter. Umgekehrt entfielen damit das Risiko eines begrenzten Marktzugangs und möglicher Probleme mit Marktmacht der angestammten Versorger in der Schweiz.
- Bei einer Integration würden Entry-Exit Buchungen an der Grenze zwischen Deutschland und der Schweiz wegfallen. Dadurch würden sich zudem die Grosshandelspreise in der Schweiz mit dem (niedrigeren) Preisniveau im Marktgebiet NCG angleichen.
- Aus Sicht der Bilanzierung ergäbe sich zudem der Vorteil eines ausreichenden Angebots untätiger Flexibilität. Mit Blick auf die geringe Grösse der Schweiz im Vergleich zum Marktgebiet NCG erschiene es daher wahrscheinlich, dass weiterhin die in Deutschland geltende Ausgestaltung der Tagesbilanzierung zum Tragen käme. Dies würde wiederum den Marktzugang für unabhängige Lieferanten vereinfachen und die Risiken für Kunden im geöffneten Marktsegment reduzieren.

Diesen Vorzügen stehen jedoch auch eine Reihe von Herausforderungen und potenziellen Nachteilen gegenüber. Abgesehen von der bereits erwähnten Notwendigkeit ausreichender Transportkapazitäten (siehe auch unten) wäre z.B. eine Kompensation der nicht länger erhobenen Entry-Exit Entgelte an der deutsch-schweizerischen Grenze erforderlich. Dies müsste voraussichtlich zu einem erheblichen Teil in Form einer Re-Allokation der entsprechenden Kosten in die lokalen Exit-Entgelte in der Schweiz geschehen. Zumindest für den schweizerischen Anteil der entsprechenden Kosten könnte dies im Extremfall auf ein Nullsummenspiel hinauslaufen. Allerdings würden die Verbraucher in der Schweiz voraussichtlich dennoch vom Wegfall der Exit-Entgelte aus dem Marktgebiet NCG profitieren.

Eine der grössten Herausforderungen bestünde in der Übernahme der entsprechenden Regelungen aus dem deutschen Markt sowie den wahrscheinlich eng begrenzten Einflussmöglichkeiten der Schweiz für die Fortentwicklung derselben. Abgesehen von der unsicheren Bereitschaft der deutschen Behörden und Marktakteure, auf spezifische Wünsche und Forderungen der Schweiz einzugehen, sind hierbei insbesondere die in Deutschland geltenden EU-Vorgaben zu berücksichtigen. Die Schweiz wäre daher gezwungen, sämtlichen einschlägigen Vorgaben direkt zu übernehmen, ohne diese beeinflussen zu können. Im Extremfall könnte dies auf eine einseitige und vollständige Übernahme der deutschen Regelungen hinauslaufen. Aus dieser Asymmetrie könnten zukünftig mögliche Risiken und Nachteile für die Schweiz entstehen. Eine spätere Herauslösung aus dem Marktgebiet NCG und Schaffung eines eigenen Marktgebiets wäre mit sehr hohem Aufwand verbunden.

Angesichts dieser Umstände weisen wir erneut auf die bereits erwähnte Notwendigkeit jederzeit ausreichender Transportkapazitäten hin. Unter der Annahme, dass diese Voraussetzung tatsächlich gegeben ist, wäre jedoch zu erwarten, dass ein Grossteil der zuvor angesprochenen Vorteile auch im Rahmen eines separaten Marktgebiets Schweiz erreicht werden könnte. So zeigt die Entwicklung der Grosshandelspreise in den Gasmärkten Belgiens, der Niederlande, Deutschlands und Frankreichs in den vergangenen Jahren, dass auch ohne eine formale Marktintegration eine weitgehende Konvergenz der



Marktpreise erreicht werden kann. Eine wesentliche Voraussetzung hierfür sind jedoch ein effektives und diskriminierungsfreies Kapazitäts- und Bilanzmanagement.

Vor dem Hintergrund dieser Überlegungen erscheint es daher sinnvoll, in einem ersten Schritt das Hauptaugenmerk auf die Schaffung entsprechender Strukturen in der Schweiz zu legen, zumal dies unter Umständen auch eine Voraussetzung für die Akzeptanz einer wie auch immer gearteten formalen (Teil-) Integration mit einem der benachbarten Gasmärkte darstellen könnte. Sollte darüber hinaus das Ziel einer möglichst weitgehenden effektiven Integration z.B. mit dem Marktgebiet NCG verfolgt werden, wäre es allenfalls sinnvoll, bei der Ausgestaltung des Gasmarkts in der Schweiz auf eine möglichst grosse Übereinstimmung bzw. Kompatibilität mit den entsprechenden Regelungen im Ausland zu achten.

