

TASKFORCE DER E-CONTROL
UND DER BUNDESWETTBEWERBSBEHÖRDE 2023/24
ZWEITER BERICHT

UNSERE ENERGIE FOKUSSIERT AUF MEHR TRANSPARENZ.



Impressum

Medieninhaber, Verleger und Herausgeber:

Bundswettbewerbsbehörde, Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Gesamtumsetzung: Bundeswettbewerbsbehörde

Wien, 2024. Stand: August 2024

Copyright und Haftung:

Auszugsweiser Abdruck ist nur mit Quellenangabe gestattet, alle sonstigen Rechte sind ohne schriftliche Zustimmung des Medieninhabers unzulässig.

Es wird darauf verwiesen, dass alle Angaben in dieser Publikation trotz sorgfältiger Bearbeitung ohne Gewähr erfolgen und eine Haftung der Bundeswettbewerbsbehörde und der Autorin/des Autors ausgeschlossen ist. Rechtausführungen stellen die unverbindliche Meinung der Autorin/des Autors dar und können der Rechtsprechung der unabhängigen Gerichte keinesfalls vorgreifen.

Rückmeldungen: Ihre Überlegungen zu vorliegender Publikation übermitteln Sie bitte an.

Inhalt

TASKFORCE DER E-CONTROL UND DER BUNDES-WETTBEWERBSBEHÖRDE

2023/24	6
1 Einleitung und Hintergrund.....	6
2 Zusammenfassung.....	8
2.1 Ergebnisse.....	8
2.2 Feststellungen und Empfehlungen.....	17
3 Konzentration in den Netzgebieten für Erdgas.....	21
3.1 Marktabgrenzung Erdgas	21
3.2 Konzentration in den Netzgebieten	22
3.3 Entwicklung der Konzentration nach dem Herfindahl-Hirschman-Index (HHI) ...	26
4 Update 2023 für den Strommarkt	31
4.1 Konzentration in den Netzgebieten für Strom, Update für 2023	31
4.2 Entwicklung der Konzentration nach dem Herfindahl-Hirschman-Index (HHI) ...	33
5 Aktuelle rechtliche Entwicklungen	37
5.1 Elektrizitätswirtschaftsgesetz	37
5.2 Sonderbestimmung über den Missbrauch der Marktmacht für Energieversorgungsunternehmen.....	38
5.3 Zu den neueren Entwicklungen rund um das Preisänderungsrecht	40
5.4 Zu neueren Entwicklungen iZm der „Grundversorgung“ mit elektrischer Energie und mit Erdgas.....	41
5.5 Themen betreffend Stromkostenzuschuss.....	41
5.5.1 Vergleiche.....	42
5.5.2 Mögliche Fragen des Beihilferechts	44
6 Erkenntnisse aus den Auskunftsverlangen an die EVUs.....	45
6.1 Stromkostenzuschussgesetz (SKZG)	45
6.2 Regionale Differenzierung der EVUs bei der Preisgestaltung 2022	46
6.3 Beschaffung der EVUs aus eigenen Konzerngesellschaften.....	49

7 Beschaffungsstrategien Strom	51
7.1 Risikoaufteilung und Portfoliobildung.....	52
7.2 Unterschiede der Beschaffungsstrategien nach Kundengruppen	53
7.3 Zeitlicher Horizont und Handelsort	55
7.4 Flexibilitäten in der Anpassung der Strategien	58
8 Preisentwicklungen bei Endkund:innen.....	60
8.1 Preisdaten.....	60
8.2 Strom – Haushalte	61
8.3 Strom – Kleinunternehmen	63
8.4 Gas - Haushalte.....	64
8.5 Gas - Kleinunternehmen.....	66
8.6 Kategorisierung.....	67
8.7 Einkaufsstrategien – Berechnungen der E-Control	70
8.8 Zwischenfazit	74
9 Update der Kennzahlen zu Angebots- und Nachfrageverhalten.....	76
9.1 Ein- und Austritte von Unternehmen - Gas.....	76
9.2 Ein- und Austritte von Unternehmen - Strom	77
9.3 Entwicklung der angebotenen Produkte.....	78
9.3.1 Angebote nach Preismodell – Strom	78
9.3.2 Angebote nach Preismodell - Gas.....	80
9.3.3 Preisentwicklung der Hauptprodukte – Strom.....	81
9.3.4 Preisentwicklung der Hauptprodukte - Gas	82
9.3.5 Neukundenpreise lokaler und alternativer Anbieter – Strom.....	83
9.3.6 Neukundenpreise lokaler und alternativer Anbieter – Gas	84
9.3.7 Energiepreisentwicklung Hauptprodukte vs günstigste Produkte – Strom .	84
9.3.8 Energiepreisentwicklung Hauptprodukte vs günstigste Produkte - Gas	85
9.4 Wechselverhalten.....	86
9.5 Umfrage der E-Control zu Wechselverhalten.....	87

10 Konsultation zum ersten Zwischenbericht.....90

TASKFORCE DER E-CONTROL UND DER BUNDESWETTBEWERBSBEHÖRDE 2023/24

1 Einleitung und Hintergrund

Die Bundeswettbewerbsbehörde und die E-Control starteten im Jänner 2023 im Lichte der Energiekrise eine intensivere Zusammenarbeit und eine gemeinsame Untersuchung des Energiesektors vor dem Hintergrund der gestiegenen Strom- und Gaspreise. Dazu wurde eine gemeinsame Taskforce mit Teams der E-Control und der Bundeswettbewerbsbehörde eingerichtet. Im Juni 2023 wurde der erste Zwischenbericht der Untersuchung vorgestellt¹.

Im ersten Zwischenbericht wurden folgende Themen behandelt:

- Die Veränderung der Marktkonzentration in den Strom-Netzgebieten,
- das Wechsel- und Angebotsverhalten auf den Märkten für die Belieferung von Endkund:innen mit Strom und Gas,
- die bisherige Entwicklung der Strom- und Gaspreise in der Krise sowie der Zusammenhang von Großhandelspreisen mit den Preisen für Endkund:innen auf Basis vorerst verfügbarer Daten,
- die Entwicklungen von Preisen im zeitlichen Naheverhältnis zum Stromkostenzuschuss sowie
- die Auswirkung der rechtlichen Unsicherheit zu Preisanpassungen.

Auf Grundlage dieser Untersuchung konnten folgende Problemfelder identifiziert werden:

- Marktkonzentration stieg in den Energiemärkten an;
- Deutliche Reduktion der verfügbaren Angebote und Wechselzahlen;
- Extreme Unterschiede zwischen Tarifen für Neu- und Bestandskund:innen;

¹ https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/BWB+Zwischenbericht+Taskforce+Strom-+und+Gasm%C3%A4rkten_FINAL.pdf/1fe1f6a3-ff40-5a0b-f1cc-4e9683caa0ad?t=1687851944530

- Preise für Neukund:innen blieben weiterhin auf einem stark erhöhten und vielfach nicht den Großhandelspreisen entsprechenden Niveau;
- Zeitliche Nähe von Preiserhöhungen zum In-Kraft-Treten des Stromkostenzuschusses;
- Ungleichbehandlung von Verbraucher:innen nach regionalen Aspekten und Kundengruppen;
- Probleme bei Preisanpassungsklauseln.

Um diese Problemfelder einer genaueren Analyse unterziehen zu können wurden am 26.06.2023 umfangreiche Auskunftsverlangen an 15 Energieversorgungsunternehmen (EVUs) versendet. Ein weiteres Auskunftsverlangen, welches Daten für den Gassektor erheben sollte, wurde am 07.02.2024 versendet. Bei den Befragten handelt es sich um jene Unternehmen, die mit dem Endkundengeschäft betraut sind, dh Antworten wurden von den Vertriebsgesellschaften der EVUs erstellt. Diese sind meist als eigenständige Gesellschaft organisiert. Die befragten Unternehmen decken rund 75% des österreichischen Marktes der Versorgung von Strom und Gas von Haushaltskund:innen und Kleinunternehmen ab. Die Vertriebsgesellschaften werden hier in weiterer Folge als EVUs bezeichnet. Die versendeten Auskunftsverlangen wurden grundsätzlich von allen befragten Unternehmen fristgerecht beantwortet.

Folgende Themenbereiche wurde abgefragt:

- Welche Beschaffungsstrategien kamen beim Stromeinkauf für Haushaltskund:innen und Kleinunternehmen im Zeitraum 2018- 2023 zur Anwendung?
- Wie groß ist die Anzahl der Haushaltskund:innen, welche vom Stromkostenzuschussgesetz profitieren?
- Gab es 2023 bei Strom eine Differenzierung bei der Preisgestaltung nach regionalen Gesichtspunkten?
- Bezüglich des Arbeitspreises für Strom und Gas: auf welche Preissegmente verteilten sich hier die Zählpunkte? Welche Unterschiede gibt es bei den belieferten Kund:innen?
- Welche indexbasierten Preisformeln wurden für die Berechnung oder Anpassung des Arbeitspreises für Strom bei Haushaltskund:innen verwendet?
- Welche Beschaffungsstrategien bei der Beschaffung von Strom aus eigenen Konzerngesellschaften kamen seit Jänner 2021 zur Anwendung?
- Wie werden die Endkund:innenpreise für Strom und Gas berechnet, und welche Kostenpositionen finden in dieser Berechnung Eingang?

2 Zusammenfassung

2.1 Ergebnisse

1. Anzahl der Anbieter sinkt, Konzentration in den Netzgebieten für Erdgas und Strom weiter sehr hoch.

Die Marktkonzentration in den einzelnen Netzgebieten, sowohl bei Strom als auch bei Gas, muss weiterhin als sehr hoch eingestuft werden. Die Strukturänderungen am Markt waren jedoch 2023 nicht mehr derart gravierend, wie noch im Jahr davor.

Bei Strom gab es von 2022 auf 2023 weiter eine Reduktion der Gesamtzahl der Anbieter. In den meisten Netzgebieten ist die bereits hohe Konzentration gemessen anhand des Herfindahl-Hirschman-Index (**HHI**) – ein Maß für die Marktkonzentration – noch zusätzlich angestiegen (Abbildung 3). Eine Ausnahme ist Niederösterreich, wo der HHI deutlich zurückging. In den Netzen Wien und Tirol gab es von 2022 auf 2023 leichte Rückgänge auf hohem Niveau.

Auch bei Gas sind ab dem Jahr 2021 Marktaustritte von Lieferanten zu beobachten (Abbildung 1 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Im Netz Vorarlberg (Vbg) geht die Anzahl an Versorgern bereits seit dem Jahr 2019 zurück. Zur sinkenden Zahl der Anbieter kann in den meisten Gas-Netzgebieten ein moderater Rückgang des HHI von 2022 auf 2023 beobachtet werden, während der HHI von 2021 auf 2022 in allen Netzgebieten angestiegen ist (Abbildung 2). Der Rückgang des HHI im Jahr 2023 ist damit zu erklären, dass alternative Anbieter auf dem Markt angeboten haben, während auf die jeweiligen Marktführer etwas geringere Marktanteile als 2022 entfallen sind.

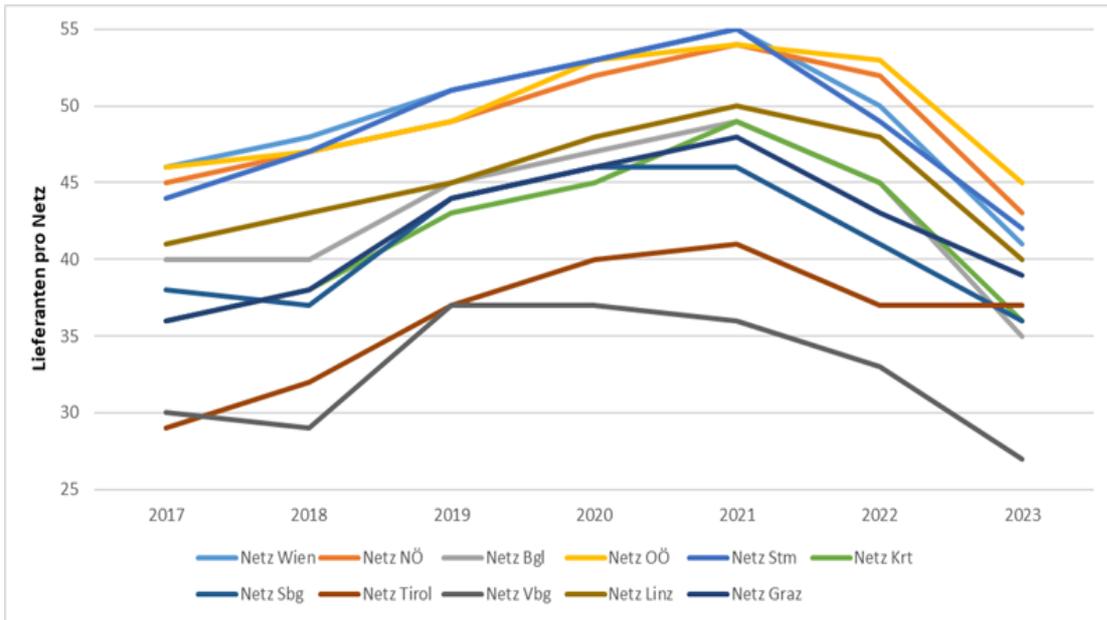


Abbildung 1 Anzahl der Lieferanten pro Gasnetz mit mehr als 9.000 Zählpunkten von 2017 bis 2023. Quelle: E-Control.

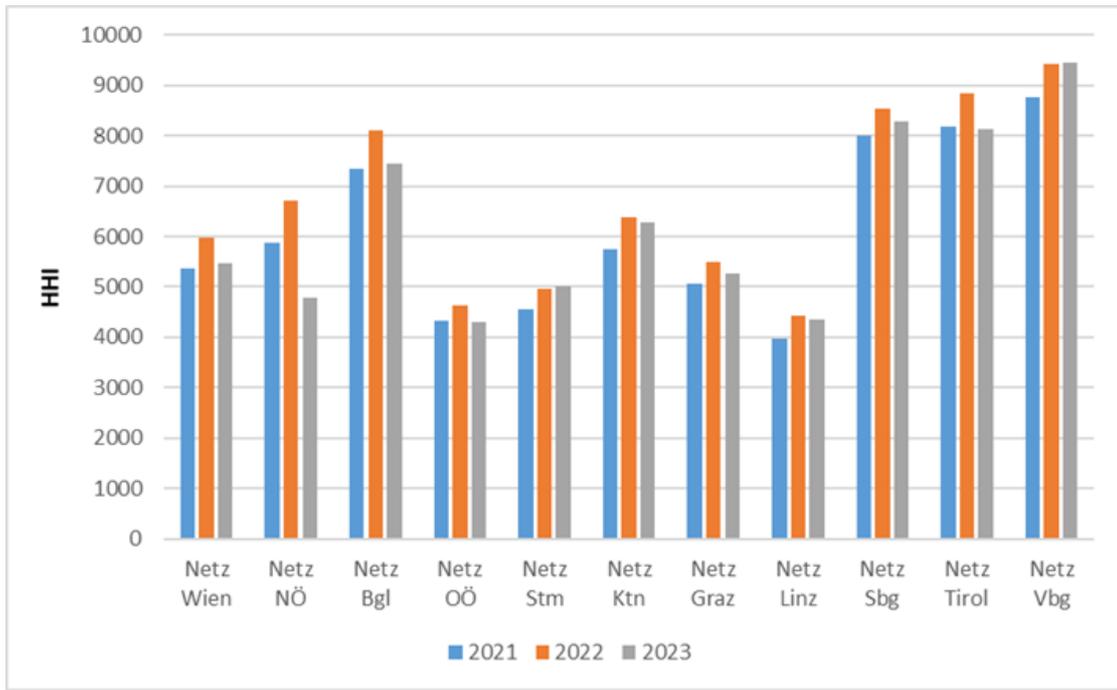


Abbildung 2 HHIs in den Netzgebieten (Gas) mit mehr als 9000 Zählpunkten von 2021 bis 2023. Quelle: E-Control.

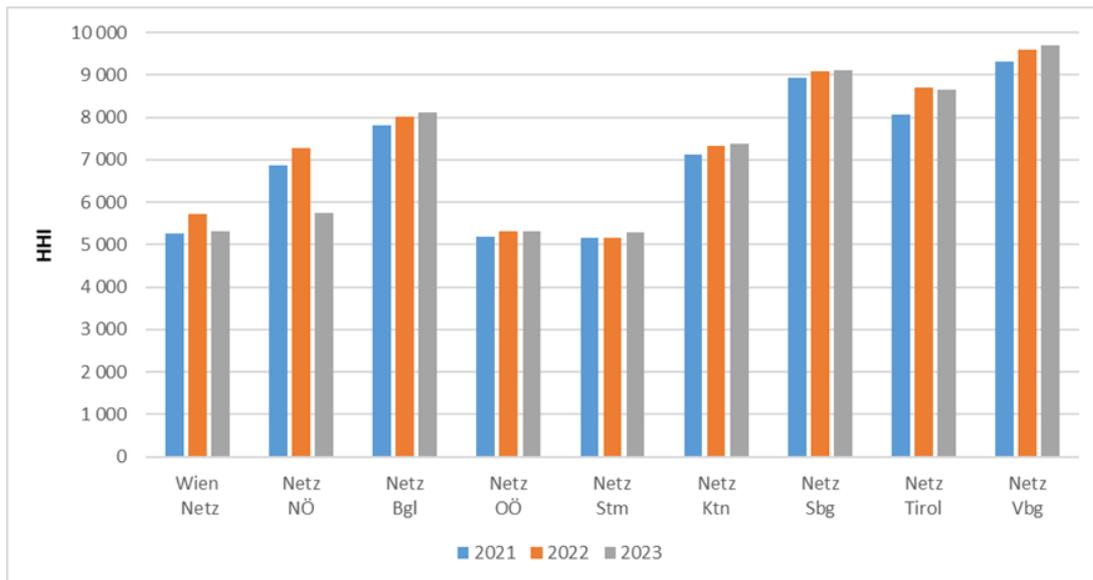


Abbildung 3 HHIs in den Netzgebieten (Strom) der LEV von 2021 bis 2023. Quelle: E-Control.

2. Erste Erkenntnisse aus den Auskunftsverlangen an die EVUs zum Strommarkt.

Die Auskunftsverlangen zeigen, dass eine Vielzahl von EVUs vorwiegend in ihren eigenen Netzgebieten und nicht österreichweit anbieten. Von den neun Landesenergieversorgern (LEV) bieten nur drei unter ihrem Namen österreichweit Stromtarife an. Insbesondere während der Krise kam es zu Aufnahmestopps für Neukund:innen außerhalb der eigenen Netzgebiete.

3. Beschaffungsstrategien variieren anhand ähnlicher Parameter.

Weshalb in Österreich die Strompreise für Endkund:innen stark gestiegen sind, wird seitens der EVUs weitgehend anhand der Beschaffungsstrategie der EVUs und der Art der Weitergabe der Kosten des Großhandelsmarktes erklärt. Auch wenn eine konzerneigene Stromproduktion stattfindet, werden die Strommengen, welche in den Vertriebschienen der Konzerne benötigt werden, vom Großteil der EVUs zu Marktpreisen gekauft oder mit internen Gesellschaften zu Marktpreisen verrechnet.

