

Gasmarkt Schweiz 2021





Editorial

Sehr geehrte Leserinnen und Leser

Wir freuen uns, Ihnen mit der vorliegenden «Gasmarktstudie Schweiz 2021» bereits die 4. Ausgabe unserer Umfrage zur aktuellen Situation und den zukünftigen Herausforderungen der Schweizer Gasbranche präsentieren zu dürfen.

Seit der Inkraftsetzung der Verbändevereinbarung im Jahr 2012 haben sich die Rahmenbedingungen in der schweizerischen Gaswirtschaft wesentlich verändert. Die Gasversorgungsunternehmen wurden durch den Zerfall der Handelspreise gefordert und mussten flexibler auf die sich wandelnden Kundenbedürfnisse im Segment der marktzugangsberechtigten Kunden reagieren. Zeitgleich stieg auch der Druck von regulatorischer Seite. So wurde 2019 der erste Entwurf eines zukünftigen Gasversorgungsgesetzes (GasVG) durch das Bundesamt für Energie in die Vernehmlassung geschickt, die Preisüberwachung veranlasste Tarifsenkungen und untersagte Tarifierhöhungen und die Wettbewerbskommission öffnete 2020 aufgrund von diskriminierendem Verhalten von Gasversorgungsunternehmen den Gasmarkt in der Zentralschweiz für alle Kunden. Dies geschah im Kontext der Energiewende, welche bis 2050 eine klimaneutrale Gesellschaft («Netto-Null») anstrebt und für die Branche existenzielle Fragestellungen auslöst.

Mit der «Gasmarktstudie Schweiz 2021» haben wir die erwarteten Entwicklungen und Tendenzen im schweizerischen Gasmarkt aus Sicht von Entscheidungsträgern aus der Branche und von interessierten Dritten mit Fokus auf die Vernehmlassungsunterlagen zum GasVG sowie den Einfluss der Dekarbonisierung abgefragt und analysiert.

Die Resultate sollen dazu dienen, eigene Einschätzungen im Kontext der erhobenen Meinungen zu überprüfen, Chancen und Risiken zu erkennen sowie daraus allfällige Handlungsoptionen für das eigene Unternehmen abzuleiten.

An dieser Stelle bedanken wir uns herzlich bei allen Studienteilnehmenden und wünschen Ihnen eine interessante Lektüre mit vielen spannenden Erkenntnissen zum Schweizer Gasmarkt.

Freundliche Grüsse

Waldmeier

Nico Waldmeier
Geschäftsführender Partner

Sven Schlittler
Leitender Berater



9 Marktöffnung und Regulierung



21 Marktstruktur und Wettbewerb



27 Unternehmerisches Verhalten

Schlüsselerkenntnisse der Studie

Marktöffnung und Regulierung

Aus Sicht der schweizerischen Gasversorgungsunternehmen überwiegen die Vorteile eines regulierten Netzzugangs im Vergleich zur aktuellen Situation. Mit ihrer Entscheidung in der Zentralschweiz hat die WEKO eine unklare Situation geschaffen. Die Entscheidung bzw. die einvernehmliche Regelung betrifft nur zwei Netzbetreiber, hat aber eine Signalwirkung auf alle anderen Marktteilnehmer. Die bestehende Übergangszeit bis zur Inkraftsetzung eines GasVG wird nun massgeblich von Unsicherheiten geprägt sein. Erst mit einem regulierten Netzzugang mit klaren Spielregeln wird die erforderliche Rechtssicherheit für eine geordnete Marktöffnung geschaffen.

Seit der Publikation der WEKO-Entscheidung wurden über 50% der Gasversorgungsunternehmen mit Netzzugangsgesuchen von gemäss Verbändevereinbarung nicht marktzugangsberechtigten Endkunden konfrontiert. Die Mehrheit der Unternehmen (71%) beabsichtigt, zukünftig allen Endkunden eine Marktversorgung zu ermöglichen. Es ist absehbar, dass sich bis zu einer gesetzlichen Regelung in der Praxis viele unterschiedliche Lösungen für die Belieferung durch Dritte etablieren werden (z.B. in den Bereichen Bilanzierung und Messwesen). Dies wird insbesondere kleine Gasversorgungsunternehmen stark fordern, welche in der Regel nur über eingeschränkte Ressourcen verfügen und daher bis zur Klärung der zukünftigen rechtlichen Rahmenbedingungen stärker an den bisherigen Regeln und Bedingungen der Verbändevereinbarung festhalten wollen.

Eine Marktzugangsgrenze von 100 MWh erscheint den meisten Studienteilnehmenden als nicht angemessen. Während die Branchenvertreter eine Marktzugangsgrenze von rund 850 MWh erwarten, liegt diese bei weiteren Fachpersonen bei rund 250 MWh. Dabei gilt es aber anzumerken, dass jedes dritte Gasversorgungsunternehmen und sogar jede zweite Meinung von Dritten eine vollständige Marktöffnung befürworten würde. Daraus lässt sich schliessen, dass eine grosse Mehrheit entweder eine hohe oder gar keine Marktzugangsgrenze wünscht. Dies ist insofern nachvollziehbar, als dass eine gesetzliche Regulierung tendenziell zu höheren Kosten führen würde. Bei einer zu

engen Definition des regulierten Kundensegments besteht das Risiko von unverhältnismässig hohen Kosten, welche die Wettbewerbsfähigkeit des Energieträgers beeinträchtigen könnten.

Mit Inkraftsetzung einer gesetzlichen Regulierung erwarten die Gasversorgungsunternehmen eine Kapitalverzinsung, welche das ungünstigere Risikoprofil von Gas gegenüber Strom berücksichtigen sollte. Erwartet wird im Mittel ein Aufschlag von 0.5% gegenüber dem Kapitalkostensatz in der Stromversorgung von 3.83%. Dabei zeigt sich ein heterogenes Bild. Während rund 30% der Branchenvertreter den gleichen Zinssatz wie in der Stromversorgung als angemessen beurteilen, erachten aufgrund der grossen Unsicherheiten im Kontext der Dekarbonisierung rund 20% einen Risikoaufschlag von über 1.0% als angemessen.

Marktstruktur und Wettbewerb

Aufgrund von bereits ersten feststellbaren Marktaktivitäten erwarten die Studienteilnehmenden zukünftig den grössten Wettbewerbsdruck aus der schweizerischen Gasbranche, gefolgt von Akteuren aus der Stromwirtschaft. Letztere werden insbesondere von grossen Gasversorgungsunternehmen als relevant betrachtet, weil diese bezüglich Beschaffungs-/Vertriebskompetenz auch aufgrund der bereits gemachten Erfahrungen im Strommarkt gute Voraussetzungen für einen erfolgreichen Markteintritt mitbringen. Weiter haben diese nicht nur die Endkunden, sondern auch kleine und mittlere Gasversorgungsunternehmen im Fokus. Sollte es den neuen Marktplayern gelingen, sich als mögliche Alternative zur bestehenden Lieferantenkette zu etablieren, könnte dies eine Entsolidarisierung der Branche begünstigen.

Im aktuellen Kontext mit der Entscheidung der WEKO und einem absehbaren GasVG stieg die erwartete mengenbasierte jährliche (Lieferanten-) Wechselquote von bisher 2.4% (2017) auf 7.7% (2020) deutlich an. Unter Berücksichtigung der in den Vernehmlassungsunterlagen formulierten Marktzugangsgrenze von 100 MWh würde dies zu jährlichen Wechsels im Umfang von rund 1.9 TWh¹ bzw. rund 3'000 Kunden führen. Nach wie vor schätzen dabei die Unterneh-

¹ Gemäss den Vernehmlassungsgrundlagen soll der Gasmarkt ab einem Endverbrauch von 100 MWh geöffnet werden. Dies umfasst rund 40'000 Endkunden oder 70% des Energieabsatzes. $35 \text{ TWh} \times 70\% \times 7.7\% = 1.88 \text{ TWh}$.

men im Mittel die eigenen Fähigkeiten zur Kundenbindung besser als diejenigen der anderen Gasversorgungsunternehmen ein. Auffallend dabei ist, dass die Gasversorgungsunternehmen mit einer Absatzmenge unter 250 GWh in der vorliegenden Studie erstmalig im eigenen Netzgebiet von einer höheren Wechselquote und somit überproportionalen Kundenverlusten ausgehen.

Rund die Hälfte der Unternehmen beabsichtigt, mögliche Kundenverluste nicht ausserhalb des eigenen Netzgebiets zu kompensieren. Erwartungsgemäss steigt mit zunehmender Unternehmensgrösse die Bereitschaft zur Kompensation von Kundenverlusten ausserhalb des eigenen Netzgebiets an.

In Rahmen der diesjährigen Umfrage wurden erstmals explizit auch Endverbraucher zu einer Teilnahme eingeladen. Dabei erachten diese die aktuellen Bedingungen (bspw. Kriterien für Netzzugang, Spannweite der Durchleitungstarife, weitere Verwendung von integrierten Preissystemen) als wenig transparent und fühlen sich teilweise insbesondere vom angestammten Lieferanten nicht als Kunden auf Augenhöhe wahrgenommen.

Unternehmerisches Verhalten

Im Kontext der angestrebten Dekarbonisierung bis 2050 wird erwartet, dass gegenüber der heutigen Situation relevante Anteile der bestehenden Gasnetzinfrastuktur zurückgebaut bzw. zumindest stillgelegt werden und sich der Endverbrauch mehr als halbieren könnte. Daher haben die Gasversorgungsunternehmen zurecht erkannt, dass aufgrund des langfristigen Charakters des Netzgeschäfts Massnahmen in Folge der Dekarbonisierung an Bedeutung gewinnen werden. Ein eigentlicher Rückbau bzw. eine eigentliche Stilllegung der Netzinfrastuktur spielt aktuell aber erst für vereinzelte Gasversorgungsunternehmen eine wichtige Rolle. Vielmehr steht im Fokus, dass Teile der heutigen Infrastruktur einen langfristigen Beitrag zur erneuerbaren Energieversorgung von Morgen erbringen könnten. Daher streben die Unternehmen verstärkt auch eine weitere Ökologisierung der bestehenden Produktpalette (inkl. Erschliessung von möglichen Quellen) an. Nur wenn es gelingt, die erneuerbaren Anteile signifikant zu erhöhen, werden die Gasnetze eine langfristige Rolle spielen können.

Aufgrund der unklaren langfristigen Rentabilität der Gasnetze verfolgen die Unternehmen mittlerweile eine zurückhaltende Netzentwicklungsstrategie. Während in den früheren Studien ein arrondierender Ausbau der Netzinfrastuktur noch eine mittlere Relevanz aufwies, sank die Bedeutung mit der aktuellen Umfrage deutlich. Wichtiger hingegen werden Massnahmen, welche den langfristigen Fortbestand und/oder die Optimierung der Netze im Fokus haben (bspw. Assetmanagement und Konvergenz der Netze).

Im Bereich der Beschaffungs- und Handelsthemen wird beschaffungsseitigen Kooperationen und Allianzen die höchste Bedeutung zugemessen. Dabei zeigt sich eine weitere Entsolidarisierung der Unternehmen. Grössere Gasversorgungsunternehmen beabsichtigen, die eigenen Beschaffungs- und Handelsfähigkeiten weiterzuentwickeln. Sie sehen sich als möglicher Kooperationspartner von kleineren Gasversorgungsunternehmen.

Aus vertrieblicher Sicht stehen neben der Ökologisierung der bestehenden Produktpalette und der Verstärkung von Kundenbindungsmassnahmen auch die Digitalisierung des Angebots im Fokus. Die Akquisition von Neukunden im bestehenden Netzgebiet (Verdichtung) und/oder ausserhalb des bestehenden Netzgebiets (gas-to-gas Wettbewerb) nahm in der Wichtigkeit weiter ab. Dabei gilt es anzumerken, dass ein Wettbewerb ausserhalb des eigenen Netzgebiets erwartungsgemäss nur aus Sicht der grösseren Gasversorgungsunternehmen überhaupt eine Rolle spielen wird.

Conclusions clés de l'étude

Ouverture du marché et réglementation

Du point de vue des entreprises gazières suisses, un accès au marché réglementé présente des avantages par rapport à la situation actuelle. Par sa décision concernant la Suisse centrale, la COMCO a semé le trouble. La décision, ou plus précisément l'accord amiable concerne seulement deux gestionnaires de réseau, mais a un effet de signal pour les autres acteurs du marché. La période de transition qui s'ouvre jusqu'à l'entrée en vigueur de la LApGaz est maintenant grevée de grosses incertitudes. Seul un accès réglementé au marché, avec une réglementation claire, créera la sécurité juridique nécessaire à une ouverture ordonnée du marché.

Depuis la publication de la décision de la COMCO, plus de 50% des entreprises gazières ont dû faire face à des demandes d'accès au réseau formulées par des clients finaux non éligibles aux termes de la convention de branche. La majorité des entreprises (71%) a l'intention de permettre à l'avenir à tous les clients finaux de s'approvisionner aux conditions du marché. En fait, il est prévisible qu'un grand nombre de solutions différentes de livraison par des tiers s'établiront jusqu'à l'entrée en vigueur de la nouvelle loi (dans les domaines de l'équilibrage du bilan et de la mesure, p. ex.). Cela mettra en difficulté surtout les petites entreprises gazières, qui disposent en règle générale de ressources limitées et sont de ce fait plus attachées aux règles et conditions actuellement fixées par la convention de branche jusqu'à la mise en place du cadre juridique futur.

Un seuil d'accès au marché à 100 MWh apparaît inapproprié aux yeux de la plupart des participants à l'étude. Alors que les représentants du secteur gazier attendent un seuil aux environs de 850 MWh, d'autres experts le placent à environ 250 MWh. Il faut cependant préciser qu'une entreprise gazière sur trois et même chaque deuxième opinion de tiers seraient favorables à une ouverture totale du marché. On peut en conclure qu'une grosse majorité souhaite soit un seuil élevé, soit pas de seuil du tout. C'est compréhensible si l'on songe qu'une réglementation légale tendrait à accroître

les coûts. Une définition trop étroite du domaine réglementé comporte le risque de coûts disproportionnellement élevés, propres à entraver la compétitivité de l'agent énergétique.