ANHANG: METHODIK ZUR ABSCHÄTZUNG DER AUSWIRKUNGEN VON UNTERSCHIEDLICHEN ABRECHNUNGSSYSTEMEN FÜR DIE AUSGLEICHSENERGIEKOSTEN VON GASVERBRAUCHERN

Ansatz

Für die Abschätzung der Auswirkungen von unterschiedlichen Abrechnungssystemen für die Ausgleichsenergiekosten von Gasverbrauchern bedienen wir uns des in der Abbildung 48 unten gezeigten Ansatzes.

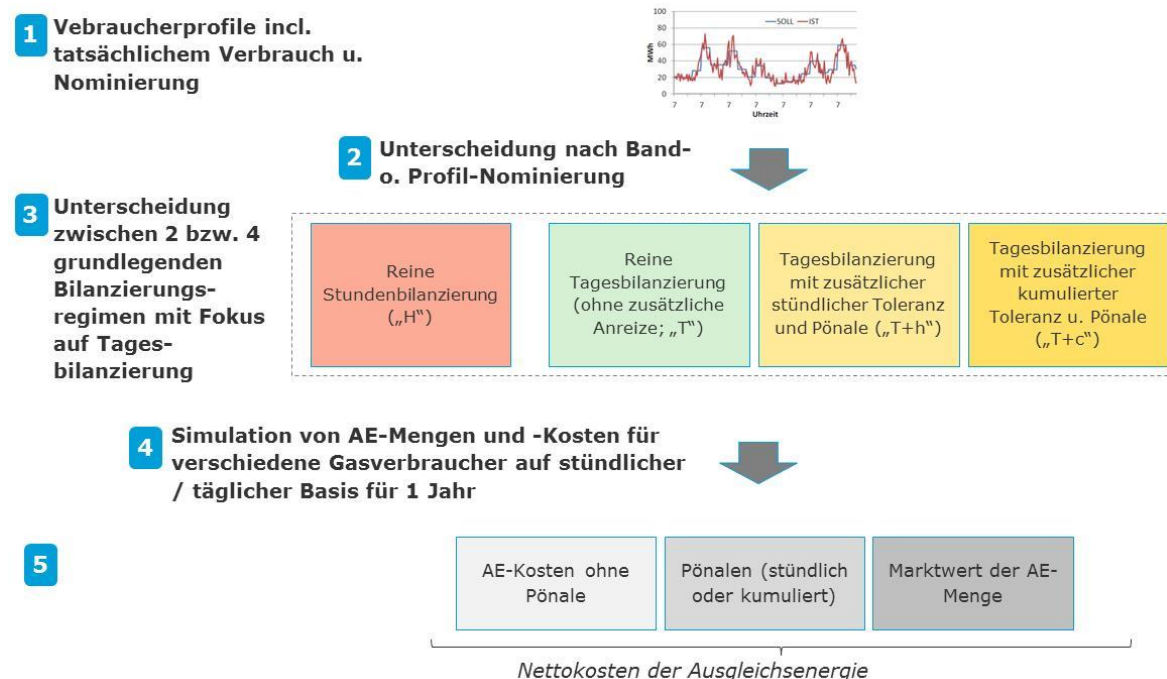


Abbildung 48: Ansatz zur Bestimmung der Ausgleichsenergiekosten

Quelle: DNV GL

Ausgangspunkt sind verschiedene stündliche Gasverbrauchsprofile, wobei wir zwischen Prognose und tatsächlichem Verbrauch unterscheiden. Es werden unterschiedliche Profile für mehrere Einzelkunden, wie Industrie- und Kleinkunden, sowie gemischte Kundengruppen verwendet.

Daneben unterscheiden wir zwei Arten, wie der Verbrauch des Endkunden nominiert werden könnte: entsprechend dem vorliegenden Prognoseprofil oder als Tagesband. Das Tagesband wird dem durchschnittlichen stündlichen Verbrauch des Prognoseprofils gleichgesetzt. Aus den beiden Nominierungsarten ergeben sich unterschiedliche Abweichungen zwischen Nominierung und tatsächlichem Verbrauch.