Parameter, die in den Strategien variiert werden, sind die Zeitpunkte und gesamte Dauer des Einkaufs, die Handelsarten sowie die Flexibilität in der Strategie. Unterschiedlich ist auch, inwieweit für bestimmte Kundengruppen oder Produktarten separat eingekauft wird. Relevant sind hierfür die Einkaufsportfolios. Drei Unternehmen gaben explizit an, dass sie nun für unterschiedliche Preismodelle (Preisgarantie, indizierter Preis, Floater...)

begonnen haben Bedarfsprognosen und Subportfolios zu erstellen. Zwei Lieferanten gaben an, für Kleinkund:innen, die im Rahmen von Neukundenkampagnen gewonnen wurden, ebenfalls separate Beschaffungsportfolios zu bilden. Weiters unterschieden langansässige Lieferanten zwischen der Beschaffung der Mengen für Kleinkunden innerhalb des Netzgebietes des verbundenen Unternehmens und jener, die dem österreichweiten Vertrieb dienen.

4. Bei der Entwicklung der Endkundenpreise zeigen sich unterschiedliche Geschwindigkeiten. Fallweise treten sehr stark vom Schnitt divergierende Preise auf.

Kernthema dieses Zwischenberichts sind die von den untersuchten Unternehmen abgefragten Beschaffungsstrategien und Endkundenpreise für Strom und Gas. In der Befragung wurde deutlich, dass die Vertriebsgesellschaften bzw -abteilungen bei nahezu allen EVUs ihre benötigten Mengen zu Großhandelspreisen zukaufen oder verrechnen. Den Handel übernimmt entweder die unternehmensinterne Handelsabteilung oder Handelsabteilungen von Mutter- oder Schwestergesellschaften.

Die Datenauswertung (Abbildung 4; Abbildung 5) der verbrauchsabhängigen Arbeitspreise zeigt, dass im gewichteten Durchschnitt die Gas- sowie Stromarbeitspreise von Jänner 2023 bis Jänner 2024 ein Höchstniveau

erreichten und über das Jahr 2023 hinweg relativ konstant blieben. Betrachtet man den Durchschnitt, so befindet er sich anfangs etwa im Bereich der von der E-Control kalkulierten Einkaufsstrategien betreffend Strom und Gas, sinkt jedoch nur zögerlich.

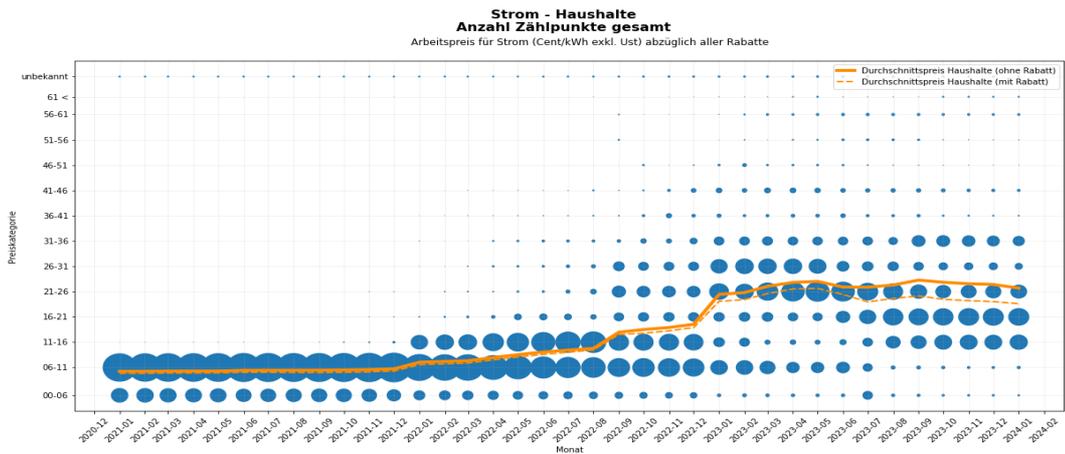


Abbildung 4 Strompreise Haushalte mit Abzug von Rabatten.

Dies kommt daher, dass in den Preisdaten zwei unterschiedliche Trends deutlich werden. Es wurden einerseits Tarife im Preis stark angehoben, andererseits gab es gleichzeitig auch Tarife, die im Preis gesenkt wurden – der Durchschnitt insgesamt bewegte sich deshalb seit 2023 nicht maßgeblich und es kommt zu einer stärkeren Differenzierung der Kundengruppen. Die angesetzten Arbeitspreise fächern sich grafisch erkennbar stark auf.

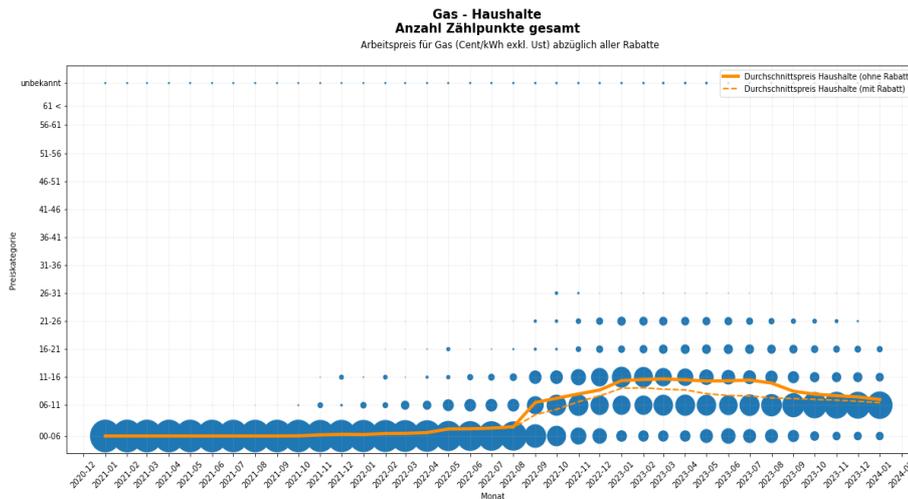


Abbildung 5 Gaspreise Haushalte mit Abzug von Rabatten.

Eine Preisdifferenzierung zwischen 6 und >61 Cent/kWh im selben Unternehmen ist für die Taskforce zumindest prima facie noch nicht hinreichend erklärt. Es zeigt sich zudem, dass bestimmte Produkte bei bestimmten großen Unternehmen unverhältnismäßig im Preis steigen, was den Durchschnitt nach oben hebt. Bei einzelnen Unternehmen konnten ab 2023 Extrempreise festgestellt werden (bei Strom > 61 Cent/kWh, bei Gas > 25 Cent/kWh), die auf Basis von Einkaufsstrategien kaum oder schlicht nicht nachvollziehbar sind.

Die Anzahl der Zählpunkte in diesen hohen Kategorien bleibt auch über Monate konstant, was vermuten lässt, dass sich die Kund:innen entweder nicht bewusst über den geltenden Preis sind oder aus anderen Gründen diese Tarife nicht wechseln.

Die Tatsache, dass sich in derart vom Großhandelspreis abgekoppelten Preiskategorien mehrere tausend Zählpunkte befinden, deutet auf ein grobes wettbewerbliches Problem hin.

Nach Kenntnis der Taskforce ergibt sich diese Bepreisung meist durch gewisse Arten der Indexbindung in bestimmten (Alt-)Verträgen. Hier stellt sich die Frage, inwieweit ein Festhalten an solchen Verträgen noch zulässig sein kann.

Daraus kann auch eine weitere zentrale Aussage abgeleitet werden:

5. Bestimmte Kundengruppen wechseln nicht – trotz (starker) ökonomischer Anreize.

Obwohl im Beobachtungszeitraum Einsparungsmöglichkeiten auf Rekordniveau zu erzielen waren und Extrempreise für Endkund:innen vorkamen, stiegen die Wechselraten bisher nicht einmal über das Vorkrisenniveau. Sogar bei Preisen von Brutto über 1 EUR/kWh (!) blieben viele Haushalte ohne Bindung über Monate in solchen Verträgen.

In einer aktuellen Marktumfrage der E-Control gaben immer noch mehr als 50% der Befragten an noch nie den Anbieter von Strom oder Gas gewechselt zu haben (

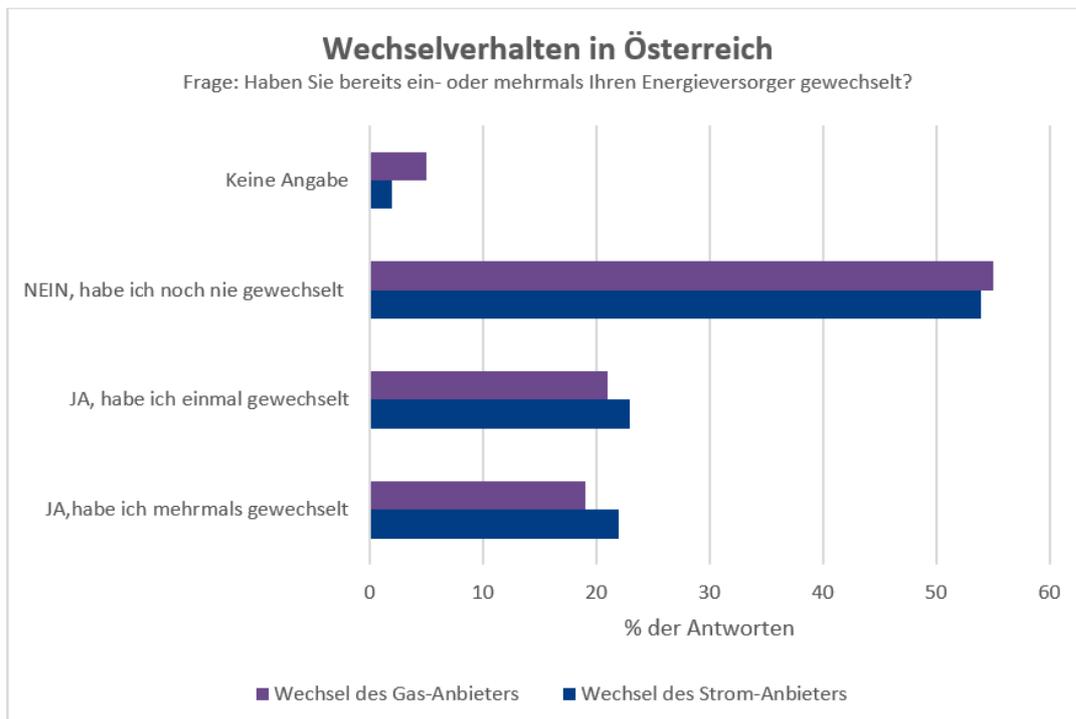


Abbildung 6). Weitere ca 20% gaben an, dies nur einmal gemacht zu haben. Im Westen (Salzburg, Tirol, Vorarlberg) beträgt die Anzahl der Kund:innen, die noch nie gewechselt haben sogar ca 70%.

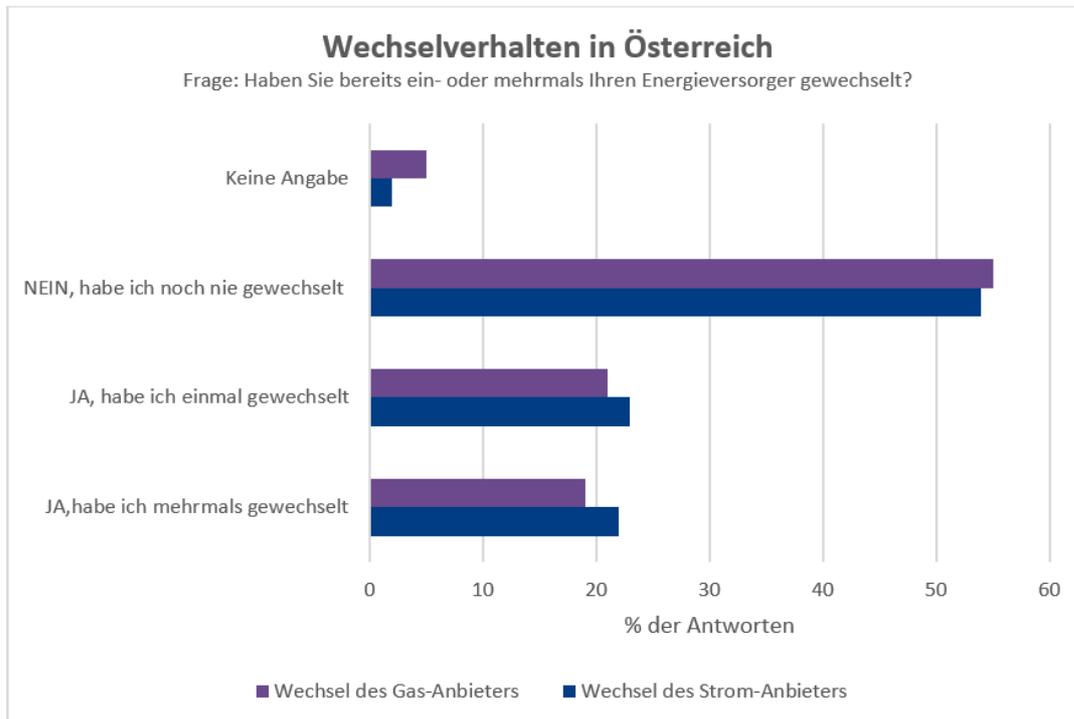


Abbildung 6 Angaben zu Wechselverhalten. Quelle: MARKET, Marktumfrage 2024 für die E-Control, Strom: n=1000, Gas: n=294.

Es zeigt sich hier, dass sogar eine Mehrheit der Bevölkerung auf die Marktanreize im Strom- und Gasmarkt für Endkund:innen kaum oder nicht reagiert. Dies deckt sich mit den hohen Marktanteilen der lokalen EVUs (Kund:innen, die nicht wechseln, werden automatisch vom lokalen EVU versorgt). Diese starke Rigidität der Nachfrage ist ein bedeutender wettbewerbsökonomischer Strukturfaktor, der die Stellung der lokalen EVUs stärkt und es ua für Unternehmen möglich macht Extrempreise wie oben beschrieben zu verrechnen, ohne groß an Marktanteilen zu verlieren. Gleichzeitig stellt dies ein Hindernis für einen Markteintritt und eine Markterweiterung alternativer Anbieter am österreichischen Markt dar, da es kurzfristig schwer ist eine signifikante Kundenbasis aufzubauen.

6. Rechtliche Entwicklungen im Beobachtungszeitraum: Neues Gesetz zur Aufsicht über marktbeherrschende Unternehmen wird zeitnahe Schritte erfordern.

Im Anschluss an die Veröffentlichung des ersten Zwischenberichts der Taskforce kam es zu einigen legislatischen Entwicklungen sowie zu zusätzlicher Judikatur zu Allgemeinen Lieferbedingungen.

Auch auf Grundlage der Kritik und Feststellungen von BWB und E-Control zum eingeschränkten Wettbewerb bei Strom und Gas wurde kürzlich ein Gesetz zur

Abmilderung von Krisenfolgen und zur Verbesserung der Marktbedingungen im Falle von marktbeherrschenden Energieversorgern beschlossen, auch wenn es ein eigenes Gesetz ist, handelt es sich um eine Nachschärfung im Kartellrecht.² Dieses Gesetz gilt temporär für Verfahren, die bis Ende 2027 beim Kartellgericht eingeleitet werden. Dies bedeutet für BWB und E-Control, dass relativ rasch Prüfungsschritte gesetzt werden müssen. Aus der Vollzugsperspektive wäre es sinnvoll zeitnah in eine Evaluierung einer Verlängerung der Bestimmungen zu gehen.

Weitere zu prüfende Nachschärfungen im Kartellrecht, wie etwa eine Stärkung des Instruments Brancheuntersuchung, sind offen.

Ein Ministerialentwurf für ein Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG) wurde nach einem Begutachtungsverfahren bisher nicht beschlossen, womit einige notwendige Änderungen für den Stromsektor vorerst ausblieben.

7. Behandlung des Stromkostenzuschuss bei Vergleichen wirft Fragen auf.

Fragen stellen sich in Zusammenhang mit außergerichtlichen Vergleichen hinsichtlich Preiserhöhungen und Tarifumstellungen in Zusammenhang mit dem Stromkostenzuschussgesetz (SKZG): Verbraucherschutzorganisationen einigten sich mit mehreren EVUs auf Ausgleichszahlungen für Konsument:innen. Dies ist einerseits hinsichtlich des Zwecks zwar zu begrüßen, andererseits wurde der Stromkostenzuschuss in den Vergleichen meist nicht einbezogen. Dies führt dazu, dass die Preiserhöhungen der Unternehmen nicht zurückgenommen wurden und der Stromkostenzuschuss weiter in derselben Höhe ausbezahlt wurde.

Diese monetären Flüsse könnten eine verzerrende Wirkung auf den Wettbewerb haben, da einerseits Kund:innen zusätzlich Geld erhalten, was sie vom Wechsel abhalten könnte, andererseits der Bund über den Stromkostenzuschuss den EVUs Preise subventioniert, die anhand der Vergleiche als zu hoch eingestuft wurden. Beides kann für die betroffenen EVUs ein zu prüfender, da möglicherweise nicht gerechtfertigter Wettbewerbsvorteil sein.

8. Angebots- und Wechselkennzahlen verbessern sich nur leicht – Vorkrisenniveau noch nicht erreicht.

² Bundesgesetz zur Abmilderung von Krisenfolgen und zur Verbesserung der Marktbedingungen im Falle von marktbeherrschenden Energieversorgern.

Der Bericht bietet ein Update unterschiedlicher energieökonomischer Kennzahlen. Sowohl Wechselraten als auch die Anzahl der aktiven Unternehmen bzw angebotenen Produkte sind quantitativ noch nicht wieder auf dem Vorkrisenniveau. Preislich befinden sich die günstigsten Neukundenangebote immer noch unter den meisten Bestandstarifen.

9. Stellungnahmen zu den Berichten.

Die Stellungnahmen zum ersten Zwischenbericht werden im vorliegenden Bericht zusammengefasst und flossen in die Arbeit der Taskforce ein.

Eine Stellungnahme zu diesem Zwischenbericht ist unter taskforce.wettbewerb@e-control.at möglich. Der E-Control sowie der BWB ist es wichtig, die Möglichkeit einer Stellungnahme zu geben, da dem Thema eine hohe volkswirtschaftliche und soziale Bedeutung zukommt.

2.2 Feststellungen und Empfehlungen

Auf Grundlage der bisherigen Analysen ergeben sich aus Sicht der Behörden folgende Feststellungen und daraus abzuleitende wettbewerbliche und regulatorische Empfehlungen:

1. Energielieferverträge müssen vergleichbar und transparent gestaltet sein.

Rechtsunsicherheit bei Preisänderungen und daraus entstehende Preisausschläge in laufenden Verträgen zeigen wettbewerbliche Probleme auf. Unterschiedliche Arten von Preisanpassungsklauseln und -formeln bzw Gestaltung von Tarifen macht die Vorhersehbarkeit bzw Vergleichbarkeit für Konsument:innen äußerst schwierig.