Avec l'entrée en vigueur d'une nouvelle loi, les entreprises gazières comptent sur un financement du capital qui tienne compte du profil de risque moins favorable du gaz par rapport à l'électricité. Elles souhaitent en moyenne une majoration de 0.5% par rapport au taux de rétribution du capital du domaine de l'électricité (3.83%). Mais le tableau n'est pas homogène. Alors que 30% des représentants de la branche jugent que le taux de l'électricité est approprié, quelque 20% d'entre eux estiment qu'une prime de risque supérieure à 1% est indiquée en raison des grandes incertitudes liées à la décarbonisation.

Structure du marché et concurrence

Au vu des premières constatations, les participants à l'étude pensent que la plus grosse pression concurrentielle viendra du secteur gazier suisse, suivi par les acteurs du secteur de l'électricité. Ces derniers sont intéressants surtout pour les grandes entreprises gazières, car ils possèdent déjà de solides compétences en matière d'acquisition et de vente du fait de leur expérience sur le marché de l'électricité et réunissent ainsi les conditions d'une entrée réussie sur le marché. Ils ne visent en outre pas seulement les clients finaux, mais encore les petites et moyennes entreprises gazières. Si les nouveaux acteurs du marché réussissent à s'établir comme une alternative possible à la chaîne de fournisseurs actuels, cela pourrait favoriser une désolidarisation au sein du secteur gazier.

Dans le contexte actuel, marqué par la décision de la COMCO et la perspective d'une LApGaz, le taux de changement (de fournisseur) attendu en volume bondit de 2.4% en 2017 à 7.7% en 2020. En tenant compte du seuil d'accès au marché de 100 MWh prévu dans les documents mis en consultation, cela reviendrait à des changements annuels équivalant à environ 1.9 TWh¹, soit quelque 3'000 clients. Par ailleurs, les entreprises estiment en moyenne qu'elles

¹ Selon le dossier mis en consultation, le marché gazier sera ouvert à partir d'une consommation finale de 100 MWh. Cela représente environ 40'000 clients finaux ou 70% des ventes de gaz. $35 \text{ TWh} \times 70\% \times 7.7\% = 1.88 \text{ TWh}$.

sont encore mieux armées pour fidéliser leurs clients que les autres entreprises gazières. Fait frappant, les entreprises gazières dont le volume de vente est inférieur à 250 GWh pensent pour la première fois dans la présente étude qu'elles devront faire face à un taux de changement plus élevé et donc à une perte de clients plus que proportionnelle.

Environ la moitié des entreprises ne visent pas à compenser de possibles pertes de clients hors de leur propre réseau. Comme on pouvait s'y attendre, la disposition à compenser les pertes de clients hors du propre réseau s'accroît avec la taille de l'entreprise.

Cette année, les consommateurs finaux ont pour la première fois été explicitement invités à participer à l'enquête. Ils jugent les conditions actuelles peu transparentes (critères d'accès au réseau, fourchette des tarifs d'acheminement, poursuite de l'application de systèmes de prix intégrés, etc.) et ne se sentent pas tous en situation de négocier, surtout face au fournisseur historique.

Esprit d'entreprise

Dans le contexte de la décarbonisation visée à l'horizon 2050, on s'attend à ce que des parties importantes de l'infrastructure des réseaux gaziers soient démantelées ou tout au moins mises hors service, avec à la clé une diminution de plus de moitié de la consommation finale par rapport à la situation actuelle. Compte tenu de la spécificité des activités à long terme du secteur gazier, les entreprises gazières ont reconnu à raison que les mesures qui vont dans le sens de la décarbonisation vont gagner en importance. Cela dit, le démantèlement ou la mise hors service de l'infrastructure réseau n'est actuellement une option importante que pour un petit nombre d'entreprises gazières. Plus généralement, l'accent est mis sur la contribution que pourrait apporter l'infrastructure actuelle à l'approvisionnement en énergie renouvelable de demain. Dans cet esprit, les entreprises persèverent sur la voie de l'écologisation de leur éventail actuel de produits, en considérant aussi de nouvelles sources d'énergie. Cela dit, les réseaux gaziers devront impérativement passer par un accroissement significatif de la part d'énergie renouvelable pour jouer un rôle à long terme.

Vu les incertitudes qui pèsent sur la rentabilité à long terme des réseaux gaziers, les entreprises suivent désormais une stratégie de développement de réseau prudente. Alors qu'un développement complémentaire de l'infrastructure réseau présentait encore une importance moyenne dans les études précédentes, l'intérêt a clairement chuté dans l'enquête actuelle. En revanche, les mesures qui vont dans le sens d'une pérennisation à long terme ou d'une optimisation des réseaux gagnent en importance (assets management et convergence des réseaux, p. ex.).

Dans le domaine des achats et du négoce, l'accent majeur est mis sur les coopérations et les alliances. On observe une poursuite de la désolidarisation entre les entreprises. Les entreprises gazières d'une certaine taille ont l'intention de développer leurs propres compétences d'achat et de négoce, tout en se voyant comme des partenaires potentiels pour de plus petites entreprises.

Du côté des ventes, au-delà de l'écologisation de l'éventail actuel de produits et du renforcement des mesures de fidélisation, la numérisation de l'offre est au centre des préoccupations. L'importance de l'acquisition de nouveaux clients sur le réseau existant (densification) ou hors du propre réseau (concurrence gaz-gaz) a continué de s'éroder. Il convient de noter à cet égard qu'une concurrence hors du propre réseau ne pourra entrer en ligne de compte que pour les grandes entreprises gazières.

Marktöffnung und Regulierung

Erwartete mittlere
Marktzugangsgrenze (MWh)

848



GUV

252

Dritte

Vernehmlassung GasVG

Aufschlag gegenüber dem
Kapitalkostensatz von 3.8%

0.5%

«Vernehmlassungsvorschlag eher zu tief, wobei jedes dritte Gasversorgungsunternehmen eine vollständige Liberalisierung bevorzugen würde.»

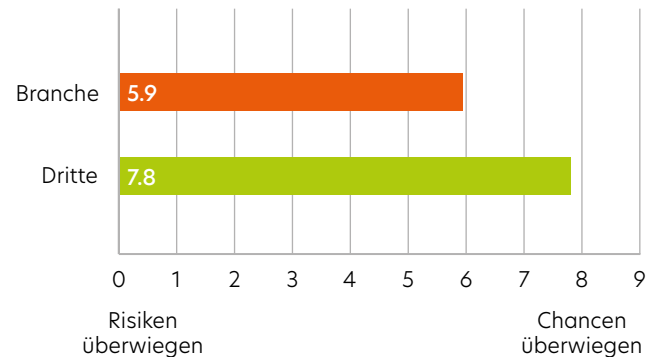
«Im Mittel erwarten die Gasversorgungsunternehmen einen Aufschlag von 0.5% gegenüber der Stromversorgung.»

Einfluss GasVG

Für die Mehrheit der Entscheidungsträger der Gasbranche überwiegen die Chancen eines regulierten Netzzugangs leicht (vgl. Abbildung 1). Während insbesondere kleine (5.6) und mittlere (5.1) Gasversorgungsunternehmen eher ein ausgeglichenes Chancen-/Risikoprofil erwarten, überwiegen aus Sicht der grossen Gasversorgungsunternehmen mit einer Absatzmenge von über 1'000 GWh pro Jahr die Chancen (6.5). Diese Erwartungshaltung wird massgeblich von der unsicheren Lage in Folge der Entscheidung der Wettbewerbskommission (WEKO) in der Zentralschweiz geprägt, welche faktisch zu einer «wilden Marktöffnung» in der ganzen Schweiz führt. Aus rechtlicher Sicht entschied die WEKO in einem Einzelfall, dass der Lieferantenwechsel von zwei Gasnetzbetreibern (Verteilnetz- und Transportnetzbetreiber) unrechtmässig verweigert wurde. Der Entscheid in Form einer einvernehmlichen Regelung ist nur für die beiden betroffenen Unternehmen verbindlich. Trotzdem geht von diesem Entscheid eine Signalwirkung für die ganze Schweizer Gaswirtschaft aus. Sofern sich Gasversorgungsunternehmen und Endkunden nicht einigen können, besteht jederzeit das Damoklesschwert einer vertieften Prüfung nach den gleichen Massstäben durch die WEKO. Aufgrund deren Sanktionsmöglichkeit und des Reputationsrisikos wird sich jeder Netzbetreiber gut überlegen müssen, wie er sich bei Fragen zum Netzzugang bis zu einem Inkrafttreten eines GasVG verhalten soll. Dabei geht es nicht nur um den eigentlichen Netzzugang, sondern insbesondere auch um dessen Abwicklung. Es ist absehbar, dass sich bis zu einer gesetzlichen Regelung in der Praxis viele unterschiedliche Lösungen für die Belieferung durch Dritte etablieren werden (z.B. in den Bereichen Bilanzierung und Messwesen). Erst mit einem regulierten Netzzugang mit klaren Spielregeln wird die Rechtssicherheit für eine geordnete Marktöffnung geschaffen.

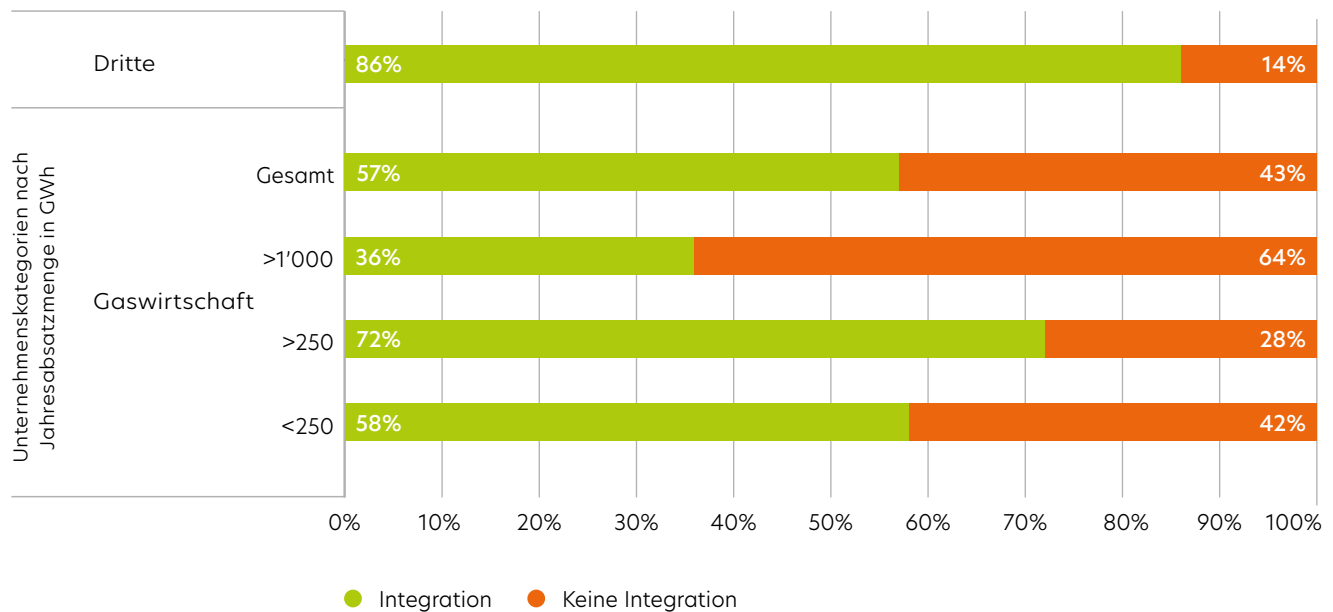
Erwartungsgemäss beurteilen Dritte die Chancen eines regulierten Netzzugangs deutlich positiver. Dies ist soweit nachvollziehbar, weil durch ein GasVG einheitliche und verbindliche Vorgaben erwartet werden können und die (grösseren) Endkunden tendenziell von günstigeren Preisen in Folge der Netzregulierung sowie vom Wettbewerb im Energiemarkt ausgehen. Mögliche Kostensteigerungen aufgrund der zunehmenden Komplexität und des grösseren Regulierungsaufwands werden als untergeordnet beurteilt.