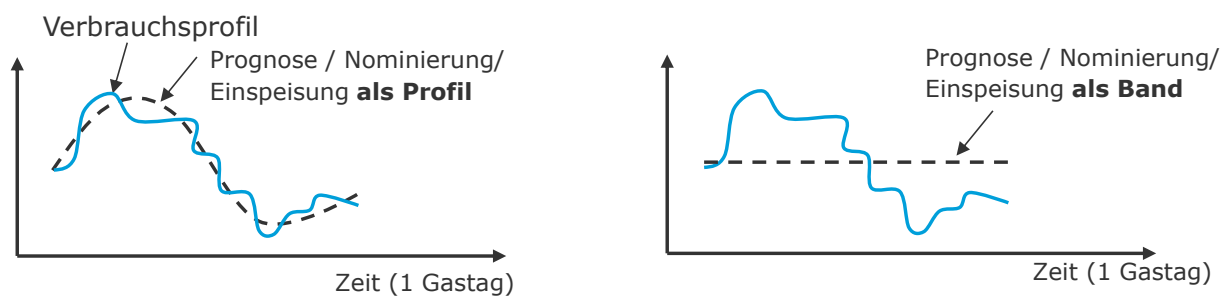


Abbildung 49 : Illustration zwischen Band- und Profilmominierung

Quelle: DNV GL

Zur Abrechnung des untertägigen Ungleichgewichts unterscheiden wir zwischen drei Entgelt- bzw. Kostenkomponenten:

- den Ausgleichsenergiekosten, die für die Abweichung zwischen prognostiziertem und tatsächlichem Verbrauch zu bezahlen sind,
- möglichen Pönalen, sofern untertägige Toleranzen bzgl. der stündlichen und mehrstündigen Abweichungen zwischen prognostiziertem und tatsächlichem Verbrauch überschritten werden
- dem Marktwert der bereitgestellten bzw. erhaltenen Energie, die bei einer negativen Abweichung (Prognose kleiner als tatsächliche der Verbrauch) bezogen bzw. bei einer positiven Abweichung (Prognose grösser als der tatsächliche Verbrauch) zu viel geliefert wurde.

Der Marktwert der Energie wirkt der Ausgleichsenergie entgegen d.h. mindert sie. Verursacht ein Kunde eine negative Abweichung, zahlt er zwar Ausgleichsenergie, er erhält aber im Gegenzug Energie, die der Marktwert zugerechnet werden kann. Verursacht der Kunde ein positives Ungleichgewicht, erhält er für die zu viel eingespeiste Energie einen positiven Betrag aus Ausgleichsenergieabrechnung, er hat allerdings zu viel Energie mit dem entsprechenden Marktwert in das System eingespeist. Hingegen sind Pönalen immer kostensteigernd.

Je nach dem zugrunde gelegten Ausgleichsenergiesystem rechnen wir die einzelnen Komponenten auf stündlicher bzw. täglicher Basis (Gastag) aus und aggregieren die Kosten bzw. Erlöse für ein ganzes Jahr. Wir unterscheiden zwischen den folgenden Abrechnungssystemen:

- Stundenbilanzierung
- Reine Tagesbilanzierung (ohne untertägige Anreize)
- Tagesbilanzierung mit stündlichen Anreizen
- Tagesbilanzierung mit mehrstündigen Anreizen (verschiedene)

Anreize bestehen aus einer Toleranz und Pönalen für die Toleranzverletzung. Bei der Tagesbilanzierung mit mehrstündigen Anreizen unterscheiden wir weiter zwischen einer Pönale auf die maximale kumulierte Toleranzverletzung während eines Tages und einer Pönale für alle Stunden, in denen die Toleranz verletzt wurde.

Die Wirkung von kumulierten untertägigen Anreizen verdeutlicht Abbildung 50. Sammeln sich über mehrere Stunden Ungleichgewicht in derselben Richtung an, kann es passieren, dass diese die gegebene Toleranz überschreiten. In der ersten Variante einer kumulierten Pönale wird lediglich die höchste Toleranzverletzung (Überhang) pönalisiert, in der zweiten Variante wird jede Stundemenge, pönalisiert, um die die Toleranz überschritten wird.