Die folgenden Kriterien sollen deshalb aus wettbewerblicher Sicht ein **best-practice-Modell der Tarifgestaltung** zusammenfassen, das zeigt, wie transparente Preise beschaffen sein könnten. Zielsetzung ist dabei einerseits eine größtmögliche Vergleichbarkeit der Tarife und andererseits eine möglichst gute Abbildung der Gestehungskosten einzelner „Kundenversprechen“, im Sinn von stabilen Preisen über bestimmte Zeiträume hinweg:

- Der Grundpreis beinhaltet die energieverbrauchsunabhängigen Kosten der Lieferung. Der Grundpreis kann hinsichtlich der Inflationsentwicklung indiziert sein, etwa mit dem VPI.
- Der Arbeitspreis beinhaltet bloß die variablen, energieverbrauchsabhängigen Kosten der Lieferung. Der Arbeitspreis kann indiziert werden. Der indizierte Startpreis entspricht dem Preis, der den Wert des verwendeten Index zum Vertragsabschluss widerspiegelt. Dieser kann bei preisungesicherten dynamischen Tarifen schlicht ein bestimmter Börsenpreis sein. Bei preisgesicherten Tarifen (Monat, Quartale, Jahr) ergibt sich der Indexwert aus einer bestmöglichen Annäherung an das erwartete durchschnittliche Verbrauchsprofil einer spezifischen Kundengruppe.
- Die Marge wird als konstanter Cent/kWh Aufschlag eingepreist und nicht mit Energiepreisindices erhöht.
- Sonstige Risiken und Kosten werden (von der Marge getrennt) als konstanter Cent/kWh Aufschlag eingepreist.
- Bei vordefinierten preislichen Sondersituationen können prozentuelle additive Aufschläge aktiviert werden.

Produkte der Unternehmen müssen zusätzlich **klar identifizierbare Namen** aufweisen um den Kund:innen einen Vergleich niederschwellig zu ermöglichen.

2. Stärkung der Verbraucherrechte, Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmenwerks.

Es gibt eine große Gruppe an Kund:innen („**Inaktive Kund:innen**“), die einem Wechsel aus wirtschaftlichen Anreizen nicht zugänglich sind und die daher von vornherein nicht am klassischen wettbewerblichen Markt teilnimmt bzw teilnehmen kann. Besonders marktmächtige Unternehmen mit einer breiten Kundenbasis müssen diese Gruppe in ihrer Strategie berücksichtigen. In der Krise konnten jedoch sowohl Kündigungen der Verträge mit solchen Kund:innen, als auch extreme Preiserhöhungen bei diesen Verträgen, beobachtet werden.

Einerseits sind die Gründe für diese „Inaktivität“ zu bekämpfen. Dafür sind vor allem zusätzliche Transparenz- und Informationspflichten maßgeblich - also eine **Stärkung der Rechte und Schutzvorschriften für diese Verbraucher:innen**. Dafür ist vor allem rasche und leicht verfügbare Information über den Preis – etwa in Internetportalen, mobilen Apps oder auch via Servicehotline - und eine monatliche Abrechnung bei Smart-Metern gefordert.

Andererseits muss jedoch ein effektiveres **Rahmenwerk für mögliche vertragslose Zustände** geschaffen werden. Kund:innen sollten bei Vertragskündigungen weiterhin zu marktbasieren Konditionen weiterversorgt werden können.

3. Verlängerung des Anwendungszeitraums des Bundesgesetzes zur Abmilderung von Krisenfolgen und zur Verbesserung der Marktbedingungen im Falle von marktbeherrschenden Energieversorgern.

Das Gesetz zur Abmilderung von Krisenfolgen und zur Verbesserung der Marktbedingungen im Falle von marktbeherrschenden EVUs tritt mit Ablauf des 31.12.2027 außer Kraft. Die Darlegungspflicht der sachlichen Rechtfertigung nach § 1 gilt für Verfahren von Verstößen gegen § 1, die bis zum 31.12.2027 beim Kartellgericht eingeleitet sind.

Während in Deutschland die Geltung der vergleichbaren Bestimmung des § 29 GWB jeweils für fünf Jahre in Kraft war und mehrmals verlängert wurde (zuletzt bis 31.12.2027), ist der Geltungszeitraum des österreichischen Gesetzes von vornherein auf etwas weniger als dreieinhalb Jahre begrenzt. In einem so kurzen Zeitraum wird es herausfordernd sein die Märkte derart zu analysieren, um feststellen zu können, ob Unternehmen mit marktbeherrschender Stellung in Österreich existieren und in weiterer Folge umfangreiche Ermittlungsverfahren gegen EVUs zu führen. Es wird daher empfohlen, die Geltungsdauer dieses Gesetzes zu verlängern, damit es die gewünschte Wirkung entfalten kann. Auch wäre eine Überführung der Bestimmung in das KartG zu prüfen.

4. Verbesserte gesetzliche Grundlagen zur Durchsetzung wettbewerbsrechtlicher Maßnahmen.

Die im Mai 2023 im Rahmen eines MRV dargelegte Initiative der Bundesregierung zur Nachschärfungen des Wettbewerbsrechts, zB durch Erweiterung der Befugnisse der BWB im Zusammenhang mit Branchenuntersuchungen sowie eine verschärfte Fusionskontrolle werden insbesondere in Hinblick auf die Erkenntnisse der Untersuchungen in den Energiemärkten begrüßt.

Wenngleich seit dem ersten Zwischenbericht der Task Force einige punktuelle gesetzliche Maßnahmen, wie Branchenuntersuchungen betreffend die Weitergabe von Abgabensenkungen bei PV-Modulen oder der Zugriff auf nicht öffentliche Daten bei Durchführung eines Wettbewerbsmonitorings erfolgten, sind zentrale Elemente der Regierungsinitiative noch nicht umgesetzt.

Folgende Maßnahmen würden zum Beispiel eine **Stärkung der wettbewerbsrechtlichen Instrumente** in diesem Sinn bedeuten:

- Aufwertung des Instruments der Branchenuntersuchung durch an eine Untersuchung anschließende Maßnahmen, wenn bestimmte Kriterien der Störung des Wettbewerbs festgestellt wurden. Diese Maßnahmen sollen dazu dienen, Einschränkungen oder Verfälschungen des Wettbewerbs im betroffenen Wirtschaftszweig zu beseitigen. Diese Maßnahmen können zusätzliche Auflagen sein, die verhaltensorientierte Maßnahmen oder als ultima ratio strukturelle Maßnahmen beinhalten.
- Erweiterung der Anmeldepflicht von Unternehmenszusammenschlüssen im Anschluss an eine Branchenuntersuchung, wenn objektiv nachvollziehbare Anhaltspunkte dafür bestehen, dass durch künftige Zusammenschlüsse der wirksame Wettbewerb auf einem oder mehreren der untersuchten Märkte beeinträchtigt wird.

5. Schaffung einer Datenbasis für Unterstützungen.

Monetäre Unterstützungsmaßnahmen hätten in der Krise mehrere Funktionen erfüllen sollen, von Sozialhilfe bis Inflationsbekämpfung. Ein Problem ist jedoch, dass diese meist nicht vollständig treffsicher und zielgerichtet angewandt werden konnten, da schlicht die Datenbasis bzw die Datenverschneidung fehlte.

Für zukünftige Maßnahmen sollte die Datenbasis und -verarbeitung ausgebaut werden, um Förderungen zielgerichteter zu ermöglichen und damit auch so wenig wie möglich in den Wettbewerb eingreifen zu müssen.

6. Weitere gesetzliche Vorgaben zur Belebung des Wettbewerbs, Markttransparenz und Verbraucherrechte

Insbesondere der Ministerialentwurf für das ElWG beinhaltet eine Reihe von Maßnahmen, die den Wettbewerb auf den Strommärkten beleben, die Grundlage für mehr Transparenz auf den Märkten schaffen und dazu beitragen, die Rechte von Endverbraucher:innen zu stärken. Die Behörden begrüßen weitere gesetzliche Vorgaben in diesem Sinne.

3 Konzentration in den Netzgebieten für Erdgas

Spiegelbildlich zur Veranschaulichung des Strommarktes im ersten Zwischenbericht der Taskforce wird auch bei Erdgas mit einer Darstellung der Praxis betreffend sachliche Marktabgrenzung begonnen. Danach werden die Gasnetze in Österreich dargestellt. Für die maßgeblichen Netze wird die Konzentration der Landesenergieversorger und größten Stadtwerke in ihren Netzen nach Zählpunkten konkretisiert. In weiterer Folge wird die Entwicklung der Konzentration in den Netzen durch den HHI für den Zeitraum 2017 bis 2023 beschrieben.

3.1 Marktabgrenzung Erdgas

Folgt man der Entscheidungspraxis der Europäischen Kommission („EK“) so können im Bereich Erdgas folgende Märkte unterschieden werden:³

- I. der vorgelagerte Upstream-Markt für Erschließung, Förderung und Absatz von Erdgas an Großhändler,
- II. die nachgelagerte Großhandelsversorgung mit Gas durch integrierte und andere Großhändler,
- III. der Einzelhandelsverkauf von Gas an Endkund:innen.

Für den Einzelhandelsverkauf von Gas wurde folgende Segmentierung vorgenommen:

- i) die Lieferung von Gas an gasbefeuerte Kraftwerke,
- ii) die Lieferung von Gas an große Industrie,
- iii) die Lieferung von Gas an kleine Industrie- und Gewerbekund:innen,
- iv) die Versorgung von Haushaltskund:innen mit Gas.

In einer früheren Branchenuntersuchung zur Gaswirtschaft in Österreich grenzte BWB und E-Control darüber hinaus noch folgende Märkte in diesem Bereich ab⁴:

³ Ua EK, M.8660, FORTUM / UNIPER; M.7927, EPH / ENEL / SE.

⁴ siehe: https://www.bwb.gv.at/fileadmin/user_upload/PDFs/Zwischenbericht%20Gas.pdf.

- IV. Speichermarkt für Erdgas,
- V. Markt für Ausgleichsenergie bei Erdgas.

In geographischer Hinsicht wird der Upstream-Markt der Erschließung, Förderung und des Absatzes von Gas an Großhändler von der EK als EWR-weit abgegrenzt. Der Downstream Bereich wird hingegen entlang bestehender Gasnetzgebiete, also national oder regional abgegrenzt. Dasselbe gilt für den Speicher- und Ausgleichsenergiemarkt.

Der Fokus dieser Untersuchung liegt auf der Versorgung von Haushaltskund:innen und kleinen Gewerbekund:innen mit Erdgas. Für kleine Gewerbekund:innen wurde für die Untersuchung eine Menge von weniger als 5.000 MWh pro Jahr angenommen.

3.2 Konzentration in den Netzgebieten

Die Grundlage für dieses Kapitel bilden Daten aus der Marktbeobachtung der E-Control. Diese Daten umfassen alle in Österreich tätigen Lieferanten für Gas, alle Gas-Netzbetreiber, sowie die Zählpunkte und Abgabemengen (MWh) aller Lieferanten im jeweiligen Netzgebiet. Die analysierten Daten erstrecken sich dabei von Jänner 2017 bis Dezember 2023.

Der Fokus der Taskforce auf dem Markt für die Gasversorgung liegt - analog zum Strombereich - bei den Kleinkund:innen. Darunter werden hier kleinere Gewerbekund:innen und Haushalte verstanden. Kund:innen mit einem Jahresverbrauch von unter 5.000 MWh haben aufgrund einer jährlichen Ablesung nur einen Messwert pro Jahr zur Verfügung. Ihr Verbrauch wird mithilfe eines sogenannten Standardlastprofils (SLP) auf die einzelnen Stunden des Jahres aufgeteilt. Sie werden daher Standardlastprofilkund:innen (SLP-Kund:innen) genannt. Die SLP stellen typische Abnahmeprofile einzelner Kund:innengruppen in Abhängigkeit der Jahreszeit und des Wochentags dar. Die SLP werde für die Verbrauchergruppen Heizen (Einfamilienhaus, Mehrfamilienhaus, Gewerbe) und Prozessgas (Kochen, Warmwasser, Gewerbe) angewandt.

Die Ablesung und Erstellung der Jahresabrechnung der Kund:innen erfolgt jährlich. Die Bezahlung an die Lieferanten erfolgt verbrauchsabhängig für jede gelieferte Kilowattstunde. Meist wird auch eine verbrauchsunabhängige Grundpauschale verrechnet. Im Jahresverlauf zahlen die Kund:innen einen – typischerweise monatlichen – Teilbetrag an ihre Lieferanten. Am Ende des Jahres erfolgt ein Abgleich zwischen der prognostizierten Abgabemenge und dem tatsächlichen Verbrauch, darauf aufbauend wird eine Jahresrechnung erstellt.

Die für die Berechnungen verwendeten Daten der E-Control umfassen Zählpunkte und jährliche Abgabemengen aller Kund:innen von 57 Gaslieferanten und 19 Netzbetreibern (Stand 1.12.2023) für den Zeitraum 2017 bis 2023. Um einen Überblick über die relevanten Gasnetze in Österreich zu bekommen, ist in Abbildung 7 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** und Abbildung 8 die Anzahl der Zählpunkte in den einzelnen Netzgebieten dargestellt.⁵

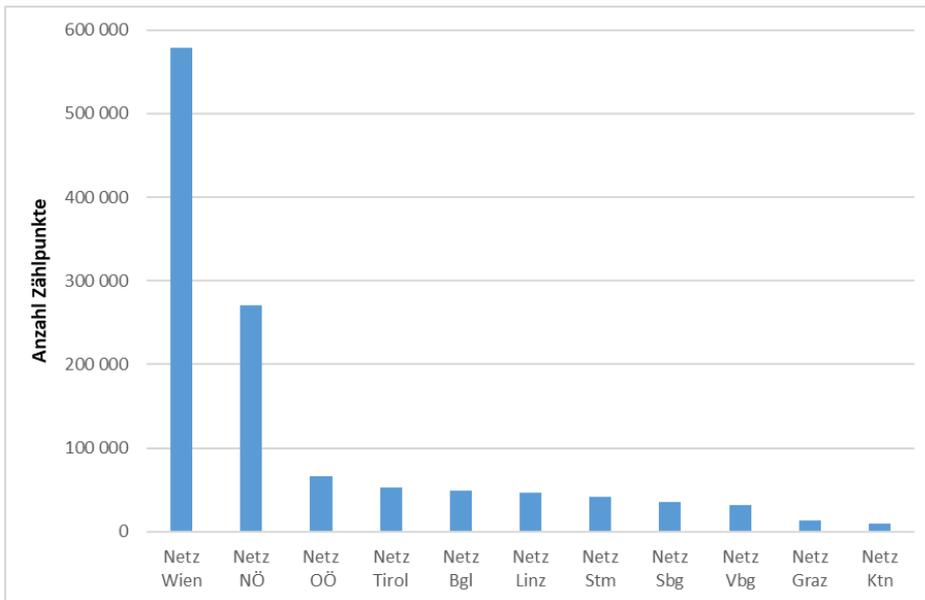


Abbildung 7 Gasnetze in Österreich mit mehr als 9.000 Zählpunkten (Stand Dez. 2023).
Quelle: E-Control.

Das Wiener Gasnetz stellt mit 579.103 Zählpunkten das nach dieser Maßzahl bundesweit bei weitem größte Gasnetz dar. Das Gasnetz in Niederösterreich folgt mit der zweithöchsten Anzahl an Zählpunkten. Schon deutlich weniger Zählpunkte weisen die Netze in Oberösterreich (ca. 66.000) und Tirol (ca. 52.000) auf. Es folgen die Netze im Burgenland und in Linz, die zwischen 49.000 und 45.000 Zählpunkte aufweisen. Die

⁵ Für eine übersichtliche Darstellung wurden die Namen der Netze gekürzt, die korrekten Namen der Netzbetreiber lauten: **Netz Wien:** Wiener Netze GmbH, **Netz NÖ:** Netz Niederösterreich GmbH, **Netz OÖ:** Netz Oberösterreich GmbH, **Netz Stm:** Energienetze Steiermark GmbH, **Netz Sbg:** Salzburg Netz GmbH, **Netz Linz:** Linz Netz GmbH, **Netz Tirol:** TIGAS-Wärme Tirol GmbH, **Netz Bgl:** Netz Burgenland GmbH, **Netz Vbg:** Vorarlberger Energienetze GmbH, **Netz Graz:** Energie Graz GmbH⁵ Das Gasnetz Veitsch wurde mit Jänner 2024 von der Energienetze Steiermark GmbH übernommen.⁵

⁶ Das Gasnetz Veitsch wurde mit Jänner 2024 von der Energienetze Steiermark GmbH übernommen.

⁷ **Netz Wels:** eww AG, **Netz Steyr:** Stadtbetriebe Steyr GmbH, **Netz Brg:** Stadtwerke Bregenz, **Netz Leoben:** Stadtwerke Leoben, **Netz Kapfb:** Stadtwerke Kapfenberg, **Netz Klfg:** Energie Klagenfurt, **Netz Reute:** Elektrizitätswerke Reute AG, **Netz Ried:** Energie Ried, **Netz Veitsch:** Energienetze Steiermark GmbH

restlichen Bundesländer und Städte verfügen über Netze, deren Zählpunkte in einem Bereich zwischen 41.200 und 9.200 liegen.

In Abbildung 8 sind die kleineren Gasnetze im Bundesgebiet Österreichs dargestellt. Es handelt sich hier um Netze mit weniger als 9.000 Zählpunkten. Das kleinste davon ist Veitsch in der Steiermark⁶, welches über 415 Zählpunkte verfügt.⁷

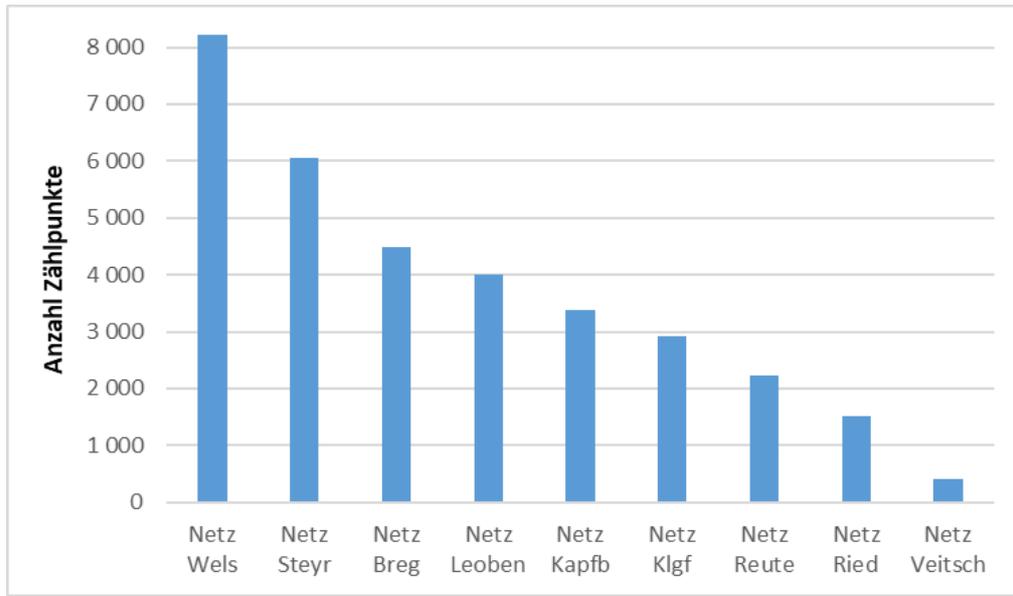


Abbildung 8: Gasnetze in Österreich mit weniger als 9.000 Zählpunkten (Stand Dez 2023).