Abbildung 1: Beurteilung regulierter Netzzugang



Integration Transit

Abbildung 2: Integration Transit in das schweizerische Entgeltsystem



Das heutige Transitgas-Transportsystem hat massgeblich die heutige Marktstellung des Erdgases in der Schweiz geprägt. Herzstück davon ist die 292 km lange Transitgasleitung, die zwischen Wallbach (AG) und dem Griespass (VS) die Schweiz durchquert und den Import von rund drei Vierteln des in der Schweiz verbrauchten Erdgases ermöglicht. Der überwiegende Anteil der Kapazität der Transitgasleitung (rund 90%) wird dabei für den eigentlichen Transit verwendet und durch die FluxSwiss vermarktet. Daneben besteht auch bei den dem Binnenmarkt zugewiesenen Kapazitäten die Möglichkeit, nachfragegesteuert (d.h. ausserhalb der Heizperiode) gewisse Kapazitäten zu vermarkten. Für die Entgeltermittlung der überregionalen Zone «Schweiz» werden bisher die anteiligen Kosten der Swissgas am Transitgas-Transportsystem im Verhältnis der distanzabhängigen Kapazität auf Transitnutzung und überregionale Nutzung (pro Regionalzone) aufgeteilt. Im Rahmen der Vernehmlassung des GasVG schlug der Bund nun vor, zukünftig sämtliche Gasflüsse (Binnenmarkt und Transit) im schweizerischen Entry-Exit-System (EES) zu berücksichtigen. Ziel ist es, die Transparenz und Liquidität am virtuellen Handelspunkt Schweiz zu steigern. Während eine solche Integration die Chance auf kostenmindernde Auktionserlöse zugunsten der Netzentgelte erhöht, steigt mit der Integration des Transitgeschäfts auch das Kostenrisiko für alle Endkunden in Abhängigkeit zur zukünftigen Auslastung der Transitgaslei-

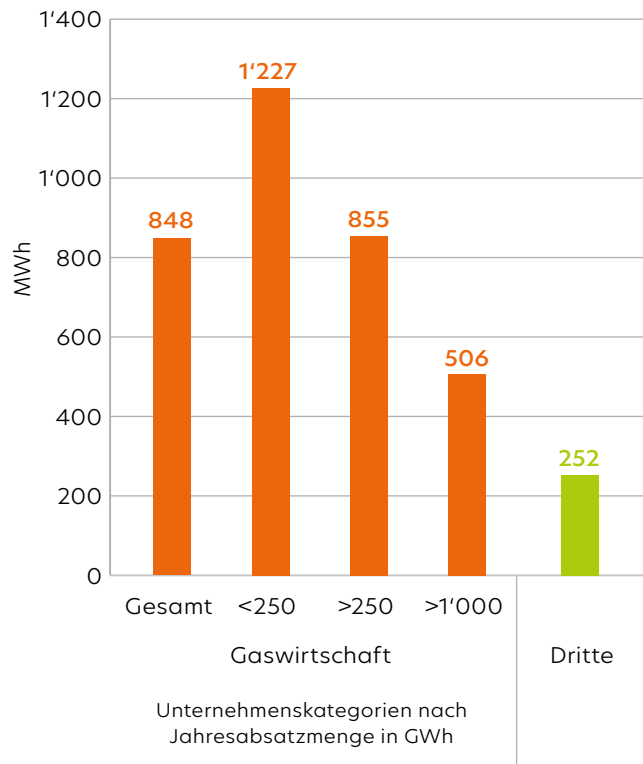
tung. Für die primär betroffene Transitgas als Betreiberin der Transitgasleitung bedeutet dies ein weitgehender Eingriff in ihr bisheriges Geschäftsmodell.

Eine knappe Mehrheit der Branchenvertreter (57%) sowie die überwiegende Mehrheit der weiteren Umfrageteilnehmenden (86%) befürworten eine Integration der Transitgasleitung in das zukünftige EES (vgl. Abbildung 2). Dies ist kongruent mit den Ergebnissen der «Gasmarktstudie 2017», bei welchem die Branche einer Integration ebenfalls knapp zustimmend gegenüberstand (51%). Während mittlere und grössere Gasversorgungsunternehmen im Vergleich zur Vorgängerstudie vergleichbare Zustimmungswerte aufweisen, gibt es bei den kleinen Gasversorgungsunternehmen eine deutliche Veränderung. In der Umfrage 2017 lehnten noch rund 57% dieser Unternehmenskategorie eine Integration ab. Ob der Bundesrat eine Integration dem Parlament trotz dieser nur moderaten Zustimmungswerte vorlegen wird, wird sich zeigen. Während eine Integration auch im Rahmen des EU-Rechts nachvollziehbar und konsequent scheint, ist doch der regulatorische Eingriff erheblich und im Kontext der Verhältnismässigkeit für den Schweizer Markt letztlich politisch abzuwägen.

«Knappe Mehrheit der Branchenvertreter erwartet eine Integration des Transitgeschäfts.»

Marktzugangsgrenze unter GasVG

Abbildung 3: Erwartete Gasmartzzugangsgrenze



Gemäss dem Entwurf des GasVG soll die zukünftige Marktzugangsgrenze in Anlehnung an die heutigen Regeln bei der Stromversorgung 100 MWh betragen (Art. 6 Stromversorgungsgesetz / StromVG). Im Unterschied zur Stromversorgung handelt es dabei aber nicht um eine zeitlich befristete Teilmarktöffnung², sondern um eine dauernde Teilmarktöffnung. Eine Teilmarktöffnung bietet aus Sicht des Bundes den Vorteil, dass in der regulierten Versorgung kein eigentlicher Gaswettbewerb, sondern nur ein Substitutionswettbewerb zwischen verschiedenen Energieträgern stattfindet. Zudem werden Transaktionskosten (v.a. Lieferantenwechsel) vermieden, welche bspw. bei einem Kochgaskunden signifikante Auswirkungen auf die kundenspezifische Rentabilität haben können. Durch die Ausklammerung des Wettbewerbs kann aus Sicht des Bundes ein ruinöser Preiswettbewerb zu Beginn einer Liberalisierungsentwicklung vermieden wer-

den. Ein Preiswettbewerb könnte zu einer aus politischer Sicht unerwünschten Attraktivitätssteigerung des Energieträgers Gas gegenüber (erneuerbaren) Substituten führen. Zudem könnten in einem freien Wettbewerb nur beschränkt erneuerbare Gasanteile (Biomethan) vorgesehen werden. Beides steht im Widerspruch zur Energie- und Klimapolitik und wird daher vom Bund als Argumentation für eine Regulierung der Gaslieferung bis zu einem Jahresverbrauch von 100 MWh angeführt. Auf Basis dieser Argumentation wäre jedoch auch eine deutlich höhere Marktzugangsgrenze als 100 MWh begründbar. Mit zunehmender Zugangsgrenze nimmt jedoch die Liquidität des Marktes ab und die Attraktivität für einen Markteintritt für alternative Lieferanten reduziert sich aufgrund eingeschränkter Skalierungseffekte. Beides geht zu Lasten eines effizienten Wettbewerbs.

Eine Teilmarktöffnung führt zwangsläufig zur Frage, wie mit dem regulierten Teil der Versorgung umzugehen ist. Zwar ist die Gasversorgung in Bezug auf das Energiegeschäft deutlich einfacher strukturiert als die Stromversorgung, da mit Ausnahme des Biogasanteils das gesamte Gas aus dem Ausland importiert wird. Dennoch besteht die Gefahr, dass man sich mit einer regulierten Versorgung (und damit der Ausdehnung der «Cost+»-Regulierung auf das Energiegeschäft) die gleichen Probleme einhandelt, wie sie im Strom im Rahmen der Grundversorgung seit Jahren bestehen.³ Es drohen komplexe administrative Abläufe und langwierige rechtliche Verfahren sowie - und das kann für betroffene Versorger einschneidend sein - vergleichsweise tiefe, regulierte Margen. Mit der nun durch den Bund vorgeschlagenen Marktzugangsgrenze würden nur rund 10% der Endverbraucher, aber 70% des Gesamtverbrauchs von den Bedingungen eines freien Markts profitieren.

Im Rahmen der Studie beurteilen die Teilnehmenden die vom Bund vorgeschlagene Marktzugangsgrenze von 100 MWh tendenziell als eher zu tief (vgl. Abbildung 3). Selbst Dritte - unter anderem Vertreter von grossen Endkunden - erachten eine höhere Marktzugangsgrenze als zielführend. Dabei gilt es aber anzumerken, dass jedes dritte Gasversorgungsunternehmen und mehr als die Hälfte der übrigen Umfrageteilnehmenden eine vollständige Marktöffnung begrüßen

² Die vollständige Marktöffnung beim Strom hätte gemäss Art. 34 Abs. 3 StromVG fünf Jahre nach Inkrafttreten des Gesetzes per 1. Januar 2013 durch einen dem fakultativen Referendum unterstehenden Bundesbeschluss in Kraft gesetzt werden müssen. Dies ist bis heute nicht passiert und wird aktuell im Rahmen der geplanten Revision des StromVG nach wie vor diskutiert.

³ Vgl. auch EVU Partners (2017): «Grundversorgung als Angelpunkt von Förderung und Liberalisierung». Erhältlich unter www.evupartners.ch/publikationen.

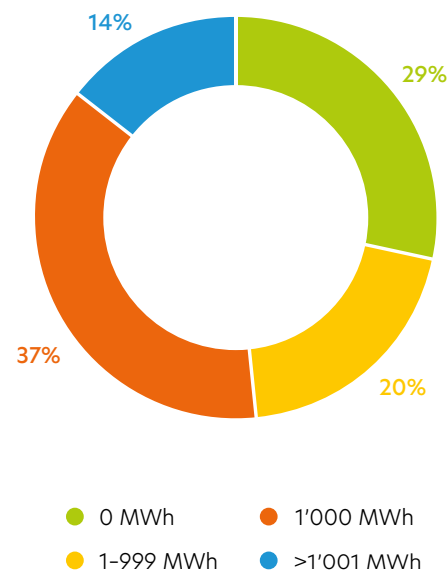
würden (vgl. Abbildung 4). Daraus lässt sich schliessen, dass eine grosse Mehrheit entweder eine hohe oder gar keine Marktzugangsgrenze wünscht. Zudem kann aufgrund von qualitativen Rückmeldungen darauf geschlossen werden, dass einzelne Gasversorgungsunternehmen in erster Priorität eine eher hohe Grenze oder – falls sich dies nicht als möglich erweist – eine vollständige Liberalisierung wünschen. Dies scheint nachvollziehbar, zumal die Marktzugangsgrenze von 100 MWh aus Sicht der energiewirtschaftlichen Wertigkeit im Vergleich zum Strom deutlich zu tief liegt. Es besteht durchaus die Gefahr, dass eine zu «enge»

«Daraus lässt sich schliessen, dass eine grosse Mehrheit entweder eine hohe oder gar keine Marktzugangsgrenze wünscht.»

Regulierung unverhältnismässige Kosten bei begrenzten Verdienstmöglichkeiten verursachen könnte. Zudem zeigen die Erfahrungen beim Strom, dass eine künstliche Marktzugangsgrenze zu erheblichem

Abgrenzungs- und Regulierungsbedarf führen kann (bspw. Durchschnittspreismethode)⁴. Dies alles vor dem Hintergrund, dass der Energieträger Gas in den letzten Jahren einem immer härteren Substitutionswettbewerb ausgesetzt ist. Auch kann davon ausgegangen werden, dass die Wettbewerbsfähigkeit des Energieträgers im Kontext der Dekarbonisierung weiter abnehmen wird (u.a. CO₂-Abgabe, Energierichtplanungen). Daher sollte die Marktzugangsgrenze so bestimmt werden, dass ein volkswirtschaftliches Optimum resultiert. Dieses liegt auch aus Sicht der vom Bundesamt für Energie beauftragten Studienautoren bei einer vollständigen Marktöffnung, so dass sich die Regulierung auf das Notwendige, nämlich den Netzzugang, beschränken kann.⁵

Abbildung 4: Verteilung Gasmarktzugangsgrenze (nur Gaswirtschaft)

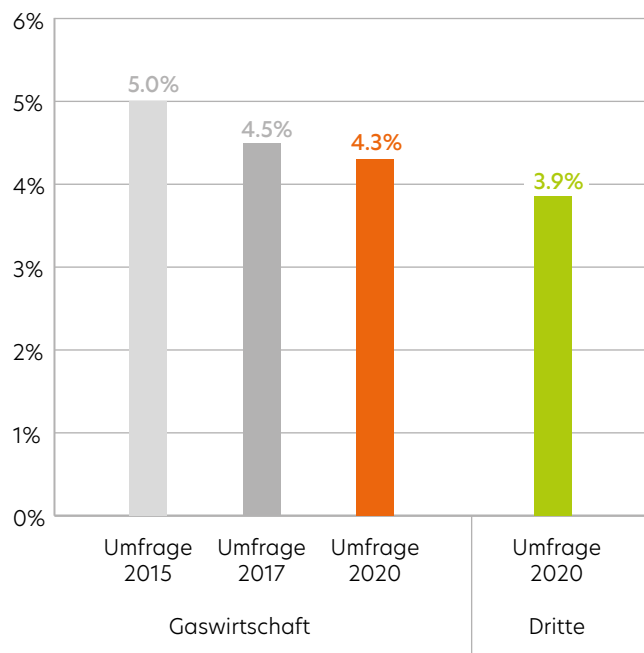


⁴ Vgl. auch EVU Partners (2017): «Wie weiter mit der Regulierung der Grundversorgung?». Erhältlich unter www.evupartners.ch/publikationen.

⁵ Vgl. Frontier Economics und Infracore (2016): Studie betreffend möglicher Vorgehensweisen bei einer Öffnung des Schweizer Gasmarktes.

Kapitalkostensatz

Abbildung 5: Erwarteter Kapitalkostensatz



Innerhalb der Gasbranche zeigt sich ein heterogenes Bild in Bezug auf den zukünftig erwarteten gewichteten Kapitalkostensatz («Weighted Average Cost of Capital»/WACC). Rund die Hälfte der Gasversorgungsunternehmen erachten eine deutliche höhere Verzinsung als beim Strom aufgrund des nicht vergleichbaren Risikoprofils für angemessen. Die andere Hälfte geht von einer mit der Stromversorgung vergleichbaren Kapitalverzinsung von rund 4.0% bzw. einem Risikoaufschlag gegenüber der Stromversorgung von rund 0.2% aus. Dieser Aufschlag orientiert sich an der Übergangslösung der einvernehmlichen Regelung zwischen den Hochdrucknetzbetreibern und dem Preisüberwacher aus dem Jahr 2014⁶, welche per 1. Oktober 2020 aktualisiert und bis ins Jahr 2024 verlängert wurde⁷. Dabei wurde der weitere Absenkpfad des Kapitalkostensatzes konkretisiert. Während der WACC im Gasjahr 2020/2021 noch bei 4.2% liegt, wird dieser bis im Gasjahr 2023/24 auf 3.8% - und damit auf das heutige Niveau in der Stromversorgung - abgesenkt. Eine direkte Koppelung an den WACC in der Stromversorgung besteht jedoch mit der neuen einvernehmlichen Regelung nicht mehr. Ob und in welcher Ausprägung sich

dies auf die Kapitalverzinsung bei den Lokalnetzbetreibern auswirken wird, kann derzeit noch nicht abschliessend beurteilt werden.