Bei Stundenanreizen wird jede Stunde, in der die gegebene stündliche Toleranz verletzt wird, pönalisiert.

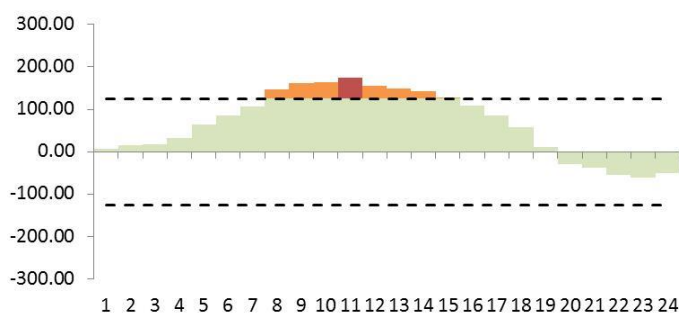


Abbildung 50 : Illustration der Pönalisierung bei kumulierten Toleranzen

Quelle: DNV GL

Aus den insgesamt über ein Jahr anfallenden Werten errechnen wir die Netto-Gesamtkosten. Diese beziehen wir auf den Gesamtjahressverbrauch, um die Vergleichbarkeit zwischen verschiedenen Verbrauchern zu gewährleisten.

Annahmen

Das Gerüst von Annahmen beruht auf spezifischen Prämissen bzgl. der folgenden Parameter:

- Gasverbrauchsprofile
- Untertägige Anreize
- Preise für Ausgleichsenergie und den Marktwert des Gases

Dazu werden folgende spezifischen Annahmen getroffen.

Gasverbrauchsprofile

Die Wirkung verschiedener Ausgleichsenergieschemata untersuchen wir für eine Reihe von repräsentativen Verbrauchsprofilen. Hierzu zählen

- Einzelkunden (Industrie, Kraftwerke)
- Gemischte Profile

Bei Einzelkunden berücksichtigen wir 8 reale Profile industrieller Verbraucher, die uns vom BFE bzw. von der Gasbranche zur Verfügung gestellt wurden, sowie synthetisch erzeugte Gaskraftwerksprofile.

Bei den Kraftwerksprofilen gehen wir von einem strommarktgetriebenen Einsatz aus. Das Profil entstammt eigenen Marktmodellierungsprojekten. Dieses wird mit einem Einsatzprofil für die Erbringung von Regelleistung und dem Abruf von Regelenergie überlagert. Dazu wird vereinfacht angenommen, dass das Kraftwerk um Umfang von 40 MW für Regelleistung kontrahiert wird und je nach Lage in der Merit Order für negative oder positive Regelenergie aktiviert wird.

Bei den gemischten Profilen verwenden wir sowohl echte Verbrauchsdaten als auch Verbrauchsprofile synthetisch geformter Portfolien. Dies sind zum einen Abnahmeprofile von einem REG, die uns von der Gasbranche zur Verfügung gestellt wurden und bei denen wir von einer hohen Repräsentativität des Verbrauchs von Kleinkunden ausgehen. Zum anderen bilden wir aus den industriellen Einzelkundenprofilen und den Aktionärsprofilen Mischprofile, die grössere, gemischte Versorgungsportfolien darstellen. Zuletzt verwenden wir auch das Summenverbrauchsprofil der drei REG Erdgas Ostschweiz, Gasverbund Mittelland und Gaznat.

Untertägige Anreize

Bei den untertägigen Anreizen treffen wir die in der Tabelle 23 gezeigten Annahmen. Die Pönale wird jeweils auf den Überhang über der Toleranz angewendet.

Tabelle 23: Annahme zu untertägigen Anreizen

Bilanzierung	Toleranz	Pönale
Tagesbilanzierung mit stündlichen Anreizen	5-20% des stündlichen Verbrauchs	2,5 - 10% des Marktwerts
Tagesbilanzierung mit kumulierten Anreizen	2,5-10% des Tagesverbrauchs	

Quelle: DNV GL

Preise für Ausgleichsenergie und den Marktwert des Gases

Entsprechend den Vorgaben des NC BAL gehen wir von einem 2-Preissystem aus und berücksichtigen historische Preise. Für den Fall der Abrechnung nach Tagesbilanzierung von Ausgleichsenergie nutzen wir die täglichen Ausgleichsenergiepreise aus dem Marktgebiet NCG von 2014. Aufgrund der Nichtverfügbarkeit von stündlichen Ausgleichsenergiepreisen, nehmen wir vereinfachend an, dass die positiven bzw. negativen Ausgleichspreise auf stündlicher Basis in der Mitte zwischen dem täglichen Marktpreis und dem positiven bzw. negativen Ausgleichsenergiepreise für tagesbilanzierte Kunden liegen. Als Marktpreis legen wir den NCG Referenzpreis von 2014 zugrunde.