Geprüft wird im Folgenden die Marktstellung der LEV und der größten Stadtwerke (in den Grafiken zusammen als LEV bezeichnet) in ihren sog. „eigenen“ Netzgebieten, also jenen Netzgebieten im Eigentum ihrer jeweiligen Konzerngesellschaften. Ist die Konzentration sehr hoch, kann dies ein klares Indiz für wenig Wettbewerbsintensität sein. Die Prüfung

⁷ **Netz Wels:** eww AG, **Netz Steyr:** Stadtbetriebe Steyr GmbH, **Netz Brg:** Stadtwerke Bregenz, **Netz Leoben:** Stadtwerke Leoben, **Netz Kapfb:** Stadtwerke Kapfenberg, **Netz Klfg:** Energie Klagenfurt, **Netz Reute:** Elektrizitätswerke Reute AG, **Netz Ried:** Energie Ried, **Netz Veitsch:** Energienetze Steiermark GmbH

in diesem Abschnitt beschränkt sich auf Gasnetze mit mehr als 9.000 Zählpunkten, also jene aus Abbildung 7.⁸

In Abbildung 9 stellt der blaue Balken (LEV) jeweils jenen Gasversorger dar, welcher im betrachteten Netz alleine die meisten Zählpunkte aufweist. Dieser Versorger gilt als jener mit dem größten Marktanteil im jeweiligen Netz. Wie bei Strom sind das gemeinhin jene Versorger, welche auch das Netz betreiben. Die restlichen Gasversorger, welche in allen Bundesländern und inklusive Linz und Graz zahlenmäßig zwischen 25% und 55% liegen, werden in der Darstellung zu „Sonstige“ zusammengefasst. Als alternativer Gasversorger erreicht einzig die Verbund AG nennenswerte Marktanteile, nämlich 9,1% im Netz Linz, 7,8%, im Netz Oberösterreich, 6,9% im Netz Steiermark und 5,4% im Netz Wien.

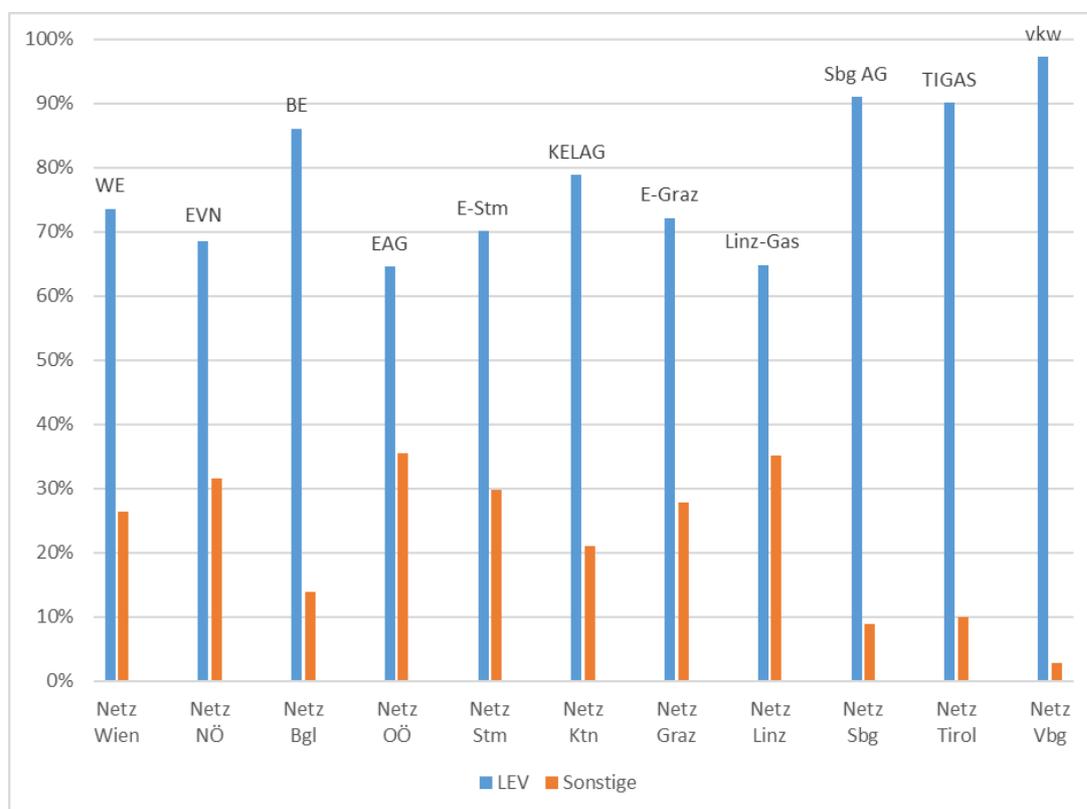


Abbildung 9: Konzentration der LEV und Stadtwerke in Gasnetzen mit mehr als 9.000 Zählpunkten (Stand Dez 2023).

⁸ **WE:** Wien Energie Vertrieb GmbH & Co KG, **EVN:** EVN Energievertrieb GmbH & Co KG, **BE:** Burgenland Vertrieb GmbH & Co KG, **EAG:** Energie AG OÖ, **E-Stm:** Energie Stmk. AG, **KELAG:** Kärntner Elektrizitäts-AG, **E-Graz:** Energie Graz GmbH & Co. KG, **Linz-Gas:** Linz-Gas Vertrieb GmbH & Co KG, **Sbg AG:** Salzburg AG, **TIGAS:** TIGAS-Wärme Tirol GmbH, **vwk:** Illwerke vkw AG

Abbildung 9 zeigt, dass die Konzentration der LEV bzw. Stadtwerke bei Gas ähnlich quasi-monopolartige Größenordnungen erreicht wie bei Strom.⁹ Im größten Gasnetz Österreichs, dem Netz in Wien, dominiert die Wien Energie, alternative Anbieter erreichen mehr als 25% Marktanteil. Im zweitgrößten Netz in Niederösterreich ist die Marktführerschaft der EVN mit 70% Marktanteil etwas weniger ausgeprägt als bei Strom. Im Burgenland dominiert der LEV ähnlich wie bei Strom. Im Westen hingegen erreichen die LEV von Salzburg, Tirol und Vorarlberg sogar Marktanteile jenseits der 90% mit einem Spitzenwert von 97,2% in Vorarlberg.

3.3 Entwicklung der Konzentration nach dem Herfindahl-Hirschman-Index (HHI)

Der HHI wird international und als „Best Practice“ häufig eingesetzt, um den Grad der Konzentration in einem Markt objektiv und nachvollziehbar zu messen.¹⁰ Er liefert nützliche Indizien, um die Wettbewerbssituation zu beurteilen. Die Berechnung erfolgt über die Addition der quadrierten Marktanteile aller Unternehmen am Markt. Durch diese Methode kommt größeren Unternehmen eine stärkere Gewichtung zu.¹¹

Im Folgenden wird zuerst die Änderung des HHIs im Zeitraum 2017 - 2023 für den gesamten Gasmarkt in Österreich betrachtet. Dieser wird über den Mittelwert der HHIs aller Netzbetreiber berechnet. Die Berechnung der HHIs für die einzelnen Netzbetreiber wird durch folgende Formel beschrieben:

$$1. \quad HHI = 10.000 \left(\sum_{i=1}^N a_i^2 \right) \text{ mit } a_i = \frac{x_i}{\sum_{j=1}^N x_j}$$

Dabei beschreibt N die Anzahl der Lieferanten. Die Marktanteile a der einzelnen Lieferanten bei bestimmten Gasnetzbetreibern werden errechnet indem die Anzahl der Zählpunkte der einzelnen Lieferanten des Gasnetzbetreibers (x_i) durch das

⁹ siehe z.B. Kap. 3.2. in Zwischenbericht Juni 2023, TASKFORCE DER BUNDESWETTBEWERBSBEHÖRDE UND DER E-CONTROL: [TASKFORCE DER BUNDESWETTBEWERBSBEHÖRDE UND DER E-CONTROL \(bwb.gv.at\)](https://www.bwb.gv.at)

¹⁰ siehe auch z.B. Zwischenbericht Juni 2023, Taskforce der BWB und e-control, S 40ff:
https://www.bwb.gv.at/fileadmin/user_upload/BWB_Zwischenbericht_Taskforce_Strom-und_Gasmaerkten_25_06_2023_1600_Uhr_barrierefrei.pdf

¹¹ Dieser Wert wird mit dem Faktor 10.000 multipliziert. Der HHI kann Ausprägungen von 0 (keine Konzentration) bis 10.000 (Monopol, nur ein Unternehmen am Markt) annehmen.

Gesamtmarktvolumen (d.h. die Summe aller Zählpunkte) des Gasnetzbetreibers ($\sum_{j=1}^N x_j$) geteilt wird.

Gleich wie bei den Stromnetzen ist der HHI von 2017 bis 2021 langsam, aber stetig, gesunken. Die Konzentration in diesem Markt ist immer noch sehr hoch, jedoch etwas geringer als am Strommarkt.¹² 2017 steht der HHI der größten Netze knapp unter 6.900, sinkt dann bis 2021 auf rund 6.100 ab. Im Krisenjahr 2022 springt der HHI dann auf 6.685, danach geht er wieder zurück auf 6.254.

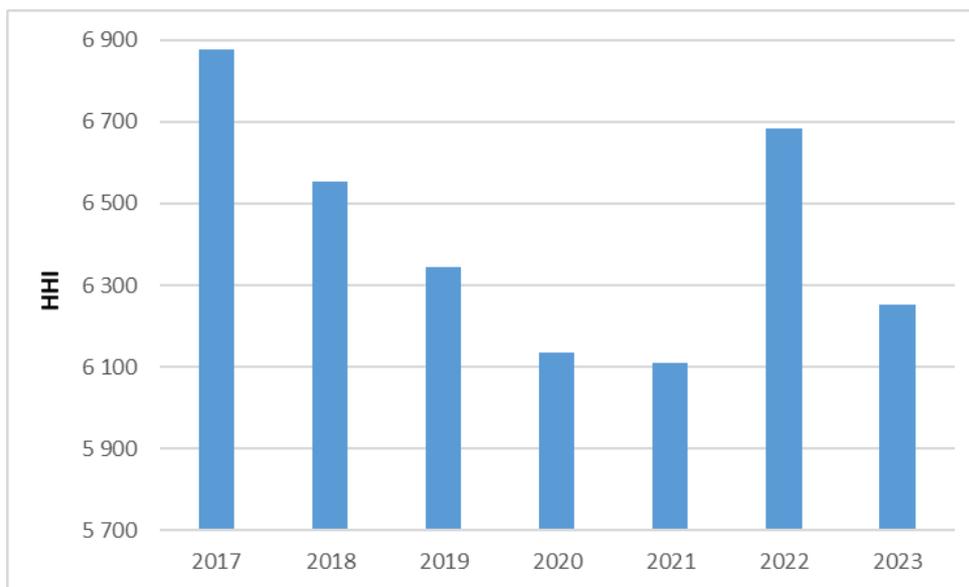


Abbildung 10: Entwicklung der durchschnittlichen HHIs in den österr. Gasnetzen mit mehr als 9.000 Zählpunkten von 2017-2023. Quelle: Daten E-Control.

Analog zu den Entwicklungen auf dem Strommarkt ist es auch bei Gas krisenbedingt zu Austritten aus dem Markt gekommen. Die Entwicklung der Anbieter insgesamt sind in Abbildung 11 dargestellt. Es ist ersichtlich, dass die Anzahl der Lieferanten von 58 im Jahr 2017 auf 65 im Jahr 2020 angestiegen ist. Danach sank die Zahl kontinuierlich bis auf 57 Lieferanten im Jahr 2023.

¹² siehe z.B. Kap. 3.3. in Zwischenbericht Juni 2023, TASKFORCE DER BUNDESWETTBEWERBSBEHÖRDE UND DER E-CONTROL: [TASKFORCE DER BUNDESWETTBEWERBSBEHÖRDE UND DER E-CONTROL \(bwb.gv.at\)](https://www.bwb.gv.at)

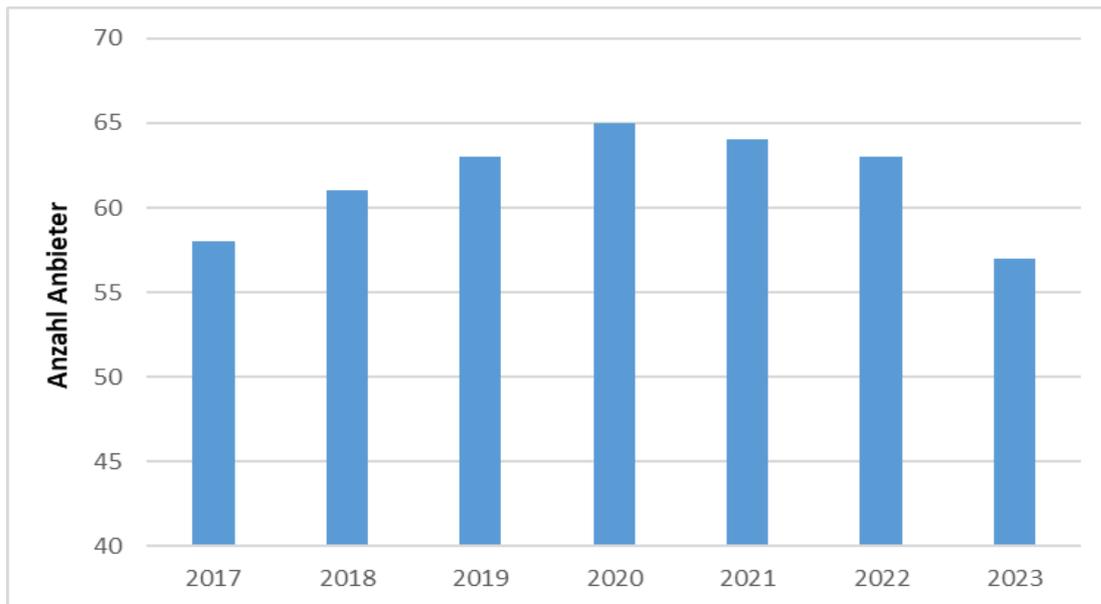


Abbildung 11: Anzahl der Gasanbieter in Österreich von 2017 bis 2023. Quelle: Daten E-Control.

Die Entwicklungen der Gasanbieter in den Gasnetzen mit über 9.000 Zählpunkten ist in Abbildung 12 veranschaulicht. Ab 2021 ist eine klare Trendwende und eine Reduktion der Zahl der Lieferanten ersichtlich. In einzelnen Netzen wie z.B. dem Netz Vbg startet dieser Trend schon früher.

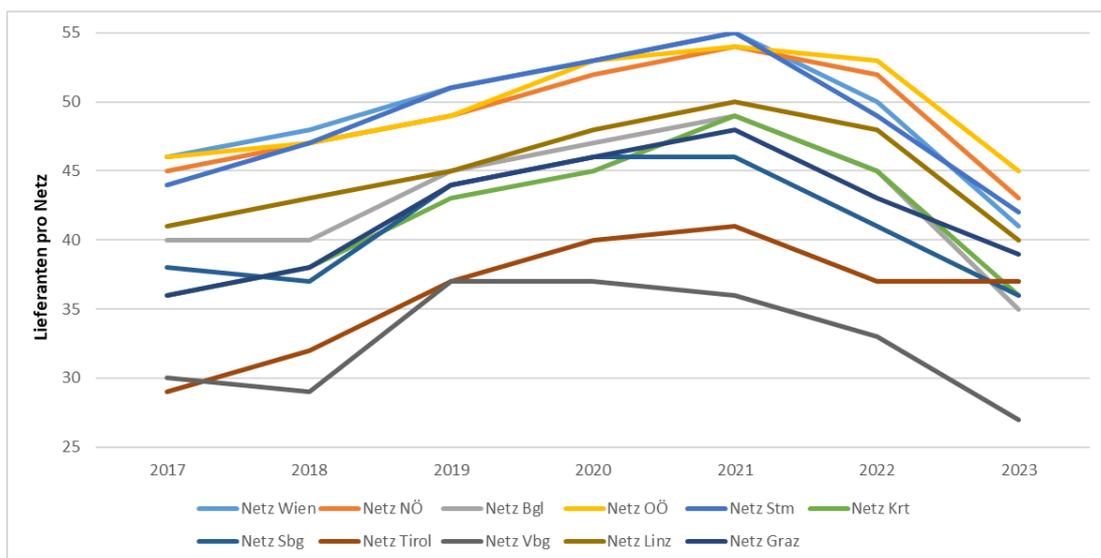


Abbildung 12: Anzahl der Lieferanten pro Gasnetz mit mehr als 9.000 Zählpunkten von 2017 bis 2023. Quelle: Daten E-Control.

Dass die Anzahl der Anbieter zurückgeht und der durchschnittliche HHI 2023 sinkt, obwohl die Konzentration der LEV in ihren Netzen hoch ist, stellt eine Entwicklung dar, welche auf den ersten Blick nicht intuitiv scheint. Bei Betrachtung von Abbildung 13 sieht man jedoch, dass diese Entwicklung hauptsächlich durch die Bundesländer Niederösterreich, Wien und das Burgenland erklärt wird. Es sind dort die HHIs in den großen Netzgebieten der letzten drei Jahre dargestellt.