Durchschnittlich erwarten die Gasversorgungsunternehmen einen Aufschlag von 0.5% gegenüber dem Kapitalkostensatz in der Stromversorgung. Dadurch sollen höhere unternehmerische Risiken wie die signifikante Volatilität bei den Absatzmengen aufgrund der ausgeprägten Temperaturabhängigkeit, die zunehmende Substitution von Gas (z.B. durch erneuerbare Wärme- oder Stromanwendungen) sowie mögliche langfristige Effekte im Kontext der Dekarbonisierung,

«Risikoaufschlag von 0.5% gegenüber der Stromversorgung erwartet.»

welche voraussichtlich zu einer zumindest teilweisen Stilllegung von Infrastrukturanlagen der Gasversorgung führen wird, abgegolten werden. Dritte gehen im Mittel von einer angemessenen Kapitalverzinsung in der Höhe der Stromversorgung aus. Dabei gilt festzuhalten, dass die Mehrheit der Rückmeldungen (55%) einen Kapitalkostensatz von 3.8% bzw. 4.0% als angemessen beurteilt.

Im Zeitverlauf zeigt sich eine stetige Abnahme bei den durch die Branche erwarteten Kapitalkostensätzen für die Gasversorgung trotz eines in der jüngeren Vergangenheit stabilen Kapitalkostensatzes in der Stromversorgung von 3.83% (vgl. Abbildung 5). Aufgrund des anhaltend tiefen Zinsniveaus wird die Kapitalverzinsung in der Stromversorgung aktuell jedoch vertieft überprüft und ab dem Jahr 2022 möglicherweise angepasst. Für die Gasbranche kann dies bedeuten, dass die aktuell vergleichsweise attraktive Verzinsung der Kapitalkosten insbesondere in den Verteilnetzen mit einem GasVG unter Druck kommen wird. Aufgrund des objektiv ungünstigeren Risikoprofils von Gas gegenüber Strom erscheint ein Aufschlag gegenüber dem geltenden Kapitalkostensatz in der Stromversorgung im Grundsatz als gerechtfertigt. Die Höhe des Risikoaufschlags sollte jedoch nicht nur aufgrund von Kapitalmarktmodellen, sondern auch unter Berücksichtigung der zukünftigen regulato-

⁶ Vgl. Preisüberwachung (2014): «Einvernehmliche Regelung mit HD-Gasnetzbetreibern betr. Netznutzungsentgelte des schweizerischen Hochdruck-Erdgasnetzes».

⁷ Vgl. Preisüberwachung (2020): «Einvernehmliche Regelung mit HD-Gasnetzbetreibern».

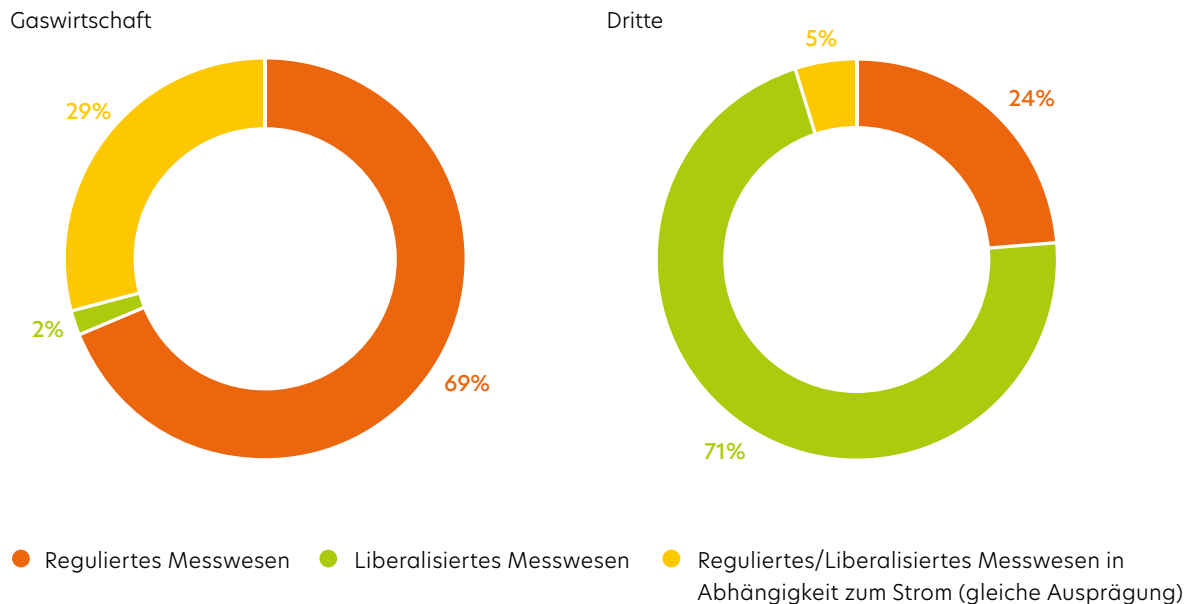
rischen Rahmenbedingungen festgelegt werden. Dabei dürften Vorgaben zur Bildung von Rückstellungen für Dekarbonisierungsmassnahmen oder zur Verkürzung der Nutzungsdauer im Kontext eines steigenden Stilllegungsrisikos von besonderer Relevanz sein⁸. Eine reine Vergütung der möglichen Risiken durch einen Kapitalkostenzuschlag dürfte dabei aber keine Option darstellen, weil nicht alle Gasversorgungsunternehmen im gleichen Umfang von Stilllegungen betroffen sein werden. So würde die Gefahr bestehen, dass einzelne Gasversorgungsunternehmen keine vollständige Kostendeckung hätten, während andere mit wenigen vorzeitigen Stilllegungen möglicherweise Zusatzgewinne erwirtschaften könnten.



⁸ Vgl. auch EVU Partners im Auftrag des Bundesamt für Energie (2019): «Studie zu regulatorischen Aspekten der Stilllegung von Gasnetzes.»

Liberalisierung Messwesen

Abbildung 6: Liberalisierung Messwesen



Neben der konsequenten Entflechtung der heutigen Gas- tarife in Netznutzung, Energielieferung und Abgaben soll gemäss Vernehmlassung des GasVG neu auch das Messwesen ein separater Bereich werden und damit das Mess- vom Netznutzungsentgelt entflochten werden. Beim Messwesen handelt es sich, anders als bei einem Rohrleitungsnetz, nicht um ein natürliches Monopol. Zwar hängen der Netzbetrieb und das Messwesen eng zusammen, jedoch ist eine Trennung der beiden Bereiche bzw. die Ausführung der Aufgaben im Messwesen durch einen Dritten technisch möglich. Dies bedingt jedoch ein umfassendes Regelwerk zur Sicherstellung von effizienten Schnittstellen zwischen den Netzbetreibern und den Messdienstleistern. Im Rahmen der Vernehmlassung des GasVG wurden zwei Varianten im Bereich des Messwesens vorgeschlagen. Entweder bleibt das Messwesen reguliert und verbleibt beim Netzbetreiber, oder aber der Endkunde kann seinen Messdienstleister frei wählen (Liberalisierung). Es ist davon auszugehen, dass der Bund letztlich eine möglichst einheitliche Lösung im revidierten StromVG und im neuen GasVG anstreben wird, da Messdienstleister in der Regel beide Medien abdecken. Mit den Entflechtungsvorschriften sollen insbesondere Quersubventionen zwischen den Bereichen und/oder Wettbewerbsvorteile verhindert werden. Letzteres umfasst insbesondere auch die Nutzung von Daten, welche im Rahmen des monopolistischen Netzbetriebs gewonnen und in Wett-

bewerbsbereichen genutzt werden. Dies führte in jüngerer Vergangenheit im Strombereich zu mehreren Untersuchungen gegen Stromversorgungsunternehmen.

Eine deutliche Mehrheit der Teilnehmenden aus der Gasbranche (69%) spricht sich gegen eine Liberalisierung des Messwesens aus (vgl. Abbildung 6). Im Fokus stehen dabei mögliche Effizienz- und Synergieverluste sowie neue Schnittstellen zwischen den verschiedenen Akteuren (Netzbetreiber, Messstellenbetreiber und Messdienstleister), welche aus Sicht der Branche insgesamt eher zu Kostensteigerungen für die Endverbraucher führen werden. Daneben gibt es auch sicherheitstechnische Anforderungen, welche gerade im Gasbereich relevant sind. Nachvollziehbar ist zudem, dass insbesondere Querverbundsunternehmen nach Möglichkeit eine für alle Sparten einheitliche Lösung anstreben.

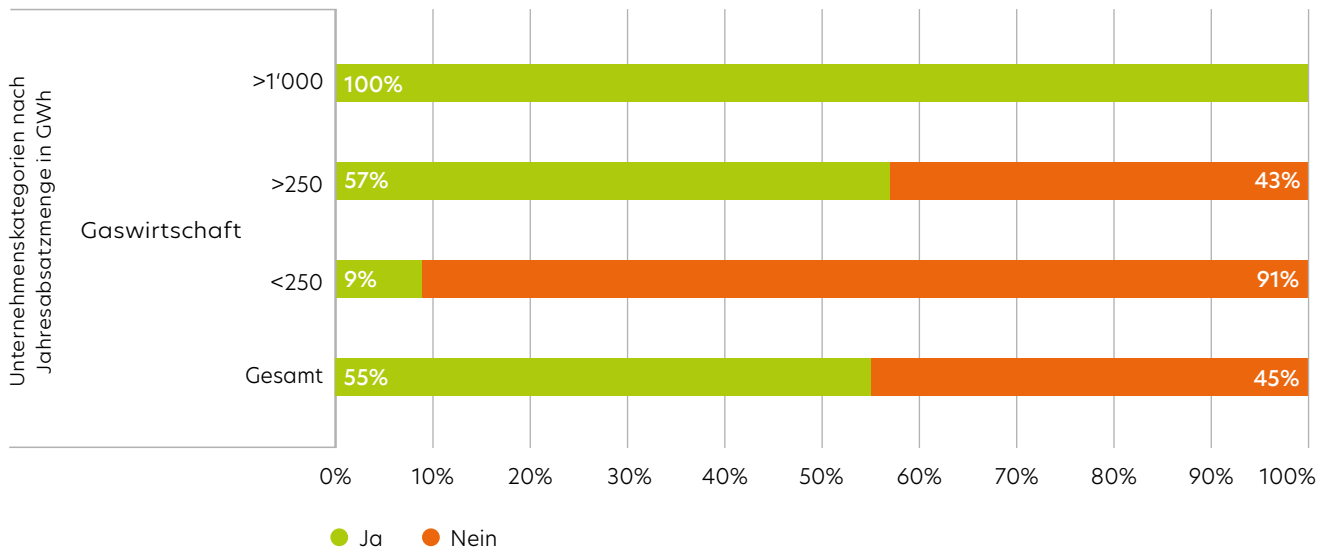
Im Gegensatz dazu erwarten Dritte und mit ihnen die Endkunden in grosser Ausprägung (71%) ein vollständig liberalisiertes Messwesen. Sie versprechen sich neben finanziellen Vorteilen in Folge des Wettbewerbs unter den Anbietern mögliche Synergien mit der geplanten Plattform für den Datenaustausch («Datahub») im Strombereich. Ein wesentlicher Treiber sind hier Kunden mit mehreren Standorten (sog. «Multi-Site-Kunden»), welche ein grosses Interesse haben, einen einzigen Anbieter für Dienstleistungen im Messwesen wählen zu können.

Wichtig scheint zudem, dass zukünftig das Mess- vom Netz-entgelt separiert und die Herleitung des Messentgelts vereinheitlicht wird. Heute publiziert nur eine Minderheit der Gasversorgungsunternehmen separate Messentgelte. Die Spannweite zwischen den aktuell publizierten Entgelten ist dabei aus Sicht der Endkunden erklärungsbedürftig. Das Messwesen wird unabhängig von der gewählten Umsetzungsvariante neuen Anforderungen gerecht werden müssen (bspw. Echtzeitdaten, Kundenwechselprozess) und wird erwartungsgemäss auch im regulierten Fall entgeltmässig unter Druck geraten.



Auswirkungen des WEKO-Entscheids auf die Gaswirtschaft

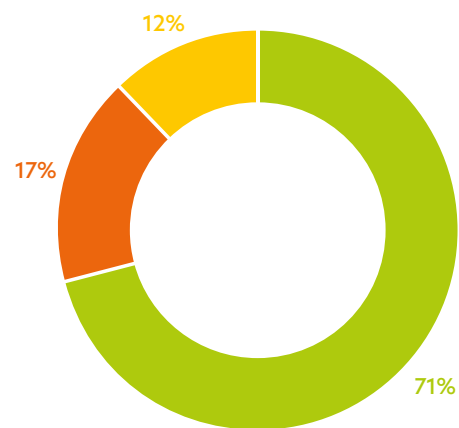
Abbildung 7: Netzzugangsgesuche von gemäss Verbändevereinbarung nicht marktzugangsberechtigten Endkunden nach WEKO-Entscheid



Durch die Verbändevereinbarung war der Markt bisher nur sehr limitiert geöffnet. So konnten bisher nur rund 400 Endkunden mit einer Leistung von über 150 Nm³/h einen Netzzugang beantragen. Bisher nutzten nur vereinzelte Grosskunden diese Möglichkeit. Mit der Entscheidung der WEKO in der Zentralschweiz im Mai 2020 wurde faktisch die bisherige Marktzugangsgrenze aufgehoben. Zudem trat fast zeitgleich mit der WEKO-Entscheidung mit der BKW ein neuer Gaslieferant in den Schweizer Gasmarkt ein, welcher mit einer breiten Kampagne eine Vielzahl von Endkunden und Endversorgern aktiv ansprach. Nach rund einem Quartal war jedes zweite Gasversorgungsunternehmen mit einer oder mehreren Kundenanfragen von gemäss Verbändevereinbarung nicht marktzugangsberechtigten Endkunden konfrontiert (vgl. Abbildung 7). Dabei sind die Unternehmen unterschiedlich betroffen. Während Unternehmen mit einem jährlichen Absatz von unter 250 GWh nur am Rande mit Anfragen zum Netzzugang konfrontiert waren, sind faktisch bei allen grösseren Gasversorgungsunternehmen entsprechende Anfragen eingetroffen.