LITERATUR- UND QUELLENVERZEICHNIS

1. "Network Code on Balancing (Gas) of Transmission Networks", ENTSO-G, 2013
2. "Study on Entry-Exit Regimes in Gas - Part A: Implementation of Entry-Exit Systems", KEMA/ COWI, in Austral von DG ENER, 2013
3. „Framework Guidelines on Gas Balancing in Transmission Systems“, ACER, 2011
4. Allgemeine Netznutzungsbedingungen für die schweizerischen Erdgasnetze (ANB), gültig ab 1. Januar 2015, Version 1.5
5. BDEW/VKU/GEODE, Leitfaden Marktprozesse Bilanzkreismanagement Gas Teil 1, 30.06.2014
6. Beschluss der Bundesnetzagentur BK7 11-003, Festlegung zur Erhebung von Entgelten zur Nutzung des virtuellen Handlungspunktes (VHP-Entgelte), 23.08.2011
7. Beschreibung des neuen Gasmarktmodells 2013, AGGM, Abruf unter <http://www.aggm.at/rechtsrahmen/marktmodelle>
8. Bilanzgruppenvertrag, VV BGV v1.5
9. Bundesgesetz über Rohrleitungsanlagen zur Beförderung flüssiger oder gasförmiger Brenn- oder Treibstoffe (Rohrleitungsgesetz, RLG1) vom 4. Oktober 1963 (Stand am 13. Juni 2006)
10. Council of European Energy Regulators (CEER). Security of Gas Supply, A CEER Concept Paper. Ruf: C15-GWG-122-04. Brüssels. 21 Juli 2015
11. Energieverbrauch der Schweizer Kantone Endenergieverbrauch und Mittelabfluss durch den Energie Import, Lea Eylmann at al., Forschungsgruppe Erneuerbare Energie ZHAW Wädenswil, 2014
12. European Gas Hub Development Study, EFET, 2014-2015, verfügbar unter http://www.efet.org/dev~EFET/EnergyMarkets/VTP_assessment
13. Guide on the Features of a Successful Virtual Trading Point, EFET, 2013
14. <https://transparency.entsog.eu/>
15. <https://www.net-connect-germany.de>
16. MACH 2 Gas - Marktmodell Schweiz 2 Gas Grundkonzept, VSG, September 2015
17. Netznutzungsvertrag, VV NNV V 1.5
18. Preisblatt der Open Grad Europe GmbH für Ein- und Ausspeiseverträge sowie interne Bestellungen
19. Preisblatt gültig ab 01. Januar 2015, Flurys
20. Risikobewertung Erdgasversorgung Schweiz - Bericht in Anlehnung an die Verordnung (EU) Nr. 994/2010, BFE, 10.Januar 2014 bzw. 20. August 2014.
21. www.storengy.com/de
22. www.energymonitor.at
23. www.ksdl-erdgas.ch/
24. Zielmodell für die standardisierte Beschaffung von Regelenergie in den Marktgebieten GASPOOL und NCG, 2012



ÜBER DNV GL

DNV GL - Energy gehört zur DNV GL Group, die mit ihrem Geschäftszweck zum Schutz von Leben, Eigentum sowie der Umwelt in bedeutenden industriellen Bereichen beiträgt. Im Vordergrund stehen unabhängige wirtschaftliche und technische Dienstleistungen in den Bereichen Risikomanagement, Klassifizierung, Zertifizierung und Testung für die Schiffs-, Öl- und Gasindustrie sowie die Energiebranche. Darüber hinaus erbringen wir auch Zertifizierungsleistungen für Kunden aus vielen weiteren Branchen. Das Unternehmen wurde 1864 gegründet und ist mit 16.000 Beschäftigten in mehr als 100 Ländern unter dem Leitmotto 'Safer, smarter, Greene' aktiv.