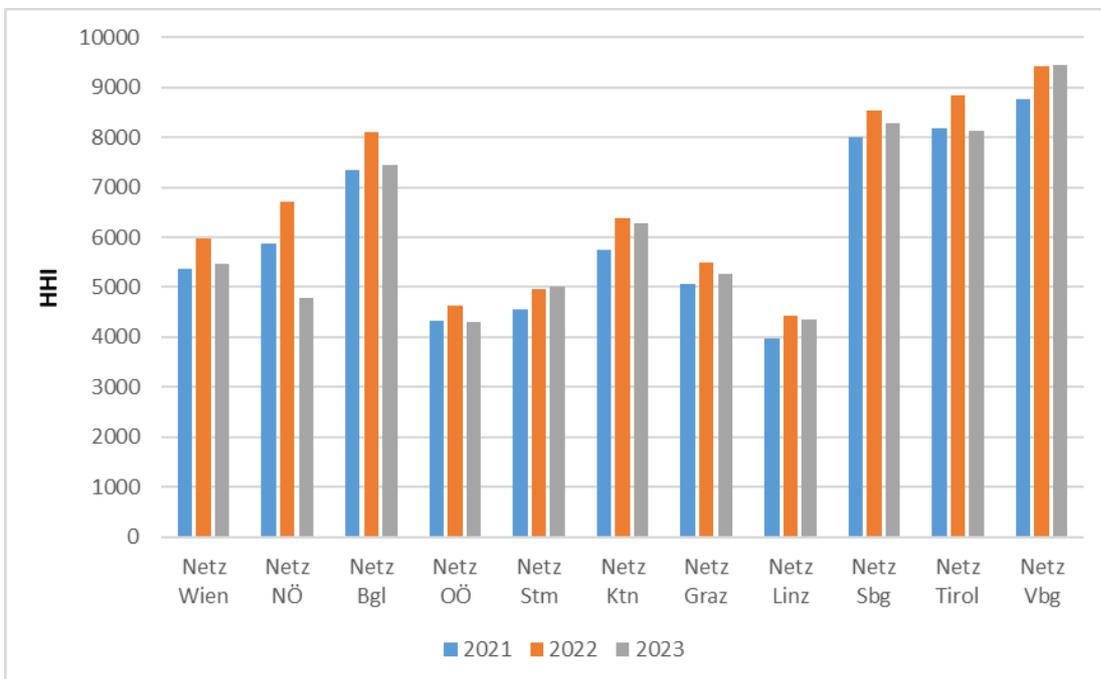


Abbildung 13 HHIs in den Netzgebieten (Gas) mit mehr als 9000 Zählpunkten von 2021 bis 2023. Quelle: Daten E-Control.

Am deutlichsten ist der Rückgang des HHIs 2023 im Netz von Niederösterreich ersichtlich, dieses Netz soll daher exemplarisch betrachtet werden. In Abbildung 14 ist der Marktanteil der EVN im eigenen Netzgebiet für den Zeitraum 2017 bis 2023 dargestellt. Es ist ersichtlich, dass der Marktanteil der EVN von 2017 bis 2021 leicht gesunken ist, im Krisenjahr 2022 dann auf über 80% steigt und im Jahr danach auf (immer noch sehr hohe) 68,5% fällt. Gleichzeitig stieg der Anteil alternativer Anbieter (Sonstige) auf 31,5% im Jahr 2023 (linke Skala). Dieser Anstieg alternativer Anbieter und der Rückgang des

Marktführers EVN im Netz NÖ erklärt den sinkenden HHI, bei einem gleichzeitigen Rückgang der Anzahl an Lieferanten im Jahr 2023 (rechte Skala).

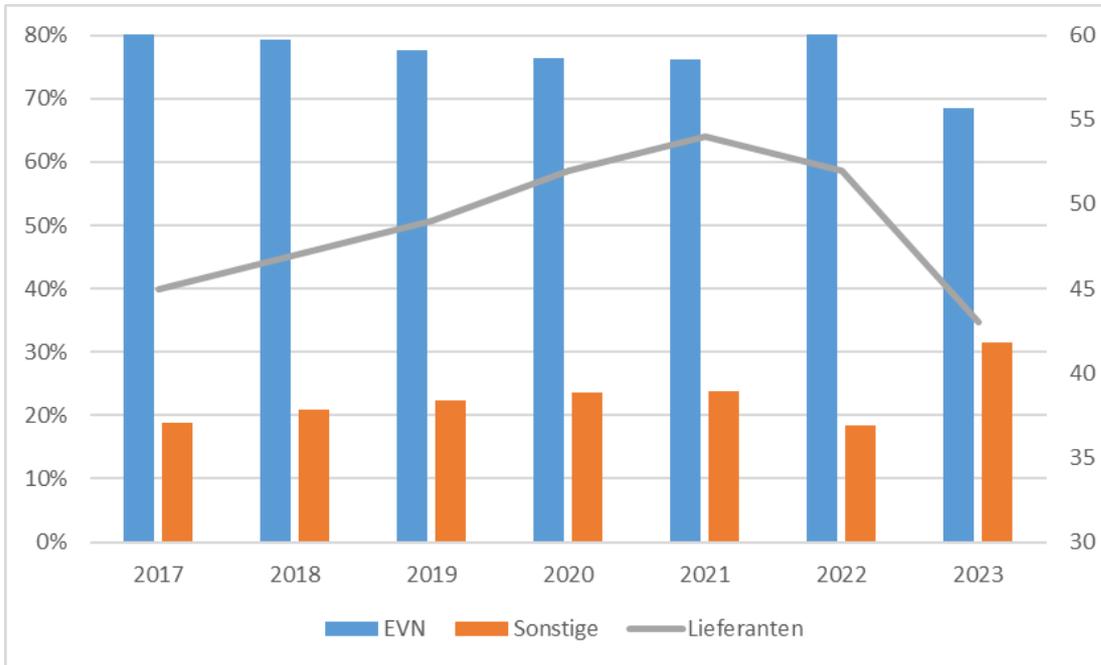


Abbildung 14: Entwicklung der Marktanteile (linke Skala) und Anzahl der Lieferanten (rechte Skala) im Gasnetz NÖ von 2017 – 2023. Quelle: Daten E-Control.

Die gleiche Systematik kommt auch in den Netzen Wien, Burgenland und Tirol zum Tragen, in schwächerer Form in Oberösterreich, Kärnten, Graz, Salzburg und Linz. In den restlichen Netzen stieg der HHI auch 2023 an.

4 Update 2023 für den Strommarkt

4.1 Konzentration in den Netzgebieten für Strom, Update für 2023

Im ersten Zwischenbericht der Taskforce wurden die Akteur:innen am Strommarkt in Österreich vorgestellt. Danach wurde auf die Marktstellung der Stromanbieter in den Netzgebieten in Österreich eingegangen. Die Darstellung beschränkte sich auf den Markt für die Versorgung von Strom für Endverbraucher:innen (Haushalte und kleineres Gewerbe). Als Akteur:innen werden dabei die Betreiber von Stromnetzen sowie Stromlieferant:innen gesehen.

In diesem Teil wird anfangs ein Vergleich der Landesenergieversorger und größten Stadtwerke für den Zeitraum 2021 bis 2023 präsentiert. Danach wird der Konzentrationsgrad für Gesamt-Österreich und in den größten Netzgebieten präsentiert.

Die Grundlage für dieses Kapitel bilden wieder Daten aus der Marktbeobachtung der E-Control. Diese Daten umfassen alle in Österreich tätigen Stromlieferanten, alle Netzbetreiber, sowie die Zählpunkte und Abgabemengen (MWh) aller Lieferanten im jeweiligen Netzgebiet. Die Daten erstrecken sich in diesem Update von Jänner 2017 bis Dezember 2023.¹³

In Abbildung 15 sehen wir einen Vergleich der Marktanteile der LEV in ihren jeweiligen Netzen für die Jahre 2021 bis 2023.¹⁴ Bei den Marktanteilen ist relativ wenig Veränderung

¹³ Für eine ausführliche Beschreibung der Kundengruppe und Datengrundlage siehe Kapitel 3.2 im 1. Zwischenbericht: https://www.bwb.gv.at/fileadmin/user_upload/BWB_Zwischenbericht_Taskforce_Strom-und_Gasmaerkten_25_06_2023_1600_Uhr_barrierefrei.pdf

¹⁴ **Netze:** **Wien Netz:** Wiener Netze GmbH, **Netz NÖ:** Netz Niederösterreich GmbH, **Netz OÖ:** Netz Oberösterreich GmbH, **Netz Stm:** Energienetze Steiermark GmbH, **Netz Sbg:** Salzburg Netz GmbH, **Netz Linz:** Linz Strom Netz GmbH, **Netz Ktn:** KNG-Kärnten Netz GmbH, **Netz Tirol:** TINETZ-Tiroler Netze GmbH, **Netz Bgld:** Netz Burgenland GmbH, **Netz Vbg:** Vorarlberger Energienetze GmbH, **Netz Graz:** Stromnetz Graz GmbH & Co KG, **Netz Innsbr:** Innsbrucker Kommunalbetriebe AG, **Netz Klagenfurt:** Energie Klagenfurt GmbH, **Netz Feistritz:** Feistritzwerke-Steweag GmbH, **Netz Wels:** eww ag. LEV und Stadtwerke in den Netzen: **Wien Netz:** Wien Energie Vertrieb GmbH & Co KG, **Netz NÖ:** EVN Energievertrieb GmbH & Co KG, **Netz OÖ:** Energie AG OÖ, **Netz Stm:** Energie Steiermark AG, **Netz Sbg:** Salzburg AG, **Netz Linz:** Linz Strom GmbH, **Netz Ktn:** Kärntner Elektrizitäts-AG, **Netz Tirol:** TIWAG, **Netz Bgld:** Burgenland Vertrieb GmbH & Co KG, **Netz Vbg:** Illwerke vkw AG, **Netz Graz:** Energie Graz GmbH & Co KG, **Netz Innsbr:** Innsbrucker Kommunalbetriebe AG, **Netz Klagenfurt:** Energie Klagenfurt GmbH, **Netz Feistritz:** Energie Steiermark AG, **Netz Wels:** Wels Strom GmbH.

zu erkennen, einzig in Niederösterreich und Wien ist ein klarer Anstieg von 2021 auf 2022 zu sehen. Im Gebiet der Wiener Netze und viel deutlicher der Netz NÖ kam es 2023 zu einem Rückgang der Marktanteile nach Zählpunkten. In Niederösterreich dürfte wohl die Kündigung der EVN von rund 300.000 Bestandskund:innen im März und April 2023 zu diesem Rückgang geführt haben.¹⁵

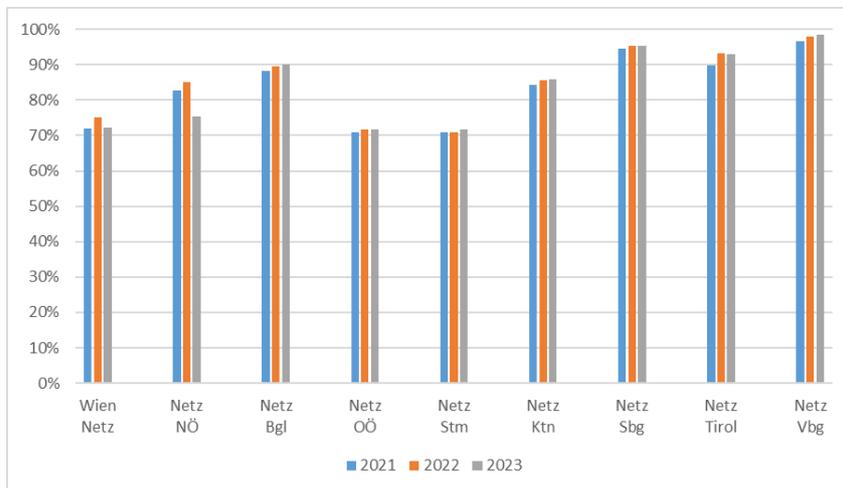


Abbildung 15 Marktanteile der LEV nach Zählpunkten in den eigenen Netzgebieten (Strom) 2021 – 2023. Quelle: Daten E-Control.

Bei den größten Stadtwerken in Abbildung 16 ergibt sich ein ähnliches Bild. Es sind hier keine großen Veränderungen in den letzten drei Jahren erkennbar. Insgesamt sind die Marktanteile einiger Landesenergieversorger und Stadtwerke nochmal etwas höher als im ersten Zwischenbericht der Taskforce angegeben. Eine neuerliche Kalkulation der Marktanteile nach Zählpunkten hat ergeben, dass diese Anteile in den Bundesländern Burgenland, Niederösterreich, Oberösterreich, Kärnten, Salzburg und den Stadtwerken Linz, Graz, Wels, Feistritz für 2022 um 3-10% unterschätzt wurden.

¹⁵ [EVN kündigt Verträge von knapp 300.000 Strom- und Gaskunden - Unternehmen - derStandard.at › Wirtschaft](https://www.derstandard.at/story/3000000000000000000)

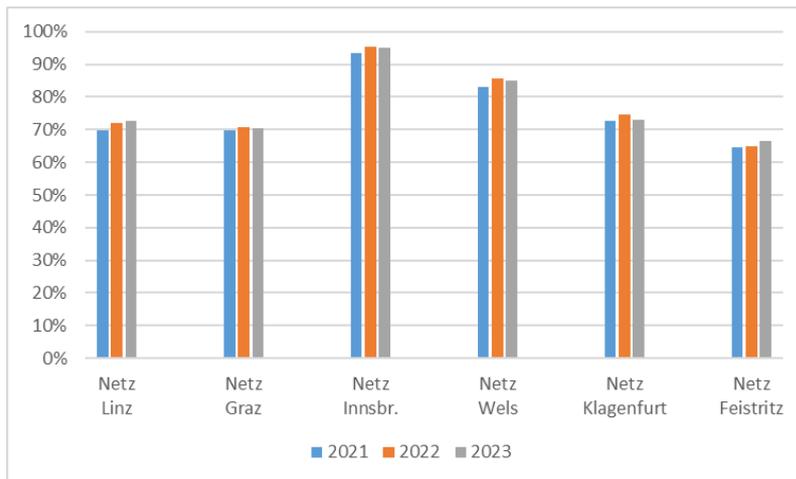


Abbildung 16: Marktanteile der LEV nach Zählpunkten in den eigenen Netzgebieten (Strom) 2021 – 2023. Quelle: Daten E-Control.

4.2 Entwicklung der Konzentration nach dem Herfindahl-Hirschman-Index (HHI)

Analog zur Betrachtung am Gasmarkt werden auch hier die durchschnittlichen HHIs in den Netzen der LEV und großen Stadtwerke betrachtet. Ein Durchschnitt für diese Netze ist in Abbildung 17 dargestellt. Es ist zu sehen, dass die Entwicklung ähnlich zum Gasmarkt verläuft. Der HHI sinkt von 2017 bis 2020/2021 ab, steigt im Krisenjahr 2022 wieder an und geht danach wieder leicht zurück.¹⁶ Die Konzentration insgesamt ist noch höher als bei Erdgas.

¹⁶ Die HHIs in Abbildung 17 sind niedriger als jene im 1. Zwischenbericht der Taskforce, weil dort die Durchschnitte der HHIs über alle Netze in Österreich betrachtet wurden. Bei Betrachtung aller Netze sind eine große Anzahl kleiner Netze enthalten, in denen der Marktanteil des Energieversorgers im eigenen Netz meist sehr hoch ist.

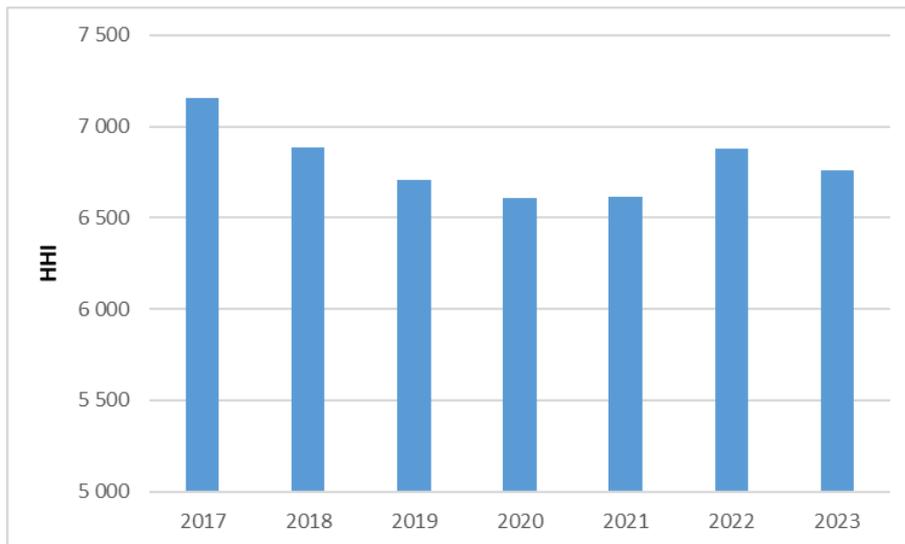


Abbildung 17 Entwicklung der durchschnittlichen HHIs in den Stromnetzen der LEV und großen Stadtwerke von 2017 – 2023. Quelle: Daten E-Control.

Bei der Zahl der Stromanbieter (Abbildung 18) kam es 2023 auch zu einem klaren Rückgang. Somit gibt es am Strommarkt ebenfalls einen Rückgang des HHI bei einem gleichzeitigen Rückgang der Anbieter.

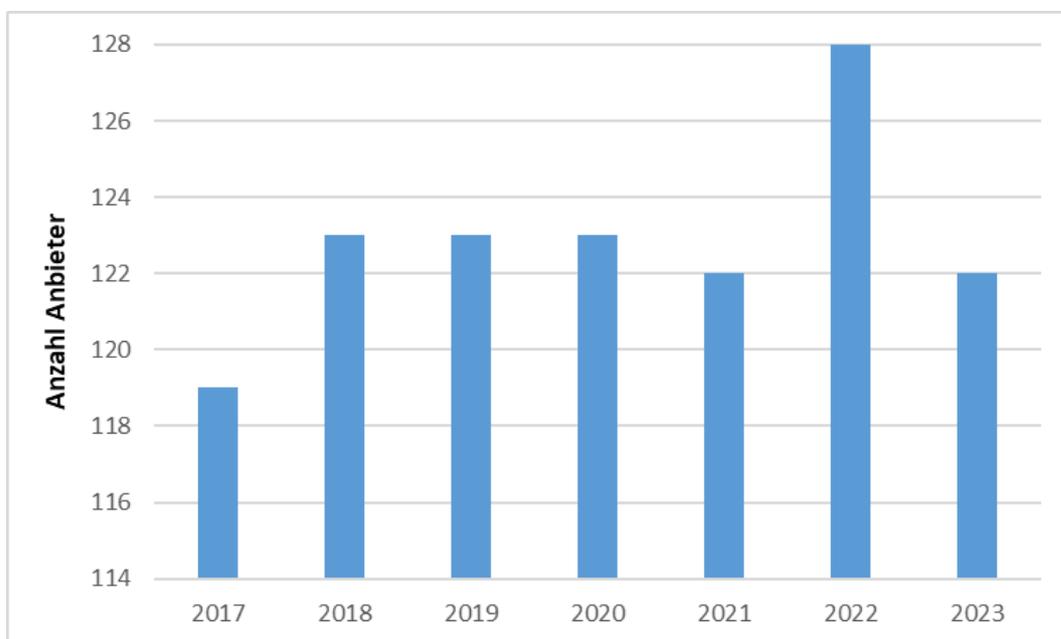


Abbildung 18 Anzahl der Stromanbieter in Österreich 2017-2023. Quelle: Daten E-Control.

Der Grund für diese Entwicklung des HHIs sind wieder jene größeren Netzgebiete, in denen der Marktführer Marktanteile verloren hat und alternative Anbieter

dazugewonnen haben. Zuerst sollten wie bei Gas die HHIs in den Netzen der LEV betrachtet werden. In Abbildung 19 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** ist zu sehen, dass die HHIs nur im Netzgebiet Wien und Niederösterreich merklich zurückgegangen sind, wobei zB in den Netzen Burgenland, Steiermark, Kärnten, Salzburg und Vorarlberg ein leichter Anstieg des HHIs im Jahr 2023 zu beobachten ist.