Dies wirkt sich auch auf den Umgang mit den entsprechenden Anfragen aus. Die Mehrheit der Unternehmen (71%) will zukünftig alle kundenseitigen Netzzugangsgesuche bewilligen (vgl. Abbildung 8). Auffallend ist, dass, je kleiner die Gasversorgungsunternehmen sind, desto eher wollen sie an den bisherigen Marktzugangsbedingungen der Ver-

Abbildung 8: Umgang mit Netzzugangsgesuchen (bis zum Inkrafttreten GasVG)



- Alle kundenseitigen Anfragen werden zugelassen
- Beibehaltung Bedingungen Verbändevereinbarung (150 Nm³/h, Prozessgas, Lastgangmessung)
- Vorübergehende Teilmarktöffnung (individuelle Ausprägung pro Gasversorger)

bändevereinbarung festhalten. Bei Unternehmen mit einem jährlichen Absatz von unter 100 GWh steigt die Zustimmung für die vorübergehende Beibehaltung der Bedingungen der Verbändevereinbarung auf rund 67%. Diese Unternehmen sind von einer aufgeweichten Zugangsgrenze auch überproportional betroffen. Sie verfügen in der Regel nur über eingeschränkte Ressourcen und Möglichkeiten, neben dem Tagesgeschäft neue Prozesse zu implementieren. Dies auch vor dem Hintergrund, dass die zukünftigen Anforderungen und Ausprägungen der zukünftigen Prozesse derzeit noch unklar sind und bei Inkraftsetzung eines GasVG mit grosser Wahrscheinlichkeit nochmals angepasst werden müssen.

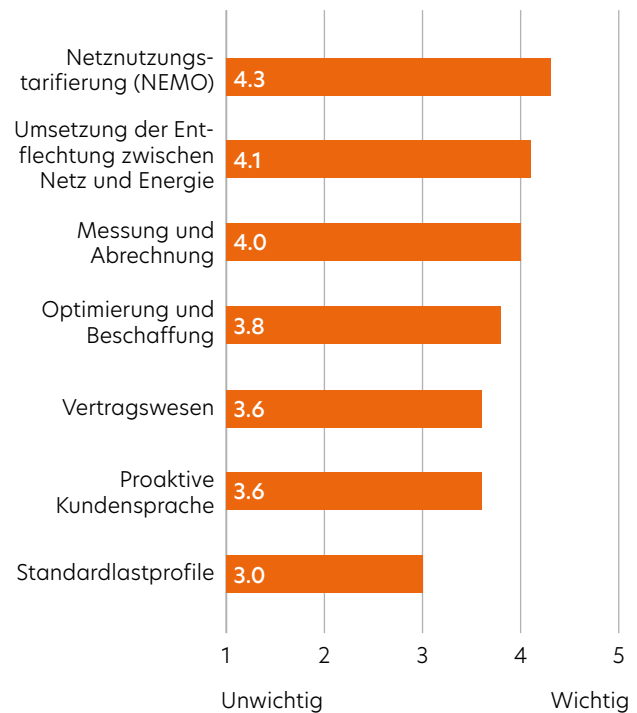
Der unmittelbare unternehmerische Handlungsbedarf in Folge des WEKO-Entscheids ist aus Sicht der Gasversorgungsunternehmen vielfältig (vgl. Abbildung 9). Als wichtigste Massnahme wird die konsequente Umsetzung der in der Verbändevereinbarung seit mehreren Jahren vorgegebenen

«Mehrheit der Unternehmen will zukünftig alle kundenseitigen Netzzugangsgesuche bewilligen.»

Netznutzungstarifizierung (4.3) genannt. Heute publizieren nur Unternehmen mit nach Verbändevereinbarung marktzugangsberechtigten Endkunden die Durchleitungstarife und zwar ausschliess-

lich für dieses Kundensegment. Die publizierten Daten lassen darauf schliessen, dass noch nicht alle Unternehmen den Branchenstandard anwenden bzw. bei vielen Unternehmen die konsequente Umsetzung inkl. entsprechender Prozesse und Systeme noch nicht erfolgt. Ein zentrales Thema ist dabei die Entflechtung von Netz und Energie (4.1) sowie die Durchgängigkeit des Kalkulationsprozesses mit Vor- und Nachkalkulation und der Ermittlung entsprechender Deckungsdifferenzen. Sofern das Netznutzungsentgelt nach dem Branchenstandard NEMO zertifiziert ist, sollten die entsprechenden Prozesse und die Entflechtung zumindest intern in den Gasversorgungsunternehmen umgesetzt sein. Dies bildet die Voraussetzung, um entsprechende Netzzugangsgesuche überhaupt beantworten zu können. Ein wichtiges Thema aus Sicht der Gasversorgungsunternehmen ist auch die Messung und Abrechnung von markt-basierten Lieferungen. Während in der Vernehmlassung des GasVG von Standardlastprofilen für Kunden mit einem Verbrauch von unter 1 GWh pro Verbrauchstätte ausgegangen wird, sollen während der Übergangsphase bis zum Inkrafttreten eines GasVG auch andere Lösung angewendet

Abbildung 9: Unmittelbarer Handlungsbedarf in Folge WEKO-Entscheid



werden. So soll in der Zentralschweiz ein Marktkunde mit einem Jahresverbrauch unter 500 MWh mit einem kommunikationsfähigen Zähler ausgestattet und auf Tagesbasis bilanziert werden. Zudem muss er mit jeder Netzebene einen eigenen Netznutzungsvertrag vereinbaren. Dabei ist es offensichtlich, dass eine Marktversorgung aufgrund der Kostentragung und möglichen Ausgleichsrisiken nicht für alle Kundensegmente gleichermassen geeignet ist. Die Gasversorgungsunternehmen dürften daher primär von grösseren Kunden bzw. von Multi-Site-Kunden entsprechende Netzzugangsanfragen erhalten.

Marktstruktur und Wettbewerb

Erwartete Wechselquote 2025

7.7%

«Entspricht bei einer Marktzugangsgrenze von 100 MWh einem jährlichen Wechsel von rund 1.9 TWh bzw. 3'000 Endkunden.»

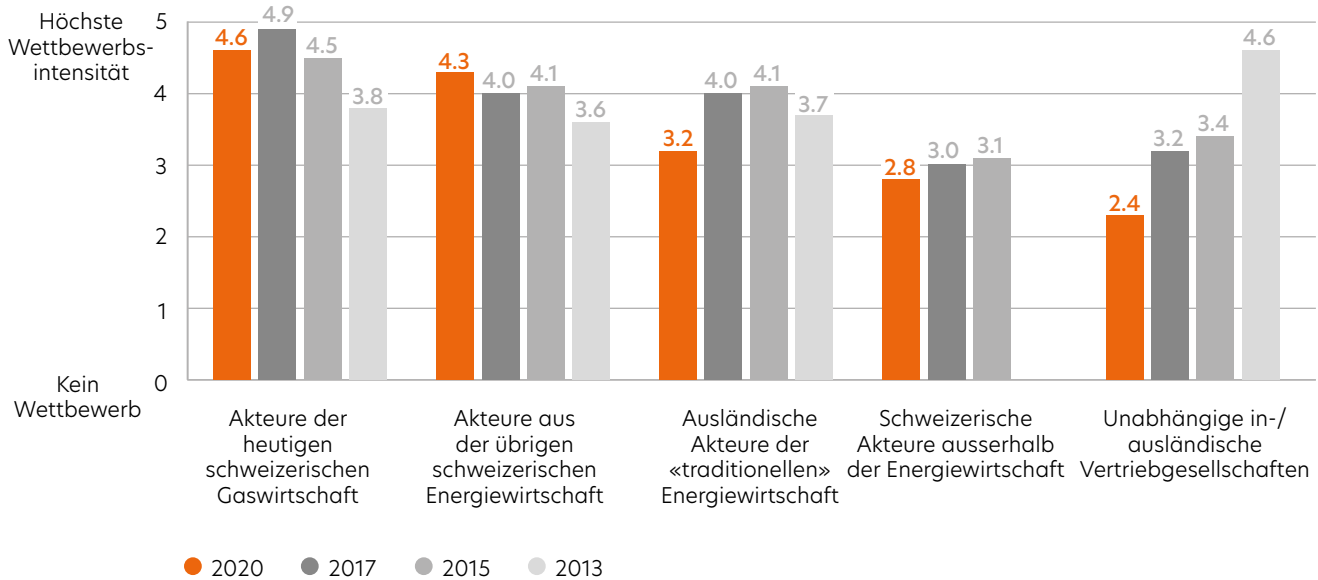
Kompensation Kundenverluste ausserhalb eigenem Netzgebiet

38%

«Jedes dritte Gasversorgungsunternehmen beabsichtigt mögliche Kundenverluste zu kompensieren.»

Zukünftige Wettbewerber und Zeitpunkt Markteintritt

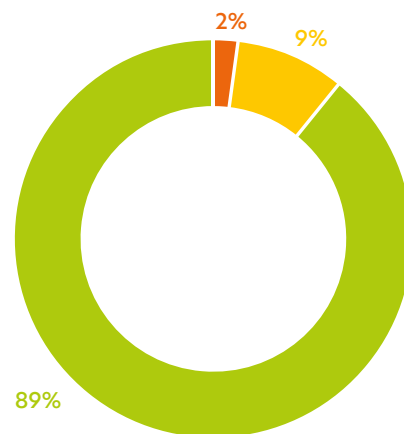
Abbildung 10: Erwartete Wettbewerbsintensität nach Mitbewerber



Der bereits in den bisherigen Studien festgestellte Wandel bezüglich der zu erwarteten «Bedrohung» durch Wettbewerber hat sich in der diesjährigen Umfrage bestätigt (vgl. Abbildung 10). Während früher die unabhängigen (ausländischen) Vertriebsgesellschaften als besonders relevant empfunden wurden, stehen diese heute nicht mehr im Fokus der Wahrnehmung. Analog der Ergebnisse der letzten Umfrage wird die höchste Wettbewerbsintensität zwischen den bisherigen «Verbündeten» innerhalb der schweizerischen Gasbranche erwartet. Diese Meinung ist bei kleinen (5.2) und mittleren (5.1) Gasversorgungsunternehmen deutlich stärker ausgeprägt als bei den grossen Gasversorgungsunternehmen (4.5), welche die höchste Wettbewerbsintensität eher von anderen Akteuren der schweizerischen Energiewirtschaft (4.6) erwarten. Dabei stehen die grossen Stromkonzerne im Vordergrund, weil diese in der Regel über einen eigenen Energiehandel und eine professionelle Vertriebsorganisation verfügen, aber bisher nicht oder nur indirekt im Endkundengeschäft der Gasversorgung tätig waren. Mehrheitlich bewirtschaften diese bereits heute Gasportfolien in ausländischen Märkten. Aufgrund der vergleichbaren Anforderungen bezüglich vertrieblicher Kompetenzen, Prozessen und Systemen ist ein kombiniertes Angebot der beiden Energieträger Gas und Strom aufgrund der zu erwartenden Skaleneffekte und verstärkten Konvergenz nur konsequent. Zudem scheint das im Vergleich zu den umliegenden Märkten eher attraktive Preisniveau für Gaslieferungen in der Schweiz einen Markteintritt von weiteren

Playern zu unterstützen. Eine deutliche Mehrheit der Gasversorgungsunternehmen erwartet deshalb bereits vor Inkrafttreten eines GasVG einen Markteintritt von weiteren Anbietern (vgl. Abbildung 11).