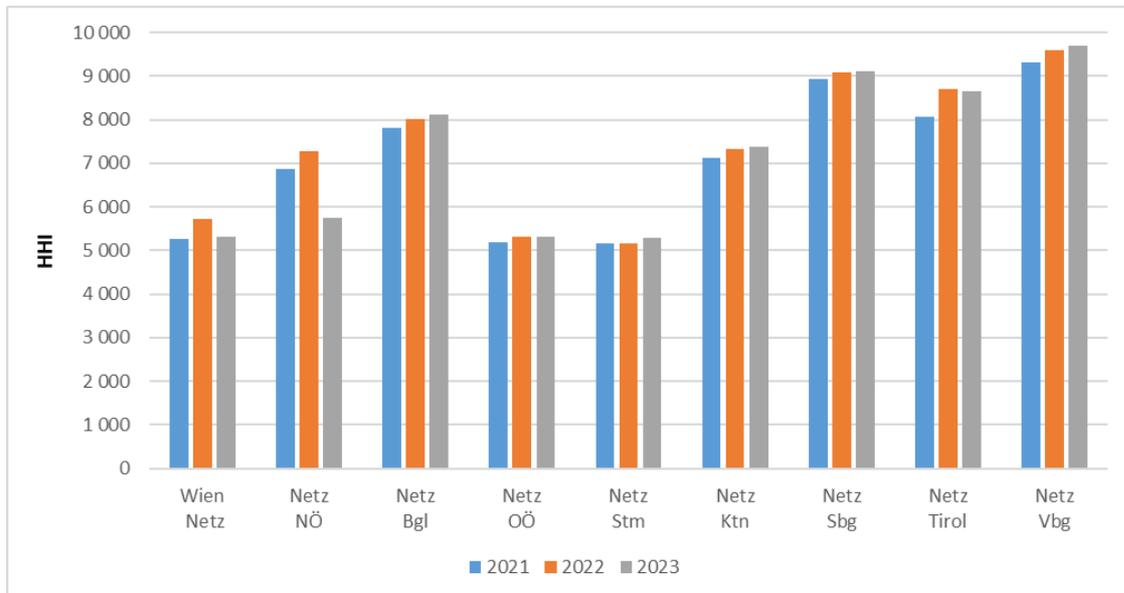


Abbildung 19 HHIs in den Netzgebieten (Strom) der LEV von 2021 bis 2023. Quelle: Daten E-Control.

Im Folgenden soll daher wieder das Netzgebiet von Niederösterreich exemplarisch betrachtet werden. In **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** wird die Entwicklung für Niederösterreich dargestellt. Wie weiter oben beschrieben, gibt es im Jahr 2023 einen Rückgang des Marktanteils der EVN im Netz NÖ von 85% auf 75% und gleichzeitig erreichen alternative Anbieter (Sonstige) hier 2023 einen Anteil von 25%. Die Anzahl der Anbieter hat sich in NÖ in diesem Zeitraum fast nicht verändert (-1). Ein Rückgang des HHIs ist somit gut erklärbar und durch den Rückgang der Marktanteile des größten Anbieters in Niederösterreich bedingt. Zusammen mit dem leichten Rückgang des Anteils der Wien Energie im Netz Wien schlägt dies auf den gesamten HHI der größten Anbieter in Österreich durch. So kommt es zu einem leichten Rückgang des HHIs, obwohl

die Anzahl der Anbieter leicht gesunken ist.

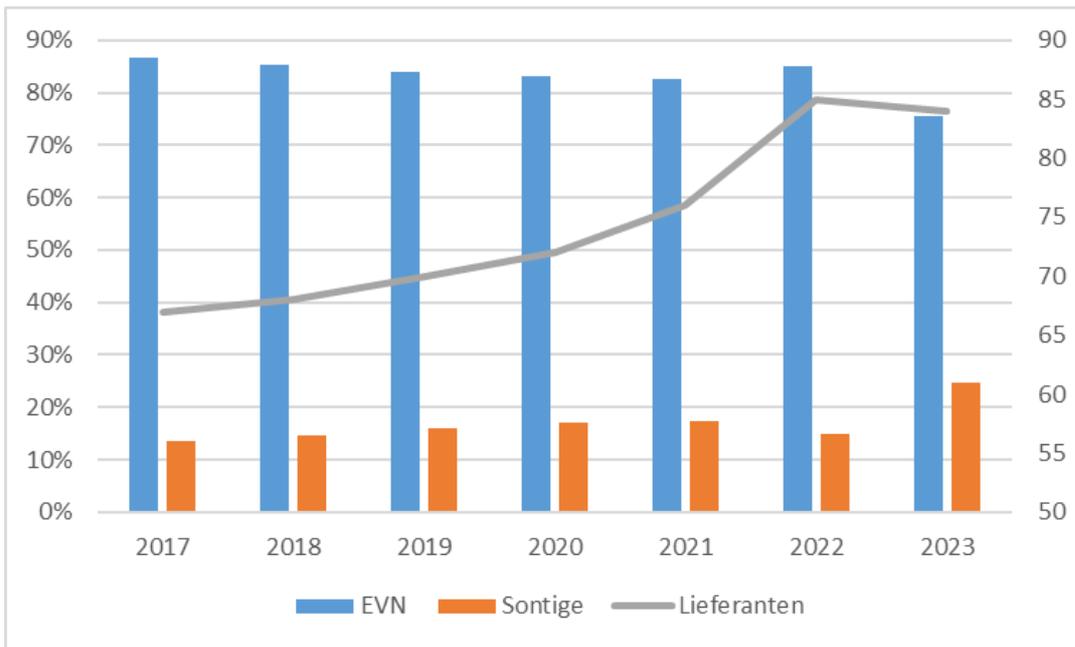


Abbildung 20 HHIs in den Netzgebieten (Strom) der LEV von 2021 bis 2023. Quelle: Daten E-Control.

5 Aktuelle rechtliche Entwicklungen

5.1 Elektrizitätswirtschaftsgesetz

Im Frühjahr 2024 wurde ein Ministerialentwurf für ein Bundesgesetz zur Regelung der Elektrizitätswirtschaft (Elektrizitätswirtschaftsgesetz - **EIWG**) in den parlamentarischen Begutachtungsprozess geschickt. Dies trifft ebenfalls auf ein Bundesgesetz zur Definition des Begriffs „Energiearmut“ und für die Bestimmung von Zielgruppen für Unterstützungsmaßnahmen (Energiearmuts-Definitions-Gesetz - **EnDG**) zu.

Eine Aktualisierung des mit dem EIWOG seit 2010 geltenden Regelwerks wird weitgehend als notwendig angesehen, um die bestehenden Regelungen grundlegend zu modernisieren und den zwischenzeitlichen erheblichen Änderungen am Energiemarkt Rechnung zu tragen. Das EIWG soll durch die Umsetzung der Strombinnenmarkttrichtlinie 2019/944 der EU und der Erneuerbaren-Richtlinie 2018/2001 EU-Konformität herstellen und Widersprüche zum Unionsrecht auflösen. Ziel dabei ist es auch bundesweit geltende einheitliche Vorgaben zu schaffen, und somit individuelle Regelungen der einzelnen Bundesländer zu vereinheitlichen sowie Einklang mit den Fördersystemen herzustellen.¹⁷

Insbesondere sollen auch umfangreiche neue Rechte für Endverbraucher:innen geschaffen werden. Diese inkludieren:

- Erweiterte Informationspflichten,
- Bei Entgeltänderung beidseitige Preisbindung von drei Monaten,
- Recht auf Lieferverträge mit dynamischen Energiepreisen,
- Recht auf einen Aggregierungsvertrag,
- Einspeisung,
- Recht auf Ratenzahlung (Ausweitung auf sämtliche Rechnungen, klare Fristenregelung, keine Verzugszinsen im Fall von Haushaltskund:innen),
- Recht auf Nutzung eines Vorauszahlungszählers,
- Anlauf- und Beratungsstellen (Recht auf gutes Kundenservice und ordentliches Beschwerdemanagement),
- Zuweisung eines Lieferanten durch die Regulierungsbehörde
 - Kontrahierungszwang zugunsten von großen/mittleren Unternehmen (bis 1 GWh/Jahr) nach dreimaliger Ablehnung ,

¹⁷ Siehe <https://www.parlament.gv.at/gegenstand/XXVII/ME/310>.

- angemessene Bedingungen & Preis,
- Lieferant kann aus bestimmten Gründen ablehnen.

Das EnDG dient dazu den Begriff der Energiearmut zu definieren, Maßzahlen für die Feststellung von Energiearmut bereitzustellen und klarzustellen wie schutzbedürftige und förderungswürdige Haushalte zu identifizieren sind.

Viele der genannten Themen, die das EIWG und das EnDG adressieren sollen, waren Gegenstand zahlreicher Beschwerden, die bei der BWB und der E-Control nach den starken Preissteigerungen, insbesondere 2022, eingegangen sind und im ersten Zwischenbericht der Taskforce eingehend erläutert wurden. Basierend darauf wären viele gesetzliche Änderungen und insbesondere die neuen Regelungen zur Förderung der Transparenz zu begrüßen.

5.2 Sonderbestimmung über den Missbrauch der Marktmacht für Energieversorgungsunternehmen

Im ersten Zwischenbericht wurden seitens der Taskforce kartellrechtliche Nachschärfungen für den Energiemarkt empfohlen. Im Juni 2024 wurde auch auf Grundlage von Feststellungen der BWB und der E-Control zum eingeschränkten Wettbewerb bei Strom und Gas schließlich ein Gesetz zur Abmilderung von Krisenfolgen und zur Verbesserung der Marktbedingungen im Falle von marktbeherrschenden Energieversorgern beschlossen.¹⁸ Weitere Vorschläge Richtung einer Nachschärfung des Wettbewerbsrechts sind noch offen.

Dieses legt, temporär bis Ende 2027, eine Beweislastumkehr für marktmächtige Energieversorgungsunternehmen fest. Anbietern von Elektrizität, Fernwärme und leitungsgebundenem Erdgas mit marktbeherrschender Stellung ist gem § 1 des Bundesgesetz zur Abmilderung von Krisenfolgen und zur Verbesserung der Marktbedingungen im Falle von marktbeherrschenden Energieversorgern iVm § 5 KartG verboten, ihre Stellung zu missbrauchen indem Einkaufs- oder Verkaufspreise oder sonstige Geschäftsbedingungen gefordert werden, die ungünstiger sind als diejenigen anderer Versorgungsunternehmer oder von Unternehmen auf vergleichbaren Märkten. Weichen die Preise bzw Bedingungen von vergleichbaren Unternehmen oder Märkten ab,

¹⁸ Bundesgesetz zur Abmilderung von Krisenfolgen und zur Verbesserung der Marktbedingungen im Falle von marktbeherrschenden Energieversorgern, StF: BGBl. I Nr. 73/2024.

kann das Versorgungsunternehmen nachweisen, dass diese Abweichung sachlich gerechtfertigt ist.

Die materiell- und verfahrensrechtlichen Bestimmungen des KartG und WettbG sind anzuwenden, wobei eine Antragsbefugnis an das Kartellgericht nur den Amtsparteien und Regulatoren vorbehalten ist.

Grundsätzlich erscheint es als eine gute und sinnvolle Idee, den Energiemarkt auch nach der erfolgten Liberalisierung insofern im Auge zu behalten, als die Energiekrise gezeigt hat, dass nicht alle Marktmechanismen umfänglich greifen. Eine verstärkte Kontrolle der Entgelte von marktbeherrschenden EVUs kann sich schlussendlich positiv auf die Verbraucher:innen auswirken. In diesem Zusammenhang ist auch die Beweislastumkehr als sinnvoller Zugang zur Erleichterung der Verfolgung von komplexen Missbrauchsfällen zu sehen. Sachverhalte in der Vergangenheit erfasst dieses Gesetz nicht.

Das Gesetz tritt mit Ablauf des 31.12.2027 außer Kraft und ist nur auf Einkaufs- oder Verkaufspreise und Geschäftsbedingungen, die nach Inkrafttreten dieses Bundesgesetzes gefordert werden, anzuwenden. Die Darlegungspflicht der sachlichen Rechtfertigung nach § 1 gilt für Verfahren von Verstößen gegen § 1, die bis zum 31.12.2027 beim Kartellgericht eingeleitet sind. Während in Deutschland die Geltung der vergleichbaren Bestimmung des § 29 GWB jeweils für fünf Jahre in Kraft war und mehrmals verlängert wurde (zuletzt bis 31.12.2027), ist der Anwendungszeitraum des österreichischen Gesetzes von vornherein auf etwas weniger als dreieinhalb Jahre begrenzt. In einem so kurzen Zeitraum wird es herausfordernd sein die Märkte derart zu analysieren, um feststellen zu können, ob Unternehmen mit marktbeherrschender Stellung in Österreich existieren und in weiterer Folge umfangreiche Ermittlungsverfahren gegen EVUs zu führen.

Aufgrund des engen zeitlichen Rahmens der Bestimmung legt die BWB jedenfalls den Fokus darauf, zeitnah erste Schritte zu setzen. In Verbindung mit der derzeit noch laufenden Betrachtung der verschiedenen Märkte durch die Taskforce Energie sowie die geplante Branchenuntersuchung der BWB im Bereich Fernwärme können sich hier erste Anhaltspunkte ergeben, um das neue Sondergesetz anzuwenden (insb im Bereich Fernwärme). Insgesamt wäre allerdings zeitgerecht eine Verlängerung der Regelung zu prüfen. Auch wäre aus systematischen Gründen eine Überführung der Bestimmungen in das KartG anzudenken.

5.3 Zu den neueren Entwicklungen rund um das Preisänderungsrecht

Wie auch bereits im ersten Zwischenbericht der Taskforce von der BWB und der E-Control angesprochen (siehe dort Kapitel 8), stellen sich nach wie vor komplexe Fragen rund um die Rechtslage betreffend Preisänderungen während aufrehtem (Energiefiefer-)Vertragsverhältnis, ohne dass es einer gesonderten Zustimmung von Kundenseite bedarf.

Während der Gesetzgeber (nur) im Bereich der Belieferung mit elektrischer Energie mit dem § 80 Abs 2a EIWOG 2010 den Energielieferanten das Recht einräumen wollte,¹⁹ auf Basis des Gesetzes (dh ohne dahingehende vertragliche Vereinbarung) und unter bestimmten Voraussetzungen gegenüber Konsument:innen und Kleinunternehmen Preisänderungen vorzunehmen, wird in Rechtsprechung und Literatur²⁰ insb unter Hinweis auf den Wortlaut des § 80 EIWOG 2010 (insb Abs 5 leg cit), mitunter in Frage gestellt, ob dies vorliegend gelungen ist.²¹

Hervorzuheben ist hierbei zunächst das (soweit ersichtlich) nicht rechtskräftige²² Urteil des OLG Wien zu 33 R 57/23d,²³ das festhält, dass nach den Vorschriften des ABGB (die gem. § 80 Abs 5 EIWOG 2010 unberührt bleiben) eine Preisänderung ohne zugrundeliegende vertragliche Vereinbarung unzulässig ist. Angesichts des Umstands, dass das OLG Wien seine Entscheidung va auf § 864a ABGB stützt, ist denkbar, dass der OGH aus Anlass dieses Verfahrens zu den Fragen rund um § 80 Abs 2a EIWOG 2010 nicht wird Stellung nehmen müssen.

Weiters gesondert erwähnenswert ist das jüngst ergangene und ebenfalls nicht rechtskräftige Urteil des HG Wien zu 50 R 14/24a,²⁴ das sich als Berufungsgericht mit § 80 Abs 2a EIWOG 2010 auseinandersetzte und aussprach, dass auch die bereits erwähnten

¹⁹ Siehe hierzu die Materialien zum BGBl. I Nr. 7/2022; Erster Zwischenbericht der Taskforce von BWB und E-Control, Punkt 8.1.5. mwN.

²⁰ aaO, Fn1; siehe weiters *Kemetmüller/Brennsteiner*, Vom Begriff der "Änderung der vertraglich vereinbarten Entgelte" im Energierecht, VbR 2023/118; *Schopper*, Weiterhin Rechtsunsicherheit bei Strompreiserhöhungen, VbR 2023/112; vgl auch die Glosse von *Leupold / Gelbmann* zu OGH 15.2.2024, 8 Ob 5/24d, VbR 2024/15; aA zB *Liewehr*, Zur Rechtmäßigkeit von Preisänderungen in Energielieferverträgen, *ecolex* 2024/265.

²¹ Vgl aber auch die Interpretation des VfGH zu GZ G 1102 – 1107/2023, Rz 81.

²² <https://www.diepresse.com/17718861/verbund-zieht-wegen-gekippter-preiserhoehung-vor-den-ogh>

²³ Verfügbar unter <https://verbraucherrecht.at/preisklausel-verbund>.

²⁴ Verfügbar unter https://www.verbraucherschutzverein.eu/wp-content/uploads/2024/06/Berufungsurteil-Preisanpassung-Verbund_geschwaerzt.pdf.

Gesetzesmaterialien eine Interpretation *contra legem* nicht rechtfertigen können. Demnach könne dem Gesetz sprachlich gerade kein einseitiges Preisänderungsrecht entnommen werden. Vielmehr stelle das Gesetz Anforderungen an eine betreffende vertragliche Vereinbarung (in eine ähnliche Kerbe schlug auch das LG Wiener Neustadt in seinem nicht rechtskräftigen Urteil zu 55 Cg 62/22v²⁵).

Eine höchstgerichtliche oder gesetzliche Klärung dieses Themenkomplexes bleibt daher abzuwarten.

Festzuhalten ist, dass von dieser rechtlichen Auseinandersetzung Preisänderungen auf Grundlage vertraglicher Änderungen – also nach Zustimmung des Kunden/der Kundin – unberührt bleiben.

5.4 Zu neueren Entwicklungen iZm der „Grundversorgung“ mit elektrischer Energie und mit Erdgas

Hinsichtlich des ebenfalls im ersten Zwischenbericht der Taskforce von der BWB und der E-Control angesprochenen Themas der „Grundversorgung“ (vgl. § 77 EIWOG 2010, § 124 GWG 2011) ist auf das jüngst ergangene Erkenntnis des VfGH zu GZ G 1102-1107/2023 vom März 2024 hinzuweisen. Die ursprünglichen Bedenken des VfGH konnten im Zuge des Verfahrens zerstreut werden, und die in Prüfung gezogenen § 77 Abs 1 Satz 2 und Abs 2 Satz 1 EIWOG 2010 sowie § 124 Abs 1 Satz 2 und Abs 2 Satz 1 GWG 2011 wurden nicht als verfassungswidrig aufgehoben.

Durch den VfGH aufgehoben wurden demgegenüber bestimmte landesgesetzliche Vorschriften, die durch eine Kündigungsmöglichkeit für die Energielieferanten der grundsatzgesetzlich normierten Pflicht zur Grundversorgung mit elektrischer Energie zuwiderliefen (VfGH, G41/2024 ua, G122/2023 ua.), was auch für weitere dementsprechende Landesausführungsgesetze zu beachten sein wird.

5.5 Themen betreffend Stromkostenzuschuss

Im Laufe der Energiekrise kam es in einigen Fällen zu Prozessen der Arbeiterkammer (AK) oder des VKI um strittige Umstellungen von Stromtarifen oder Strompreiserhöhungen.

²⁵ Verfügbar unter <https://verbraucherrecht.at/lg-wiener-neustadt-zwei-preisaenderungsklauseln-evn-agb-unzulaessig/67637>.

VKI und/oder AK (zB AK Tirol, AK OÖ, AK Sbg) haben Energieunternehmen, die ihre Verträge bzw Preise geändert haben, aufgefordert die Preisänderungen rückgängig zu machen und sie in weiterer Folge auch geklagt. Während manche dieser Verfahren nach wie vor bei Gericht anhängig sind, gab es in anderen Verfahren Vergleiche für bestimmte Zeiträume.

Durch mediale Berichterstattung wurden die Modalitäten dieser Einigungen teilweise bekannt. Als Teil der Vergleiche werden die Verfahren eingestellt, und Kund:innen des betroffenen Unternehmens erhalten gewisse Entschädigungszahlungen. Inhalt des Vergleichs ist somit immer auch, dass die betreffenden Klauseln nicht weiter bekämpft werden. Kund:innen, die diese Zahlungen annehmen, können keine weiteren Ansprüche aus diesem konkreten Klagegegenstand gegen das Unternehmen erheben.

Es stellt sich naheliegenderweise die Frage, inwieweit der Stromkostenzuschuss bei den Vergleichen miteinbezogen wurde. Diese Vergleiche haben unterschiedliche Implikationen, auf deren wettbewerbliche Dimension im Folgenden cursorisch hingewiesen wird.

5.5.1 Vergleiche

VKI - Wienenergie²⁶:

Die Wien Energie Vertrieb GmbH & Co KG (WEV) hatte ihre Strom und Gas Kund:innen im September 2022 automatisch auf den Tarif "OPTIMA Entspannt" umgestellt, sofern diese nicht ausdrücklich widersprochen haben. Der VKI bezeichnete diese Vorgehensweise als unzulässig und brachte - auch im Auftrag des Sozialministeriums - eine Verbandsklage gegen dieses Vorgehen ein.²⁷

Im Dezember 2023 einigten sich VKI und WEV auf einen Vergleich. Die Umstellung bleibt demnach bestehen, es gibt dafür eine Ausgleichszahlung für alle Strom- und Gaskund:innen, die am Stichtag 31.08.2022 einen aufrechten Energieliefervertrag im OPTIMA-Tarif hatten. Diese muss online aktiv beantragt werden.

Die Ausgleichszahlung betrifft sowohl Strom- als auch Gaskund:innen, und steht in unterschiedlicher Höhe zu – je nachdem wie die Kund:innen auf die initiale Umstellung

²⁶ <https://verbraucherrecht.at/wienenergie-aktion2024>

²⁷ <https://www.sozialministerium.at/Services/Neuigkeiten-und-Termine/rueckzahlung-wien-energie.html>

reagiert haben. Die Höhe beträgt bei einem Basisverbrauch bei Strom zw 40 und 75 Euro, bei Gas zwischen 120 und 200 Euro.

VKI und WEV haben zur Vergütung der entstandenen Mehrkosten „geeignete Zeiträume“ für die Berechnung der Ausgleichszahlung festgelegt. Für Gas ist dies der Zeitraum von 01.09.2022 bis 31.03.2023. Für Strom ist es der Zeitraum von 01.09.2022 bis 30.11.2022, „weil mit 01.12.2022 bereits eine bedeutende Reduktion des Strompreises durch das Stromkostenzuschussgesetz wirksam wurde“.²⁸

Dies bedeutet im Umkehrschluss, die WEV leistet für den Zeitraum des Stromkostenzuschussgesetzes keine Ausgleichszahlung bei Strom (schon aber bei Gas!), offenbar unter Anrechnung der Leistungen der öffentliche Hand.

AK Tirol - TIWAG²⁹:

Die AK Tirol klagte die TIWAG wegen fehlender Transparenz bei Preiserhöhungen. Ein erstes Urteil gab der AK Tirol recht³⁰, man einigte sich danach auf einen Vergleich.³¹

Jeder bzw jede, die am 1.12.2023 Kund:in der TIWAG im jeweiligen Vertragstyp war, erhält eine Entlastungszahlung. Für die volle Entlastungssumme muss der Vertrag aber bereits seit 1.9.2022 bestanden haben.

AK Salzburg - Salzburg AG³²:

Die AK Salzburg und die Salzburg AG (SAG) haben sich ähnlich in der Frage der Strompreiserhöhung 2022 und 2023 geeinigt, mit folgendem Inhalt:

- Kund:innen mit einem Haushaltsstrom-Verbrauch von 2.901 bis 4.000 kWh jährlich erhalten pauschal 100 Euro.
- Von 4.001 kWh bis 6.000 kWh gab es 130 Euro und
- bei einem Verbrauch von über 6.000 kWh jährlich 170 Euro.
- Extrazahlungen gab es für Heizstrom und Warmwasserboiler-Zähler.

²⁸ So in den FAQs, <https://verbraucherrecht.at/wienenergie-aktion2024>.

²⁹ <https://tirol.arbeiterkammer.at/tiwag-vergleich>

³⁰ https://tirol.arbeiterkammer.at/interessenvertretung/umweltundverkehr/Urteil_geschwaerzt_HP.pdf

³¹ Dies betrifft lediglich die Transparenz des Anpassungsprozesses und bewertet nicht die Höhe der Preise bzw ist nicht als Rechtfertigung des Preisniveaus an sich zu sehen.

³² <https://presse.salzburg-ag.at/news-ak-und-salzburg-ag-einigen-sich-auf-entlastung-in-millionenhoehe?id=185093&menueid=30119>

Erwähnenswert ist, dass Kund:innen mit einem Verbrauch unter 2.900 kWh nicht berücksichtigt werden. Ausgezahlt wird an Kund:innen, „*deren Verbrauch nicht vollständig von der Strompreisbremse des Bundes erfasst ist*“.³³ Auch hier wird implizit angenommen, dass diese vom Stromkostenzuschuss abgedeckt sind.

AK Oberösterreich – Energie AG³⁴, AK Oberösterreich - Verbund³⁵:

Die Energie AG erhöhte mit Jänner 2023 den Strompreis für Bestandskund:innen. Die AK Oberösterreich wollte die rechtlichen Umstände im Rahmen eines Musterverfahrens klären, einigte sich jedoch mit der Energie AG zuvor auf einen Vergleich. Kund:innen erhielten je nach Vorjahresverbrauch eine Einmalzahlung von 25, 50 oder 100 Euro.

Ähnlich wie mit der Energie AG einigte sich die AK Oberösterreich mit dem Verbund betreffend eine Preiserhöhung vom März 2023. Allen Kund:innen, die mit 30. September 2023 mindestens vier Monaten von der VERBUND AG mit Strom beliefert wurden (ausgenommen sind Float-Tarife), wurde eine verbrauchsabhängige Einmalzahlung zwischen 20 und 85 Euro (je nach Verbrauch) überwiesen.

5.5.2 Mögliche Fragen des Beihilferechts

Die vorgestellten Vergleiche können durchaus beihilferechtliche Fragen im weitesten Sinn aufwerfen, die aber nicht Gegenstand dieser Taskforce sind. Bei bestimmten Konstellationen erhalten Kund:innen Ausgleichszahlungen nur für den Zeitraum oder den Verbrauch bei dem der Stromkostenzuschuss nicht greift. Das bedeutet, dass sich die Unternehmen für diese Bereiche eine Rückzahlung iRd Vergleiches ersparen..

Bei anderen Vergleichen bezieht sich der Ausgleich auch auf die Zahlungen gem SKZG. Es stellt sich die Frage, ob durch diesen Vergleich nicht defacto rückwirkend ein niedrigerer Preis für den Kunden erreicht wurde, als vom SKZG als zulässig erachtet. Durch die Ausgleichszahlung gemeinsam mit dem Stromkostenzuschuss kann der vom Kunden

³³ <https://www.diepresse.com/14891700/moeglicher-rechtsstreit-vom-tisch-salzburg-ag-zahlt-millionen-an-kunden-zurueck>

³⁴ https://www.ots.at/presseaussendung/OTS_20230331_OTS0019/erfolgreiche-verhandlungen-der-ak-ooe-bringen-entlastungen-fuer-kunden-der-energie-ag-oberoesterreich

³⁵ https://www.ots.at/presseaussendung/OTS_20231215_OTS0017/erfolgreiche-verhandlungen-der-ak-oberoesterreich-bringen-entlastungen-fuer-kundinnen-der-verbund-ag

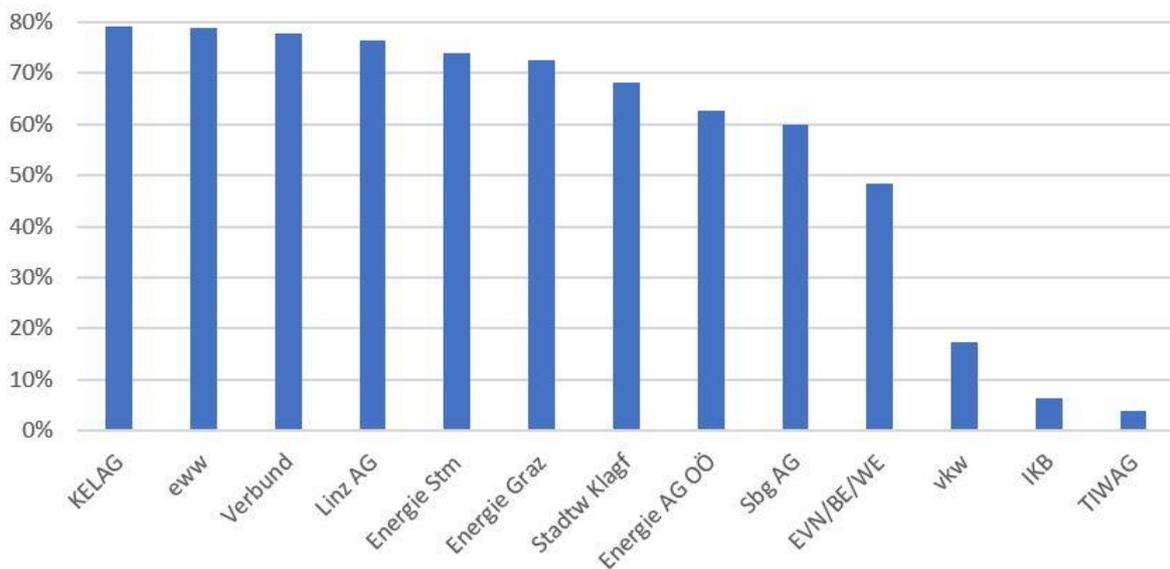
bezahlte Preis schlussendlich bei unter 10 ct/kWh liegen (vorausgesetzt der Kunde fällt unter das SKZG).

6 Erkenntnisse aus den Auskunftsverlangen an die EVUs

6.1 Stromkostenzuschussgesetz (SKZG)

Im Zuge der extremen Preiserhöhungen bei Strom wurde am 01.12.2022 von der Bundesregierung das Stromkostenzuschussgesetz (**SKZG**) beschlossen (für Details siehe erster Zwischenbericht). In seiner ursprünglichen Form war das Gesetz für den Zeitraum von 01.12.2022 bis 30.06.2024 veranschlagt. Danach einigte sich die Regierung auf eine Verlängerung des SKZG bis zum 31.12.2024. Der obere Referenzenergiepreis für die verlängerte Geltungsdauer wurde mit Juli 2024 von 40 Cent/kWh netto auf 25 Cent/kWh netto gesenkt (§ 5 Abs 3 SKZG).

Um die Reichweite des SKZG auszuloten, wurden von LEV und Stadtwerken die Anzahl der Haushaltskund:innen abgefragt, welche vom SKZG profitiert haben. In



Anteil (in %) der Haushaltskund:innen welche bei diesen Anbietern vom SKZG profitiert haben (Stand Juni 2023)

Abbildung 21 ist der Anteil jener Kund:innen (in Prozent) abgebildet, welcher im Vergleich zur Gesamtanzahl der Zählpunkte der jeweiligen Versorgungsunternehmen vom SKZG profitiert hat. Man sieht in der Darstellung, dass es bei den Versorgungsunternehmen

erhebliche Unterschiede gibt. Die Bandbreite der Anteile reicht von fast 80% der Kund:innen bei der KELAG bis auf weniger als 5% bei der TIWAG. Direkte Rückschlüsse auf die Preisniveaus der Versorger oder die Kund:innen Zufriedenheit lassen sich aus diesen Daten jedoch nicht ziehen. Bei Unternehmen mit einem geringen Anteil an Profiteur:innen vom SKZG kann man aber davon ausgehen, dass Mitte 2023 immer noch ein großer Anteil an Verträgen mit einem Strompreis von unter 10 Cent/kWh in Kraft war. In seiner Gesamtheit betrachtet, kann schlussgefolgert werden, dass ein Großteil der Haushaltskund:innen vom SKZG profitiert hat und auch weiterhin profitiert.

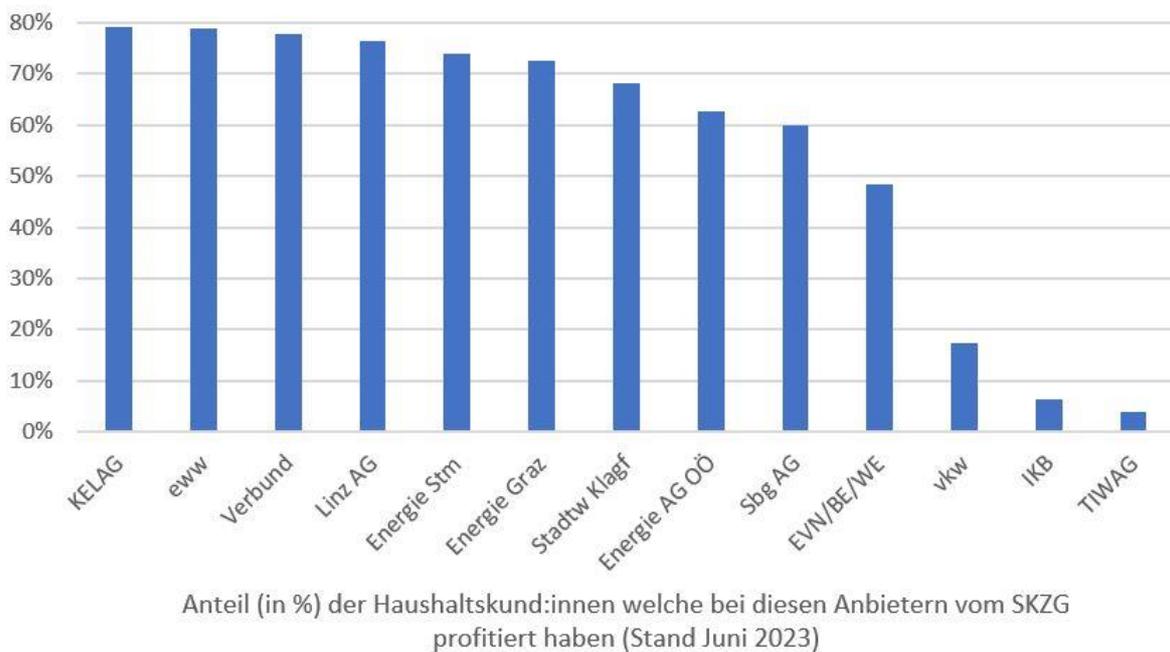


Abbildung 21 Anteil der Haushaltskund:innen welche 2023 vom SKZG profitiert haben. Quelle: Erhebung BWB.

6.2 Regionale Differenzierung der EVUs bei der Preisgestaltung 2022

Von den befragten Unternehmen gaben die beiden Tiroler Unternehmen **TIWAG** und **IKB** an, generell nur Kund:innen im eigenen Versorgungsgebiet zu beliefern. Die **TIWAG** gibt an, dass beim Standardprodukt (bis 100.000 kWh) nur Kunden:innen in Tirol und in Einzelfällen Kund:innen mit Tirol-Bezug auch außerhalb von Tirol beliefert werden. Bei Kund:innen mit individuellen Produkten (ab 100.000 kWh) werden individuelle Angebote österreichweit gelegt. Das Versorgungsgebiet der IKB umfasst die Stadt Innsbruck und die Umlandgemeinden Aldrans, Lans, Mutters, Natters, Patsch, Rum, Sistrans, Schönberg und Igls.

Vier Unternehmen (**Energie AG OÖ**, **Energie Graz**, **Energie Klagenfurt**, **Linz AG**) gaben an, dass vor 2023 Standardtarife österreichweit angeboten wurden, es dann aber zu einem Aufnahmestopp für Neukund:innen außerhalb des eigenen Netzgebietes gekommen sei. Die Energie Klagenfurt gibt an, dass dieser Stopp von der zweiten Jahreshälfte 2022 bis zum 1.6.2023 in Kraft war. Die Energie Graz gibt auch die zweite Jahreshälfte 2022 als Startpunkt und für die Dauer „bis auf Weiteres“ an. Nach einem kurzen Check im Tarifikalkulator gewinnt man den Eindruck, die Energie Graz würde in der Steiermark auch außerhalb des Netzgebiets Graz anbieten aber nicht bundesweit. Anders die Energie AG OÖ, dort wurde die Entscheidung für eine Einschränkung auch im September 2022 getroffen, mittlerweile wird aber wieder bundesweit angeboten. Die Linz AG gib an, dass es keine preisliche Ungleichbehandlung bei Kund:innen des eigenen Netzes gegenüber Restösterreich geben würde und viele Bestandskund:innen aus ganz Österreich beliefert werden. Neukund:innenangebote außerhalb des Zentralraums Oberösterreich würden aber nicht mehr gelegt werden.

Die **Energie Allianz Austria (EAA)**, in der die Vertriebsunternehmen der **Wien Energie**, der **EVN** und der **Energie Burgenland** zusammengeschlossen sind, gibt an, dass es innerhalb der Gruppe historisch gewachsene, regional differenzierte Produkte geben würde. Das Tarifangebot der drei Vertriebsunternehmen sei an die Kund:innenstruktur der ehemaligen Landesenergieversorger angepasst. Bei den bundesweit tätigen Vertriebsgesellschaften **Switch** und **NKG** (Naturkraft Energievertriebs GmbH) unterscheidet sich die Preisgestaltung innerhalb Österreichs – abgesehen von kurzfristigen Aktionen – nicht nach regionalen Gesichtspunkten. Die ehemaligen Landesenergieversorger Wien Energie, EVN und Energie Burgenland bieten nicht außerhalb ihres Netzgebietes an.