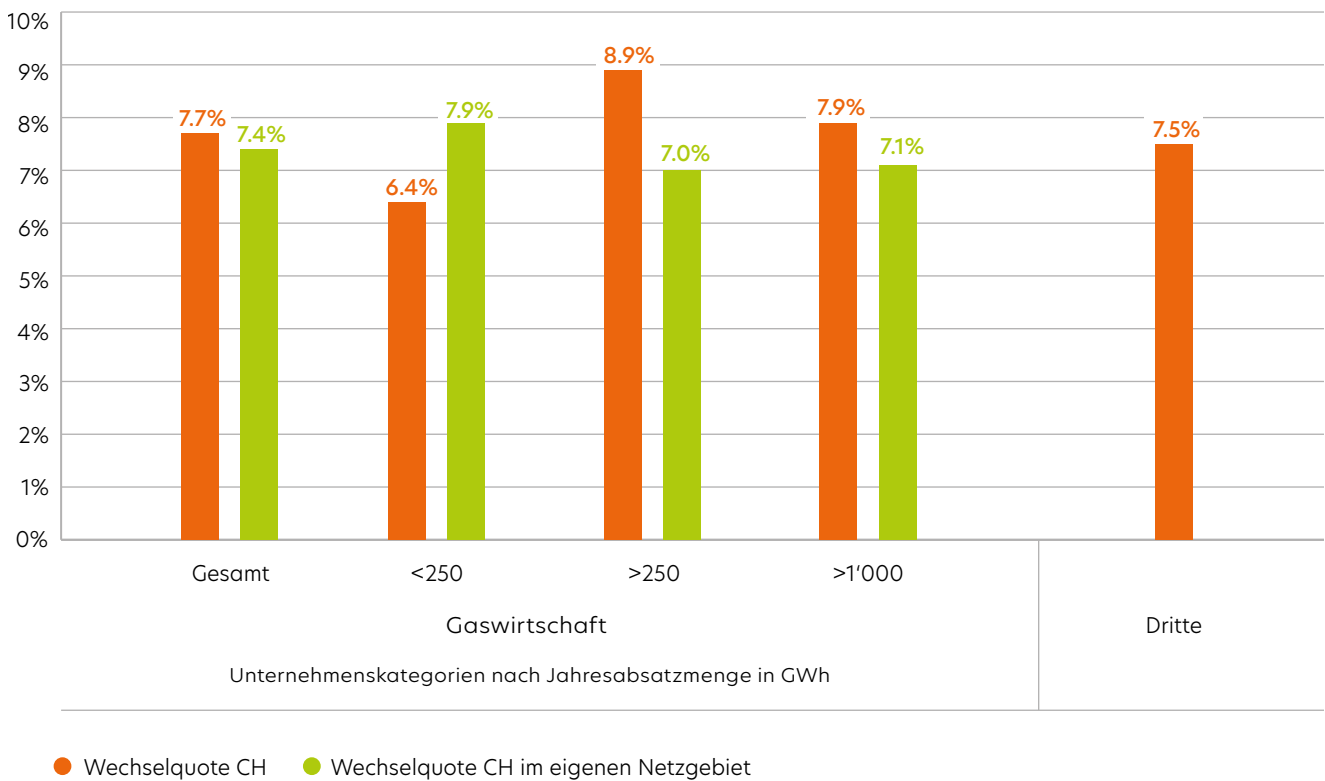
Abbildung 11: Markteintritt von weiteren Marktplayern (ausserhalb Gasbranche, neben BKW und Axpo)



- Nein, der Gasmarkt ist zu wenig attraktiv für einen Markteintritt von weiteren Playern
- Nein, weitere Unternehmen warten tendenziell die Weiterentwicklung der zukünftigen regulatorischen Rahmenbedingungen (GasVG) ab
- Ja, vorbereitete Unternehmen werden versuchen, sich frühzeitig zu positionieren

Wechselquote

Abbildung 12: Erwartete jährliche mengenbasierte Wechselquote der marktzugangsberechtigten Kunden in der ganzen Schweiz



Die erwarteten mengenbasierten jährlichen Wechselquoten in den kommenden fünf Jahren und somit voraussichtlich nach dem Inkrafttreten einer gesetzlichen Regulierung (GasVG) haben sich in jüngerer Vergangenheit stark verändert. Gegenüber der letzten Umfrage im Jahr 2017 ist ein deutlicher Anstieg der erwarteten schweizweiten Wechselquote bei den marktzugangsberechtigten Kundensegmenten von 2.4% auf 7.7% erkennbar (vgl. Abbildung 12). Gleiches gilt auch bezüglich der erwarteten Wechselquote im eigenen Netzgebiet, welche zwischen den beiden Umfragen von 1.9% auf 7.4% ebenfalls deutlich anstieg. Anzumerken ist, dass in allen bisherigen Umfragen die erwarteten Wechselquoten im eigenen Netzgebiet immer unter der erwarteten schweizweiten Wechselquote lagen. Die Unternehmen schätzen somit ihre eigenen Fähigkeiten zur Kundenbindung besser als die des Gesamtmarktes ein. Während dies in den bisherigen Gasmarktstudien für alle Unternehmensgrößen zutraf, erwarten die kleinen Gasversorgungsunternehmen erstmalig eine höhere Wechselquote im eigenen Netzgebiet. Neben tendenziell eingeschränkten vertrieblichen Ressourcen könnte sich dies möglicher-

weise auch mit Grossverbrauchern begründen, welche in einem einzelnen Netzgebiet einen dominanten Absatzanteil aufweisen. Auffallend ist, dass die mittleren Gasversorgungsunternehmen schweizweit die höchste Wechselquote (8.9%), zeitgleich aber im eigenen Netzgebiet eine deutlich tiefere Wechselquote (7.0%) erwarten.

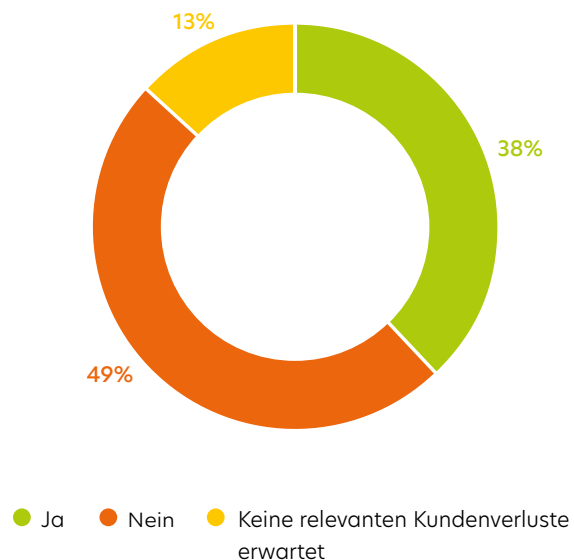
Dritte gehen von einer vergleichbaren Wechselquote wie die mittlere Branchenmeinung aus. Zum Vergleich betrug die jährliche mengenbasierte Wechselquote im deutschen Markt bei Kunden mit einem jährlichen Verbrauch über 300 MWh im Durchschnitt der letzten fünf Jahre rund 10.4% und bei Haushaltungen im Jahr 2018 rund 12.5%. Die deutschen Quoten liegen somit über den erwarteten Wechselquoten in der Schweiz. Langfristig kann davon ausgegangen werden, dass sich in Abhängigkeit zum Marktöffnungsgrad und zur Preis- bzw. Margenentwicklung die mengenbasierte Wechselquote in der Schweiz dem deutschen Niveau annähern könnte.

«Erwartete mengenbasierte Wechselquote 7.7% im 2025.»

Kompensation in fremden Netzgebieten

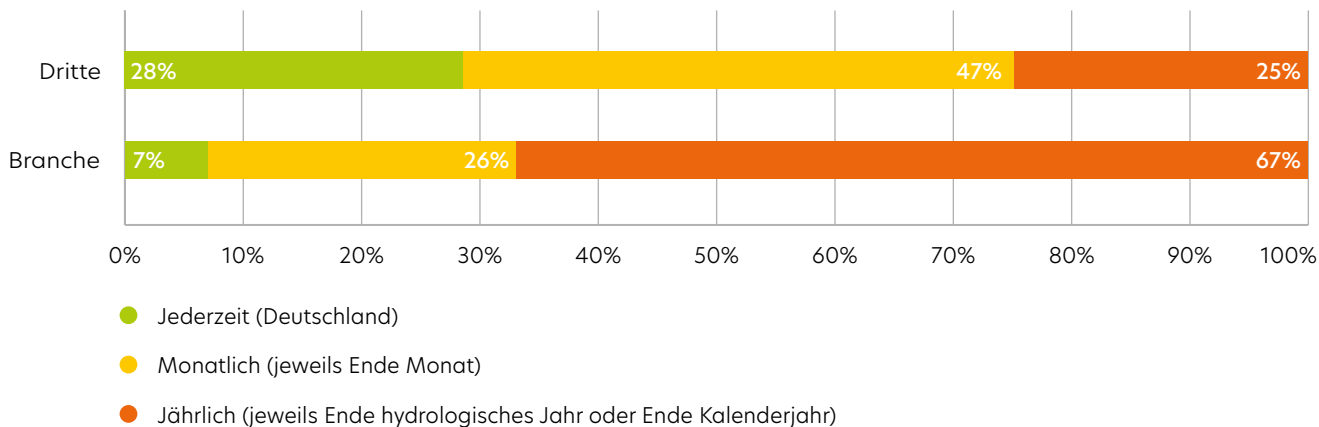
Rund die Hälfte der Unternehmen beabsichtigt aktuell keine Kompensation von möglichen Kundenverlusten ausserhalb des eigenen Netzgebiets (vgl. Abbildung 13). Erwartungsgemäss steigt mit zunehmender Unternehmensgrösse die Bereitschaft zur Kompensation von Kundenverlusten ausserhalb des eigenen Netzgebiets an. Während bei den kleinen Gasversorgungsunternehmen lediglich jedes Fünfte eine Kompensation möglicher Kundenverluste anstrebt, sind es bei den grossen Gasversorgungsunternehmen bereits rund 80%. Dies begründet sich hauptsächlich in den notwendigen vertrieblichen Ressourcen, Prozessen und Systemen, welche bei grösseren Unternehmen bereits heute etabliert sind. Vielfach fehlt aber insbesondere aus Eigentümersicht der strategische Wille und Auftrag, sich aktiv auf einen Wettbewerb ausserhalb des eigenen Netzgebiets einzulassen. Dies ist nicht weiter verwunderlich, zumal der Wettbewerb im Strommarkt lange Zeit ruinöse Züge zeigte und Volumen vor Deckungsbeitrag stand. Zudem kann davon ausgegangen werden, dass der Energieträger Gas eher in seiner Bedeutung abnehmen wird und insbesondere die öffentliche Hand – vielfach als Eigentümerin der Gasversorgungsunternehmen – aufgrund der politisch angestrebten Dekarbonisierung eher passive Strategien vorsieht bzw. mittelfristig sogar Desinvestitionen prüft. Grössere Gasversorgungsunternehmen (in der Regel als Querverbund) verfügen bereits über einen eher aktiven Verkauf und können dadurch mit wenig Aufwand die möglichen zusätzlichen Potentiale erschliessen und entsprechende Deckungsbeiträge generieren.

Abbildung 13: Kompensation von Kundenverlusten ausserhalb des eigenen Netzgebiets



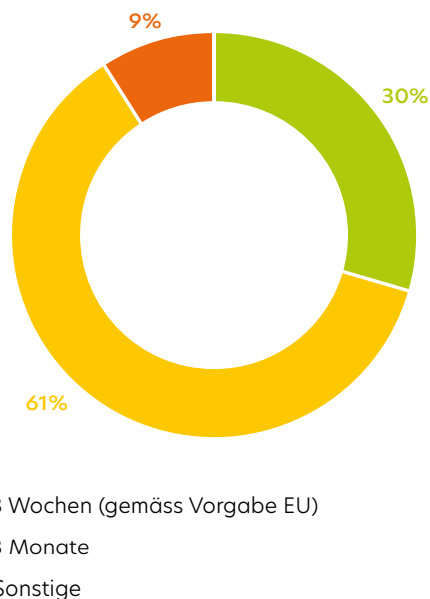
Wechselzeitpunkt und -fristen

Abbildung 14: Kündigungszeitpunkt



Eine grosse Mehrheit der Branchenvertreter wünscht sich in einem GasVG in Bezug auf Wechselfristen ein vergleichbares Vorgehen wie im Strommarkt (vgl. Abbildung 14 und Abbildung 15) oder die Beibehaltung der aktuellen Abwicklung gemäss Verbändevereinbarung. Der Kunde kann zwischen der Grund- und der Marktversorgung per Anfang eines Kalenderjahres oder hydrologischen Jahres und mit einer Frist von drei Monaten wechseln. Weil dadurch alle Wechsel faktisch auf einen Zeitpunkt hin terminiert sind, orientiert sich heute die Mehrheit der Stromlieferverträge am Kalenderjahr, wobei die Verträge in der Regel mehrere Lieferjahre umfassen. Dies ist aus Sicht der Gasversorgungsunternehmen sowie auch aus Endkundensicht wünschenswert, weil erstens die Planung und Abwicklung vereinfacht wird und zweitens bei der Beschaffung und Preisfestlegung tendenziell Vorteile resultieren. Demgegenüber führt eine Konzentrierung auf einen Zeitpunkt hin zu einem Peak, welche die Anforderungen an Ressourcen und zugrunde liegende Abwicklungssysteme deutlich erhöht. Tendenziell kann davon ausgegangen werden, dass agile Vertriebseinheiten von flexiblen Lösungen profitieren würden. Erwartungsgemäss bevorzugen Dritte flexiblere zeitliche Lösungen bezüglich der Kündigungspunkte. Bezüglich der Wechselfristen haben sie eine vergleichbare Meinung wie die Gasversorgungsunternehmen.

Abbildung 15: Wechselfristen (sofern kein Sondervertrag besteht)



Kundensicht

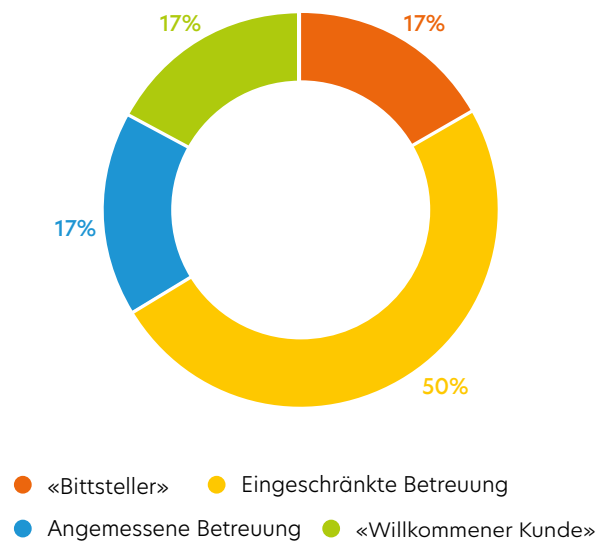
Im Rahmen der diesjährigen Studie wurden explizit erstmals Endkunden direkt zur Teilnahme an der Umfrage eingeladen. Diese wurden gebeten, drei zusätzliche Fragen zu beantworten. Nachfolgend werden die wichtigsten Ergebnisse und Erkenntnisse ohne Anspruch auf Repräsentativität aufgezeigt und erläutert.

Die befragten Endkunden erachten die heutigen Netzentgelte erwartungsgemäss als hoch. Möglicherweise spielt bei dieser Einschätzung auch die sehr heterogene Tariflandschaft der einzelnen Gasversorgungsunternehmen eine zentrale Rolle. Der Branchenstandard NEMO überlässt den Unternehmen im Vergleich zur Stromregulierung heute eher hohe Freiheitsgrade bei der Ausgestaltung der Netzentgelt-systematik. Dadurch ist die Vergleichbarkeit zwischen den einzelnen Gasnetzbetreibern eingeschränkt. Eine Beurteilung der Angemessenheit der Netztarife wird dadurch deutlich erschwert. Wichtig ist festzuhalten, dass, sofern ein Gasversorgungsunternehmen über ein gültiges Zertifikat der Netzentgelte verfügt, die relevanten Punkte der Diskriminierungsfreiheit, Angemessenheit und Überleitung zum in der Regel integrierten («all-in») Preissystem sowie die Einhaltung des Branchenstandards durch eine unabhängige Prüfung sichergestellt sind. Trotzdem ist im Zuge der Weiterentwicklung der Netzentgeltssystematik eine gewisse Harmonisierung zwischen den einzelnen Gasversorgungsunternehmen und ein steigender Druck auf die Netzentgelte und damit auf die Netzkosten zu erwarten. Letzteres wird insbesondere vor dem Hintergrund der Auswirkungen einer Dekarbonisierung mit steigenden Netzkosten zu einem herausfordernden Spannungsfeld.

Weiter wurde nach derzeit möglichen wettbewerbsbehindernden Hürden gefragt. Die meisten befragten Unternehmen erachten dabei insbesondere die Marktzugangsbe-rechtigung gemäss Verbändevereinbarung sowie die heute noch mehrheitlich angewendeten integrierten Preissysteme als relevante Hürde. Es wird erwartet, dass beide Themen im Rahmen eines GasVG adressiert werden.

Während sich die Endverbraucher bei Drittanbietern – dies gilt auch für Gasversorgungsunternehmen, welche als Drittlieferant tätig sind – durchgängig gut betreut fühlen, beurteilen sie die Betreuungsqualität der angestammten Lieferanten unterschiedlich (vgl. Abbildung 16). Dabei ist eine beachtliche Mehrheit eher unzufrieden mit der heutigen Betreuungsqualität. Dies sollte den Gasversorgungsunternehmen im Hinblick auf weitere Marktöffnungsschritte klar bewusst sein.

Abbildung 16: Wahrnehmung der Betreuungsqualität aus Sicht der industriellen Endkunden



Unternehmerisches Verhalten

Unternehmerische Schwerpunkte

- Ökologisierung der Produktpalette
- Massnahmen im Kontext Dekarbonisierung

Erwartete Entwicklung Endverbrauch bis 2050

-57%

«Deutlicher Rückgang im Kontext der vom Bund angestrebten Dekarbonisierung.»

Schwerpunkte der Massnahmen

Abbildung 17: Unternehmerische Schwerpunkte



Über alle Unternehmensbereiche betrachtet sind die wichtigsten zukünftigen Schwerpunktthemen eine weitere Ökologisierung der bestehenden Produktpalette und Massnahmen in Zusammenhang mit der Dekarbonisierung (je 5.1). Beide Themen hängen unmittelbar mit dem langfristigen Fortbestand der Gasnetze zusammen. Nur wenn es gelingt, die erneuerbaren Anteile signifikant zu erhöhen, werden die Gasnetze auch langfristig eine Rolle in der Versorgung von Bevölkerung und Wirtschaft mit Energie spielen können (vgl. Abbildung 17). In diesem Kontext ist auch die Zielsetzung des Verbandes der Schweizerischen Gasindustrie zu verstehen, bis im Jahr 2030 einen Anteil von 30% Biogas im Wärmemarkt zu erreichen. Diese Zielsetzung scheint ambitioniert. Einerseits ist das wirtschaftlich erschliessbare Potential für die Produktion von Biogas in der Schweiz begrenzt und andererseits sind die Importmöglichkeiten aufgrund der fehlenden Anerkennung des Biogases stark eingeschränkt. Auch besteht heute noch keine Einigkeit über die Möglichkeiten einer Kompensation von Biogas mittels Methanisierung (CH₄) oder Beimischung von erneuerbarem Wasserstoff (H₂).

Ergänzend zu den Massnahmen im Zusammenhang mit der Dekarbonisierung erachten die Gasversorgungsunternehmen auf Stufe Gesamtunternehmen die Weiterentwicklung der IT-Systeme, die Überprüfung der Unternehmensstrategie sowie eine stärkere Kommunikation mit Anspruchsgruppen als die relevantesten Themen. Gegenüber der letzten Umfrage haben sich keine wesentlichen Veränderungen in

«Nur wenn es gelingt, die erneuerbaren Anteile signifikant zu erhöhen, werden die Gasnetze eine langfristige Rolle spielen können.»

der Priorisierung der verschiedenen Themen ergeben. Im Netzbereich erachten die Gasversorgungsunternehmen das strategische und operative Assetmanagement sowie die zukünftige Rolle der Gasnetze (Smart Metering/Konvergenz der Netze) als

wichtigste Themen. Diese Einschätzung bzw. Reihenfolge entsprechen den Ergebnissen der Studie in den Jahren 2015 und 2017. Interessant ist die Haltung der Gasversorgungsunternehmen zur physischen Weiterentwicklung des Netzgebiets. Während im Jahr 2017 der Ausbau des eigenen Netzgebiets noch eine mittlere Bedeutung aufwies (3.3), sank diese in der aktuellen Studie deutlich (2.8). Der Rück-

bau bzw. die Stilllegung der Netzinfrastruktur (2.8) spielt trotz einer hohen Relevanz von Massnahmen im Zusammenhang mit der Dekarbonisierung erst für vereinzelte Gasversorgungsunternehmen (in der Regel aufgrund einer Ausscheidung einer Wärmeversorgung in kommunalen Energierichtplänen) derzeit eine wichtige Rolle. Die Unternehmen scheinen somit aufgrund der unklaren langfristigen Rentabilität der Gasnetze eine zurückhaltende Netzentwicklungsstrategie zu verfolgen.

Im Bereich der Beschaffungs- und Handelsthemen wird beschaffungsseitigen Kooperationen und Allianzen die höchste Bedeutung zugemessen. Auffallend ist die Zunahme der Einschätzung bei Investitionen in Produktionskapazitäten für erneuerbares Gas (z.B. Biogas, Power-to-Gas). Während das Ergebnis im Jahr 2017 mit 4.2 im Beschaffungsbereich die unwichtigste Massnahme darstellte, stieg die Wichtigkeit im Jahr 2020 auf einen Wert von 4.7 (+0.5) deutlich an. Neu positioniert sich die Erschliessung von erneuerbaren Quellen als zweitwichtigste Massnahme bei Beschaffungs- und Handelsthemen. Dies insbesondere bei den grossen Gasversorgungsunternehmen,

«Stilllegungen von Netzinfrastruktur aktuell nur bei einzelnen Gasversorgungsunternehmen geplant.»

welche dieser Massnahme eine noch höhere Wichtigkeit beimessen. Erwartungsgemäss zeigt sich das Bild bezüglich der Ausgestaltung der Beschaffungsaktivitäten aus Sicht einer «make-or-buy»-Entscheidung. Während die kleinen und mittleren Gasversorgungsunternehmen diese Aufgabe eher beim bestehenden Lieferanten sehen (4.4), sind grosse Gasversorgungsunternehmen bestrebt, diese Aufgabe nach Möglichkeit selber zu lösen (4.7) oder sie sehen sich in der Rolle als möglicher Kooperationspartner für Beschaffungsaktivitäten von kleineren Gasversorgungsunternehmen (4.9).

Im Vertriebsbereich ist der neu wichtigste Schwerpunkt die weitere Ökologisierung der Produktpalette. Dabei stieg die Wichtigkeit im Jahr 2020 gegenüber dem Jahr 2017 deutlich an (5.1 vs. 4.4). Einer Verstärkung der Kundenbindungsmassnahmen wird weiterhin eine hohe Wichtigkeit beigemessen. Demgegenüber nahm die Bedeutung der bisher wichtigsten Massnahme «Akquisition von Kunden innerhalb des eigenen Netzgebiets» stark ab (4.5 vs. 5.0). Die Akquisition von Kunden ausserhalb des eigenen Netzgebiets (gas-to-gas

Wettbewerb) spielt aus Sicht aller Unternehmenskategorien eine untergeordnete Rolle. Erwartungsgemäss schätzen grosse Gasversorgungsunternehmen (4.8) dies gleichwohl wichtiger ein als die kleinen und mittleren Gasversorgungsunternehmen (2.8). Dabei sind durchaus Parallelen zu den

«Massnahmen im Kontext der Dekarbonisierung und weitere Ökologisierung der bestehenden Produktpalette sind am wichtigsten.»

Stromversorgungsunternehmen zu erkennen, welche mehrheitlich beabsichtigen, die bestehenden Kunden mittels attraktiven Marktangeboten zu binden und nicht primär neue Kunden ausserhalb des angestammten Netzge-

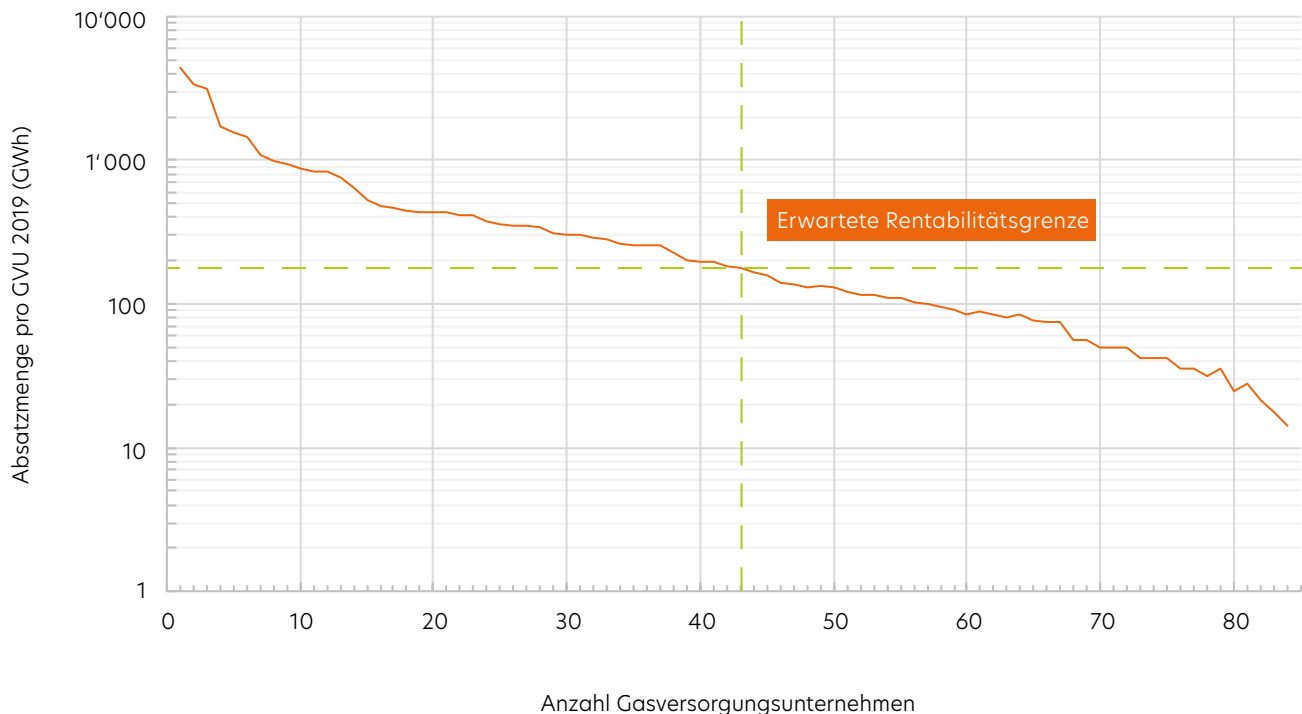
biets zu akquirieren. Dies ist aus betriebswirtschaftlicher Sicht nachvollziehbar. Die Gewinnung von Neukunden im Energiemarkt ist mit einem vergleichsweise höheren Vertriebsaufwand als die Bindung von bestehenden Kunden verbunden. Zudem sind die Differenzierungsmöglichkeiten - insbesondere bei den Gasversorgungsunternehmen innerhalb der gleichen Regionalzone - aufgrund der bestehenden und vergleichbaren Beschaffungsstruktur derzeit nur eingeschränkt vorhanden. Trotzdem stellt sich vor diesem

Hintergrund die Frage, wie die kleinen und mittleren Gasversorgungsunternehmen den Fortbestand des eigenen Unternehmens in Anbetracht einer verstärkten Konkurrenzierung innerhalb der schweizerischen Gaswirtschaft, der sich verschlechternden Rahmenbedingungen und einer erkennbaren weitergehenden Liberalisierung des schweizerischen Gasmarkts langfristig sichern wollen. Auch wenn bisher nur vereinzelte Kunden den Energielieferanten gewechselt haben, steigt der Druck in Folge der WEKO-Entscheidung und der möglicherweise weitreichenden Marktöffnung mittels eines GasVG.



Auslagerung regulierte Versorgung

Abbildung 18: Mögliche Grenze zur Auslagerung einer regulierten Versorgung an Dritte



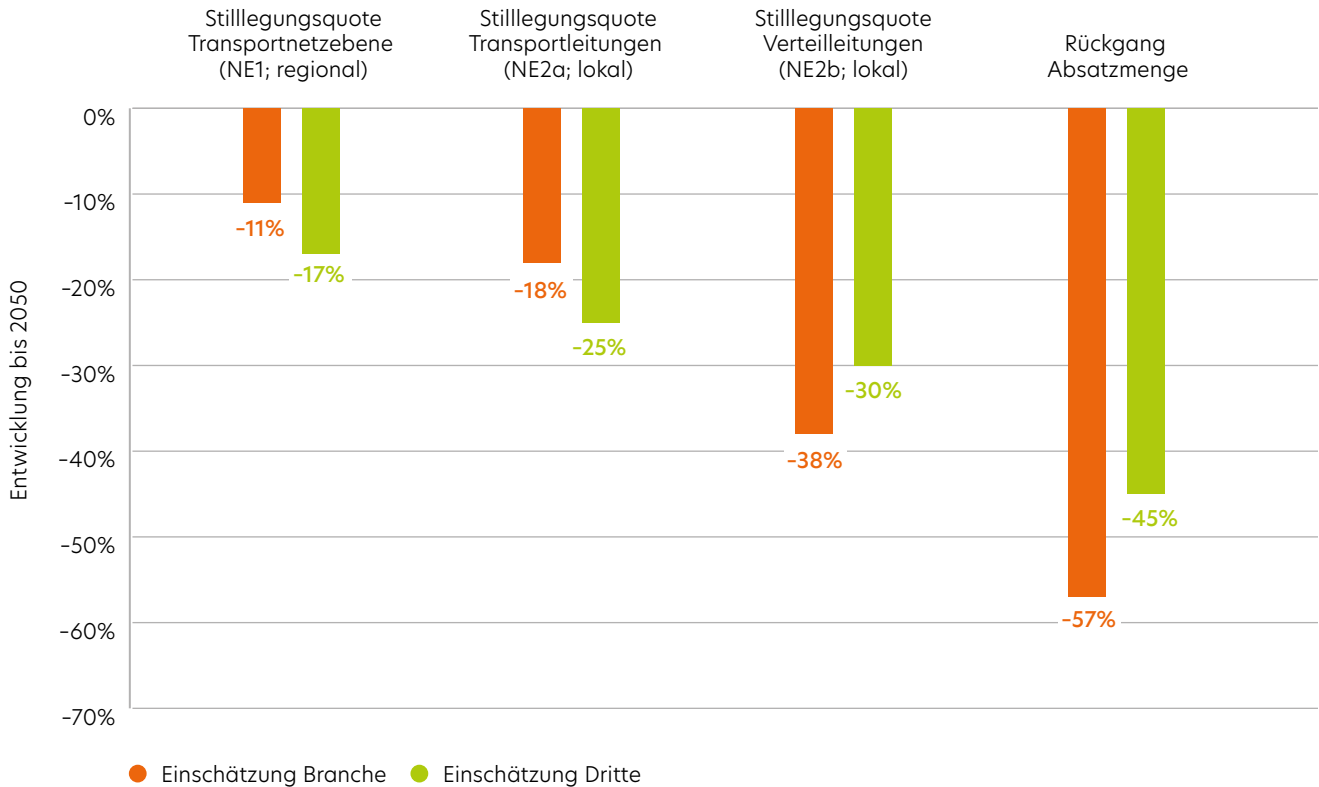
Der Bund schlägt vor, dass die regulierte Versorgung (Energielieferung) nicht zwingend durch den angestammten Netzbetreiber erfolgen muss. Er schreibt in seiner Botschaft zur Vernehmlassung des GasVG explizit, dass die regulierte Versorgung an andere Netzbetreiber oder – was aus Sicht des Bundes noch begrüssenswerter wäre – an Akteure ohne eigenen Netzbetrieb ausgelagert werden kann. Vorstellbar wäre auch, dass sich mehrere Netzbetreiber zur Vornahme der regulierten Versorgung aus Gründen der Effizienz in einem Unternehmen zusammenschliessen. Der Bund begrüsst somit eine gewisse Konsolidierung.

In Abhängigkeit zur gewährten Bruttomarge und dem erwarteten Rückgang der Absatzmengen im Haushaltsbereich besteht die Gefahr, dass die regulierte Versorgung nicht mehr bei allen Gasversorgungsunternehmen rentabel betrieben werden kann. Vor diesem Hintergrund wurde abgefragt, wo die Studienteilnehmenden eine mögliche Grenze sehen, ab welcher Unternehmensgrösse die regulierte Versorgung nicht mehr rentabel betrieben werden kann. Unter Ausklammerung der Antworten, welche eine vollständige Marktöffnung und somit keine regulierte Versorgung erwarten, kommen die Studienteilnehmenden zum Schluss, dass bei rund der Hälfte der Gasversorgungsunter-

nehmen die Rentabilität der regulierten Versorgung nicht mehr gegeben sein könnte (vgl. Abbildung 18). Dabei ergibt sich ein rechnerischer Absatzwert von rund 170 GWh, unter welcher Grenze ein rentabler Betrieb der Grundversorgung mittels Einbezug der zukünftig möglichen Bruttomarge geprüft werden sollte. Während die Bruttomarge beim Strom aktuell CHF 75 pro Messpunkt und Jahr beträgt, kann basierend auf den Bruttomargen in anderen Ländern für die Gasversorgung eine höhere zulässige Bruttomarge für das regulierte Energiegeschäft erwartet werden. Anzumerken ist, dass die Spannweite der Antworten relativ breit war, zumal eine mögliche Konsolidierung massgeblich auch noch von weiteren Faktoren abhängig sein wird.

Entwicklung bis 2050 (Dekarbonisierung)

Abbildung 19: Erwartete Entwicklung 2050 in Folge der Dekarbonisierung



Die Ergebnisse der Studie widerspiegeln den Trend hin zu einer «Netto-Null-Gesellschaft» im Kontext der vom Bund angestrebten Dekarbonisierung per 2050. Es wird erwartet, dass gegenüber heute relevante Anteile der bestehenden

«Deutlicher Rückgang der Absatzmenge bis 2050 um mehr als 50% erwartet.»

Gasnetzinfrastruktur zurückgebaut bzw. zumindest stillgelegt werden. Dabei orientiert sich die «Stilllegungsquote» erwartungsgemäss an der jeweiligen Netzebene. Während insbesondere überregionale und regionale Netze weiterhin den Transport sicherstellen werden, erwartet die Branche in den lokalen Netzen und dort insbesondere in der Verteilnetzebene (Netzebene 2b) einen deutlichen Rückgang der betriebenen Netzlängen um rund 38% (vgl. Abbildung 19). Auffällig ist, dass der erwartete Absatzrückgang mit 57% noch deutlicher ausfällt. Dies würde dazu führen, dass die Infrastrukturkosten auf weniger transportierte Energie

aufgeteilt werden müssten und die spezifischen Kosten der Kunden stark ansteigen würden. Dies würde die Attraktivität des Energieträgers Gas weiter reduzieren. Daher haben die Gasversorgungsunternehmen zurecht erkannt, dass, aufgrund des langfristigen Charakters des Netzgeschäfts, Massnahmen in Folge der Dekarbonisierung an Bedeutung gewinnen werden. Ziel sollte es sein, die heutige Infrastruktur im Hinblick auf einen Beitrag für die erneuerbare Energieversorgung von morgen soweit wie netzwirtschaftlich sinnvoll und betriebswirtschaftlich möglich zu bewahren. Hier gilt es frühzeitig unter Einbezug der individuellen Ausgangslage (Netztopologie, Altersstruktur, Gebietsausscheidungen, etc.) Handlungsoptionen aus Sicht der Unternehmen zu erarbeiten und umzusetzen. Dritte beurteilen die möglichen Auswirkungen und Risiken in Folge einer Dekarbonisierung tendenziell moderater als die Gasbranche selber.

Studiendesign

Studiendesign/-teilnehmende

Zielsetzung

Mit der vorliegenden Gasmarktstudie wollen wir Ihnen einen Überblick über die aktuelle Situation und die erwarteten Entwicklungen und Tendenzen im schweizerischen Gasmarkt aus Sicht von Entscheidungsträgern der Branche sowie aus Sicht von weiteren Fachpersonen mit Bezug zur schweizerischen Gasindustrie bieten. Zu diesem Zweck wurden fünf Themenschwerpunkte definiert:

- die Veränderungen der regulatorischen Rahmenbedingungen mit der Weiterentwicklung von der Verbändevereinbarung zu einem GasVG;
- die möglichen Auswirkungen der Entscheidung der WEKO im Mai 2020;
- die Auswirkungen der zukünftigen Wettbewerbssituation auf die bestehende Marktstruktur;
- die Implikationen der Zielsetzung einer Dekarbonisierung bis ins Jahr 2050;
- das unternehmerische Verhalten zur Sicherstellung der angestrebten zukünftigen Position im Markt.

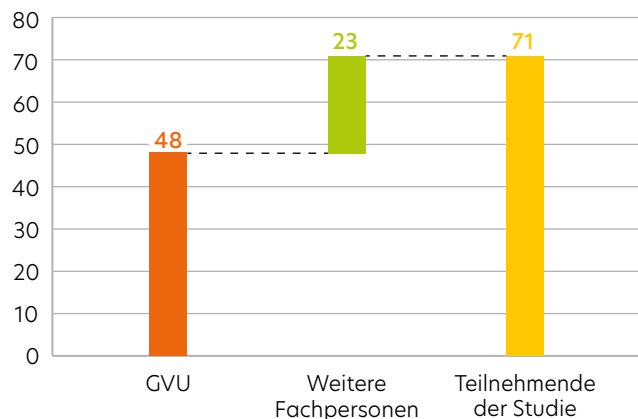
Vorgehen

Im dritten Quartal 2020 befragten wir Verantwortliche aller Unternehmen der schweizerischen Gaswirtschaft und ausgewählte weitere Fachpersonen mittels eines elektronischen Fragebogens. Die weiteren Fachpersonen (Endkunden, Verbände, Behörden, etc.) erhielten dabei eine verkürzte Version des Fragebogens.

In Ergänzung zur Auswertung der Antworten der Studienteilnehmenden wurden vertiefende Analysen (bspw. Auswertungen in Abhängigkeit zur Unternehmensgrösse) zu ausgewählten Themen vorgenommen.

Studienteilnehmende

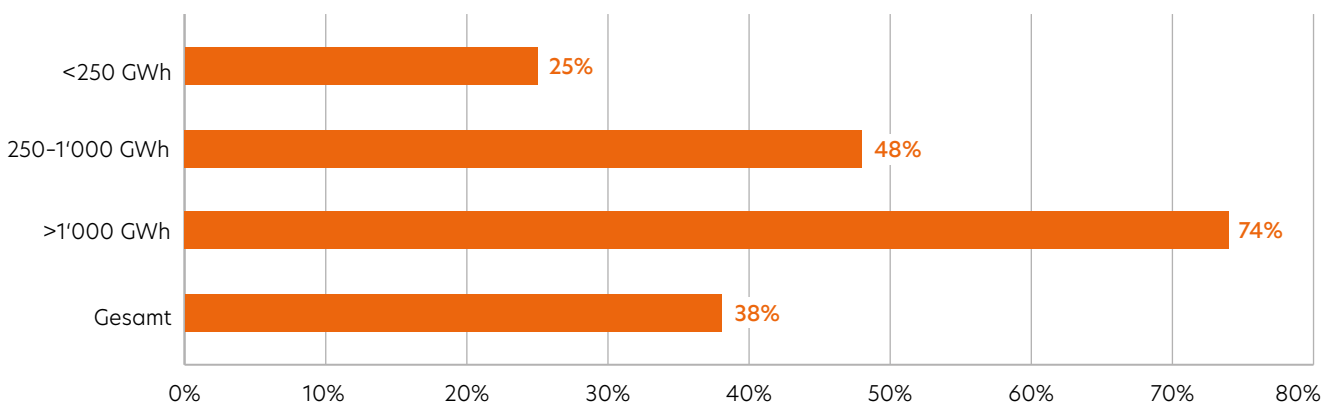
Abbildung 20: Stichprobe der Teilnehmenden



Die Akteure des schweizerischen Gasmarktes zeigten ein grosses Interesse an den Fragestellungen. An der Studie beteiligten sich insgesamt 71 Branchenakteure. Davon vertreten 48 Teilnehmende ein Gasversorgungsunternehmen (vgl. Abbildung 20). Bei grösseren Gasversorgungsunternehmen und auf expliziten Wunsch von einzelnen Organisationen wurden in wenigen Fällen mehrere Teilnehmende pro Unternehmen zur Umfrage eingeladen.

Die Reichweite der Umfrage bei den schweizerischen Gasversorgungsunternehmen beträgt bei den mittleren und grossen Unternehmen ungefähr 55% (exkl. Mehrfachteilnahmen aus dem gleichen Unternehmen). Bei den kleinen Gasversorgungsunternehmen beträgt die Reichweite rund 25% (vgl. Abbildung 21). Insgesamt umfasst die vorliegende Studie die Meinungen von rund 38% der schweizerischen Gasversorgungsunternehmen und zeigt somit ein repräsentatives Abbild der Gasversorgung in der Schweiz.

Abbildung 21: Reichweite Studie innerhalb der Gasbranche (ohne Dritte, max. 1 Teilnehmende pro Unternehmen)



Ihre Ansprechpartner



Nico Waldmeier

Geschäftsführender Partner

Telefon +41 79 824 33 85
nico.waldmeier@evupartners.ch



Sven Schlittler

Leitender Berater

Telefon +41 79 248 63 68
sven.schlittler@evupartners.ch

EVU Partners ist das führende Beratungsunternehmen im schweizerischen Energie- und Versorgungssektor und bietet Dienstleistungen in den Bereichen Strategie, Organisation, Energiewirtschaft, Finanzen, Regulierung und Transaktionen an. Die Mitarbeitenden von EVU Partners zeichnen sich durch langjährige Führungs-, Beratungs- oder Umsetzungserfahrung in der Energie- und Versorgungsbranche sowie ein umfassendes Netzwerk aus.

EVU Partners AG
Mühlemattstrasse 54
5000 Aarau
www.evupartners.ch