Die **Salzburg AG** gibt an, dass es keine regionalen Unterschiede innerhalb ihres gesamten Geschäftsgebietes geben würde. Als gesamtes Geschäftsgebiet versteht die Salzburg AG im Wesentlichen das Landesgebiet Salzburg. Ein Anmeldeversuch für Strom außerhalb des Salzburger Netzgebietes wurde mit folgender Antwort abgelehnt: „*Wir als Salzburg AG beliefern nur das Bundesland Salzburg mit Strom, für eine Anmeldung wenden Sie sich bitte an einen Energielieferanten in ihrem Bundesland.*“ Die **My Electric**³⁶, auf welche erstaunlicherweise im genannten Antwortschreiben nicht verwiesen wird, ist eine 100 Prozent Tochter der Salzburg AG und bietet österreichweit Strom an.

Die **KELAG** gibt an, dass es 2023 bei Neukund:innen zu keiner regionalen Differenzierung zwischen Kund:innen im eigenen und fremden Netz gekommen sei. Für

³⁶ MyElectric Energievertriebs- und -dienstleistungs GmbH

Bestandskund:innen wurde jedoch ab 1.4.2023 der Verbraucherpreis für sämtliche Tarife außerhalb von Kärnten angehoben. Begründet wurde dies mit der Notwendigkeit „Maßnahmen im Bereich der Neugestaltung von Tarifen im Jahr 2023 vornehmen zu müssen“. In den abgefragten Daten ist dann auch ersichtlich, dass es im April 2023 zu einer Migration von einer größeren Anzahl an Bestandskund:innen in eine relativ hohe Preisklasse gekommen ist, in welcher auch der Preis für Kund:innen außerhalb des Netzgebietes angesiedelt ist. Eine weitere Preiserhöhung für Bestandskund:innen im eigenen Netz und eine dementsprechende Migration von Kund:innen fand dann erst im August 2023 statt.

Die **vwk** (Illwerke vkw AG) geben an, dass bei der Preisgestaltung in geringem Ausmaß nach regionalen Gesichtspunkten differenziert wird. Der Verbrauchspreis für Haushaltskund:innen außerhalb des Netzgebiets der Vorarlberger Energienetze GmbH war Anfang 2023 merklich höher als für Vorarlberger Haushaltskund:innen. Der Aufschlag wird durch den erhöhten Aufwand für die Vertriebsabwicklung begründet. Ein kurzer Check im Tarifkalkulator und ein Anmeldeversuch außerhalb des Vorarlberger Netzes haben jedoch ergeben, dass ein Strombezug über die vkw außerhalb des eigenen Netzes in Österreich nicht möglich ist.

Die **EWK** (Wels Strom GmbH) gibt an, sie würde bei den Preisen eine Differenzierung durch unterschiedliche Beschaffungsstrategie als Reaktion auf unterschiedliche Charakteristika der Kund:innensegmente vornehmen. Es wird weiter angegeben, dass gewisse Tarife ausschließlich im eigenen Netz angeboten werden und andere Tarife (zB Online Tarife) österreichweit.

Die beiden Unternehmen **Energie Steiermark** und die **Verbund AG** geben an, dass es 2023 zu keiner regionalen Differenzierung gekommen ist und auch zu keinen Einschränkungen für Neukund:innen. Beide Unternehmen bieten Strom österreichweit an.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass von den neun Landesenergieversorgern nur drei (**Energie Stm.**, **Energie AG OÖ**, **KELAG**) unter ihrem Namen österreichweit Stromtarife anbieten. Zwei Landesenergieversorger (**TIWAG**, **vwk**) und die **IKB** beschränken sich ganz allgemein zum größten Teil auf ihr Netzgebiet. Die **Salzburg AG** bietet bundesweit nur unter ihrer Zweitmarke **My Electric** Strom an und die **Energie Allianz Austria** mit ihren syndikatsvertraglich verbundenen Unternehmen **Wien Energie**, **EVN** und **Energie Bgl.** bieten nur mit ihren (wirtschaftlich wenig bedeutenden) Marken **Switch** und **NKG** bundesweit an.

Aus wettbewerbsökonomischer Sicht liegt die Strategie nahe, mit günstigeren Zweitmarken (mit anderem Namen und Auftritt) wechselwillige Kund:innen zu halten, während inaktive Kund:innen weiter in angestammten Verträgen bleiben.

6.3 Beschaffung der EVUs aus eigenen Konzerngesellschaften

LEV und große Stadtwerke wurden zu ihrem Umgang mit der Beschaffung aus eigenen Konzerngesellschaften befragt. Eine grundlegende Erkenntnis aus den Antworten ist: auch wenn eine konzerneigene Stromproduktion stattfindet, werden - mit einzelnen Ausnahmen - die Strommengen, welche in den Vertriebsschienen der Konzerne benötigt werden, zu Marktpreisen gekauft.

Manche Unternehmen gaben an, dass sie über keine eigenständigen Aktivitäten im Bereich Stromerzeugung verfügen und somit darauf angewiesen sind, Strom ausschließlich am Großhandelsmarkt und zu Marktpreisen einzukaufen.

Andere EVUs haben eigene Trading-Einheiten geschaffen, die als Dienstleister den Zugang zu den Energiegroßhandelsmärkten übernehmen. Dabei haben die Vertriebsgesellschaften zum Teil keine direkten Vertragsbeziehungen zur Lieferung von erzeugter Energie aus Erzeugungsanlagen bzw. Bezugsrechten des EVUs. Der Bedarf an Strom wird zu Marktpreisen bzw. zu von Marktpreisen abgeleiteten Preisen gekauft. Als Basis für Stromkäufe und -verkäufe dient z.B. eine Hourly Price Forward Curve, deren Preisniveau die Settlement Preise für Strom in Österreich am Terminmarkt der European Energy Exchange (EEX) in Leipzig widerspiegelt.³⁷

Ein weiteres EVU gibt an, dass die konzerninterne Produktion nach individuellen Vermarktungsstrategien am Markt verkauft und nicht den Beschaffungsportfolios des Vertriebs zugerechnet wird.

Manche EVUs geben an, dass es für den Vertrieb keine Beschaffung von Strom aus eigenen Konzerngesellschaften gibt. Die Beschaffung für den Vertrieb erfolgt als Bestellung von Profilen an den Energiehandel des jeweiligen EVUs. Der Energiehandel führt die Eindeckung durch Kauf handelbarer Produkte am OTC Markt³⁸ und an

³⁷ Die HPFC ist eine stundenscharfe Prognose von Energiepreisen, dh jeder zukünftigen Stunde für die nächsten drei bis vier Jahre wird ein individueller Preis zugeordnet, ausgehend von historischen Preisinformationen und den bekannten Informationen über den Prognosezeitraum.

³⁸ OTC steht für „over the counter“, es handelt sich dabei um den außerbörslichen Handel welcher meisten zwischen zwei Parteien stattfindet.

Spotbörsen durch. Jedoch, sollten in bestimmten Fällen im Sinne der Konzern-Portfoliobewirtschaftung Beschaffungsmengen mit Erzeugungsmengen übereinstimmen, so kann der Energiehandel diese Position auch innerhalb des Konzerns erfolgen. Die Bewertung erfolgt in diesem Fall ebenso zu Marktpreisen.

Bei manchen EVUs sind sowohl die Erzeugungseinheit als auch der Energiehandel und der Vertrieb nicht als eigene Konzerngesellschaften organisiert. Die Beschaffung von Strom aus der Eigenerzeugung für den Vertrieb erfolgt nachfolgenden Grundsätzen: Die Mengen werden immer zum jeweils aktuellen Marktpreis „at-arms'-length“ aus der Eigenerzeugung entnommen und an den Energiehandel geliefert. Dieser verwendet die Mengen zur Deckung der jeweiligen Kundenportfolien. Eine Alternative zu diesem Grundsatz ist die Beschaffung über OTC-Geschäfte mittels physischer Forward-Kontrakte, über die Börse mittels finanzieller Future-Kontrakte und durch interne Übertragung aus dem Erzeugungsportfolio zu regeln.

Um kurzfristige Flexibilität zu gewährleisten, gab es bei manchen EVUs folgende Änderung: Es wurde ermöglicht, dass bestimmte Anteile aus dem Erzeugungsportfolio durch Managementvorgaben nicht mehr zu Großhandelsmarktpreisen, sondern kostendämpfend zu Gestehungskosten übertragen werden können.

Die Beschaffung von Strom aus eigenen Konzerngesellschaften beschränkt sich bei manchen EVUs auf bestimmte Erzeugungsformen, welche durch verbundene Gesellschaften betrieben werden.

Die Beschaffungsstrategie eines der EVUs erfolgt so, dass ein Großteil der benötigten Energie nach Zeitintervallen, von 21 bis 9 Monate nach Erfüllung/Belieferung rollierend beschafft wird und zwar zu EEX Settlement-Preisen.³⁹ Die konzerneigene Erzeugung orientiert sich dann preislich am selben Zeitraum wie diese rollierende Beschaffung.

Zur Eigenproduktion von Strom wurde eine weitere Frage gestellt. In dieser sollte ergründet werden, wie viel der vertriebenen Strommengen für einzelne Kundengruppen zu welchen Preisen und über welche der folgenden Bezugsschienen erworben wurden:

- OTC

³⁹Unter einer rollierenden Beschaffung versteht man die Unterteilung einer Fahrplanlieferung in beliebig vielen Bruchteilen, die zu verschiedenen Zeitpunkten gekauft werden. Unter Fahrplanlieferung werden Lieferungen für einen zu definierenden Zeitraum (idR Jahr, Quartal, Monat) verstanden, deren Leistung in jeder Stunde verschieden sein kann.

- Börse
- Eigene Produktion.

Die meisten EVUs machten Angaben zu Strombezügen über die Börse oder zu OTC. Zur Bezugsschiene „Eigene Produktion“ kamen aber nur von sechs Unternehmen Angaben.

7 Beschaffungsstrategien Strom

Wesentlich für die Bewertung der Bepreisung von Energie sind die Beschaffungsstrategien der Unternehmen. Da es sich dabei um nicht-öffentliche, betriebsinterne Informationen handelt, wurde im Wege einer Befragung erhoben, wie die unterschiedlichen Strategien gestaltet sind.

Alle befragten Unternehmen haben Angaben zu ihren Einkaufsstrategien von Strom für Haushaltskund:innen und Unternehmen (Nicht-Haushalte mit einem Bezug von weniger als 4 GWh/Jahr) gemacht. Deutliche Unterschiede gab es im Detailierungsgrad der Antworten. Große, ebenso wie kleinere Unternehmen antworteten ausführlich auf die gestellten Fragen und stellten eine Reihe erläuternder Dokumente (bspw Handelsbücher) zur Verfügung. Fünf Unternehmen antworteten sehr knapp und fügten keinerlei Unterlagen bei. Zudem hat ein Unternehmen keine Angaben zur Zeitperiode 2018-2020 gemacht, sondern lediglich für 2021 bis 2023. Zwei weitere haben, neben den sehr knappen Antworten, keinerlei Angaben für größere Abnehmer:innen bis 4 GWh übermittelt. Weder die Größe noch die Heterogenität des Kundenstockes der befragten Unternehmen bot eine Erklärung für die Unterschiede der Antwortqualität. Es ist zu vermuten, dass auch das interne Risikomanagement bei Unternehmen in ähnlicher Weise höchst unterschiedlich komplex ausfällt.

Alle Befragten gaben an, dass die Vertriebsabteilungen des Konzerns bzw die Lieferanten zwar die Beschaffung in Auftrag gegeben, aber nicht selbst durchgeführt haben (s auch Kapitel 6). Entweder konzerninterne Handelsabteilungen oder Handelsabteilungen von Mutter- oder Schwestergesellschaften haben die Beschaffung übernommen. Aus diesem Grund wurden die Antworten der befragten Unternehmen aus unterschiedlichen Perspektiven abgegeben. Ein Teil machte Angaben aus der Sicht des Vertriebs, wie sich der Auftrag an die Handelsabteilungen/-häuser darstellte und welche Gestaltungsmöglichkeiten bestanden. Der andere Teil der befragten EVUs hatte den Schwerpunkt seiner Antworten aus der Sicht des Handels abgegeben und stellte detaillierter dar, welche Vorgaben und Freiheiten im Handel selbst bestanden.

Demgemäß waren vergleichende Aussagen über die Antworten zu den Beschaffungsstrategien in der vorliegenden Darstellung nur bedingt möglich.

7.1 Risikoaufteilung und Portfoliobildung

Die Zuordnung der Risikotragung zwischen Vertriebs- und Handelseinheit wurde von den befragten Unternehmen unterschiedlich gestaltet. In internen Vereinbarungen zwischen den Abteilungen, konzerninternen Risikohandbüchern oder externen Verträgen wird festgelegt, von welchem Bereich welche der verschiedenen Risiken (z.B. Mengen-, Preis-, Liquiditäts-, Counterpartrisiko, ...) zu tragen sind. Die Aufteilung des Mengen- und Preisrisikos wurde jedoch sehr einheitlich gestaltet. Der Vertrieb übernahm üblicherweise das Mengenrisiko, während das Marktpreisrisiko für die vertriebsseitig angebotenen Preismodelle typischerweise vom Handelsbereich abgedeckt wurde.

Alle befragten Unternehmen gaben an, eine klare Trennung des gesamten Endkundenstocks vorzunehmen und für bestimmte Gruppen eine deutliche Differenzierung in den Einkaufsstrategien vorzusehen. Die Methode des Vertriebs, wie das ihm zugeordnete Mengenrisiko in den beiden Kundengruppen minimiert wird, unterschied sich deutlich: Für **Kleinkund:innen** wurde das Risiko, falsche Mengen zu beschaffen, durch die Optimierung der Mengenprognosen reduziert, während für **größere Kund:innen** Abnahmeverpflichtungen von Mengen bereits in den Verträgen vereinbart wurden. Diese Methode wurde von allen befragten Unternehmen eingesetzt.

Als zentrales Merkmal zur Trennung der Kundengruppen und damit der Vorgehensweise in der Beschaffung wurde neben der Voraussetzung einer Lastgangmessung die Abnahmemenge der Kund:innen genannt. Haushalte und Kleinstunternehmen bis etwa 100.000 kWh Abnahmemenge wurden Standardprodukte ohne weitere Verhandlungsmöglichkeit verkauft. Diese Kunden werden in diesem Abschnitt unter dem Begriff **Kleinkund:innen** zusammengefasst.

Als **Geschäftskund:innen** werden hier größere Kunden von ca. 100.000 kWh bis 4 GWh bezeichnet. Geschäftskund:innen haben die Möglichkeit, individuelle Vertragsvereinbarungen abzuschließen. Die Grenze, ab wann individuelle Produktgestaltungen den Kund:innen tatsächlich ermöglicht wurden, unterschied sich etwas in den Unternehmen. Fast alle Unternehmen vereinbarten ab 100.000 kWh – Lastgangmessung vorausgesetzt – individuelle Verträge. Ein Unternehmen gab an, während des Berichtszeitraumes die Grenze von 1 GWh auf 100.000 kWh gesenkt zu haben.

Für Kleinkund:innen werden oft Einkaufsportfolio(s) gebildet. Drei Unternehmen gaben explizit an, dass sie für jeweilige Preismodelle (Preisgarantie, indizierter Preis, Floater...) begonnen haben, Subbedarfe zu ermitteln. Waren diese ausreichend statistisch belastbar, wurden separate Bedarfsprognosen und Subportfolios für diese Modelle erstellt. Mit dieser Vorgehensweise konnte das Preisrisiko mittels möglichst kongruenter Beschaffungsmodelle entsprechend der Preisbildungslogik des dahinterliegenden Produktes geringgehalten werden. Zwei Lieferanten gaben an, für Kleinkund:innen, die im Rahmen von Neukundenkampagnen gewonnen wurden, ebenfalls separate Beschaffungsportfolios zu bilden. Weiters unterschieden langansässige Lieferanten ihre Portfolios zwischen der Beschaffung der Mengen für Kleinkund:innen innerhalb des Netzgebietes des verbundenen Unternehmens und jener, die dem österreichweiten Vertrieb dienen.

Der Trend dürfte im Laufe des Beobachtungszeitraums weg von einem Portfolio für die gesamte Kleinkundengruppe in Richtung Portfolios nach dahinterliegenden Produkttypen stattgefunden haben.

Bei Geschäftskunden (bis 4 GWh Abgabemenge) gaben alle befragten Unternehmen an, eine deutlich andere Vorgehensweise in der Beschaffung verglichen zu Kleinkund:innen vorzunehmen. Eine Bündelung von Kundenmengen in Einkaufsportfolios ist hier üblicherweise nicht sinnvoll, da die Produkte individuell gestaltet waren.

7.2 Unterschiede der Beschaffungsstrategien nach Kundengruppen

Geschäftskund:innen haben ein Lastprofil über die Mengen, die sie für ihren Betrieb benötigen, über ihre Lastgangmessung zur Verfügung. Auf Basis ihres Profils holten diese Angebote bei den Lieferanten ein. Die Lieferanten kalkulierten den Angebotspreis tagesaktuell entsprechend dem individuellen Energiebedarf. Dem Kunden wurde zunächst ein Angebot auf Basis des Lastprofils gelegt, die Beschaffung erfolgte erst unmittelbar nach einem erfolgreichen Abschluss. Bei dieser sogenannten **back-to-back Beschaffung** trug der Lieferant nur für die Dauer der Gültigkeit des Angebots das Risiko steigender Marktpreise. Der Kaufzeitpunkt fällt somit so nah wie möglich mit dem Datum des Vertragsabschlusses zusammen und die Mengenbeschaffung entspricht dem Lastprofil der Kund:innen. Eine langfristige Beschaffungsstrategie musste für diesen Kund:innen nicht entwickelt werden. Die Preise am Großhandelsmarkt werden unmittelbar an Kund:innen weitergegeben. Daher reagierten die Geschäftskundenpreise

rascher auf Marktpreientwicklungen. Als Bestandteil des Liefervertrages vereinbarten Energielieferanten mit den Geschäftskund:innen regelmäßig sogenannte Mehr-/Mindermengenregelungen. Mit einem gewissen Preisaufschlag wurden damit Abweichungen vom Lastprofil in einem festgelegten Rahmen vertraglich mitabgedeckt. Fast alle befragten Unternehmen gaben an, für größere Kund:innen (bis 4 GWh Abgabemengen) back-to-back zu beschaffen.

Im **Kleinkundenbereich** enthalten die Verträge keine Bezugsverpflichtung der Kund:innen. Um das Mengenrisiko für den Vertrieb zu senken, werden für die angebotenen Standardprodukte Mengen aus Einzelverträgen in Portfolios zusammengefasst.

Die Bedarfsmengen werden im Bündel als sogenannte Summenlastprofile prognostiziert, dann vorab schrittweise beschafft und anschließend abverkauft (**rollierende Beschaffung**). Die Voraussagen zum künftigen Mengenabsatz werden in engen Zeitabständen anhand von Indikatoren zum Abnahmeverhalten (Wirtschaftslage, Wechselverhalten, PV-Installationen...) von den Unternehmen aktualisiert.

Die so ermittelten Bedarfsmengen (Summenlastprofile) werden in Teilmengen (Abbildung 22) zerlegt und rollierend zu verschiedenen Zeitpunkten schrittweise an den Großhandelsmärkten oder aus Eigenerzeugung beschafft.

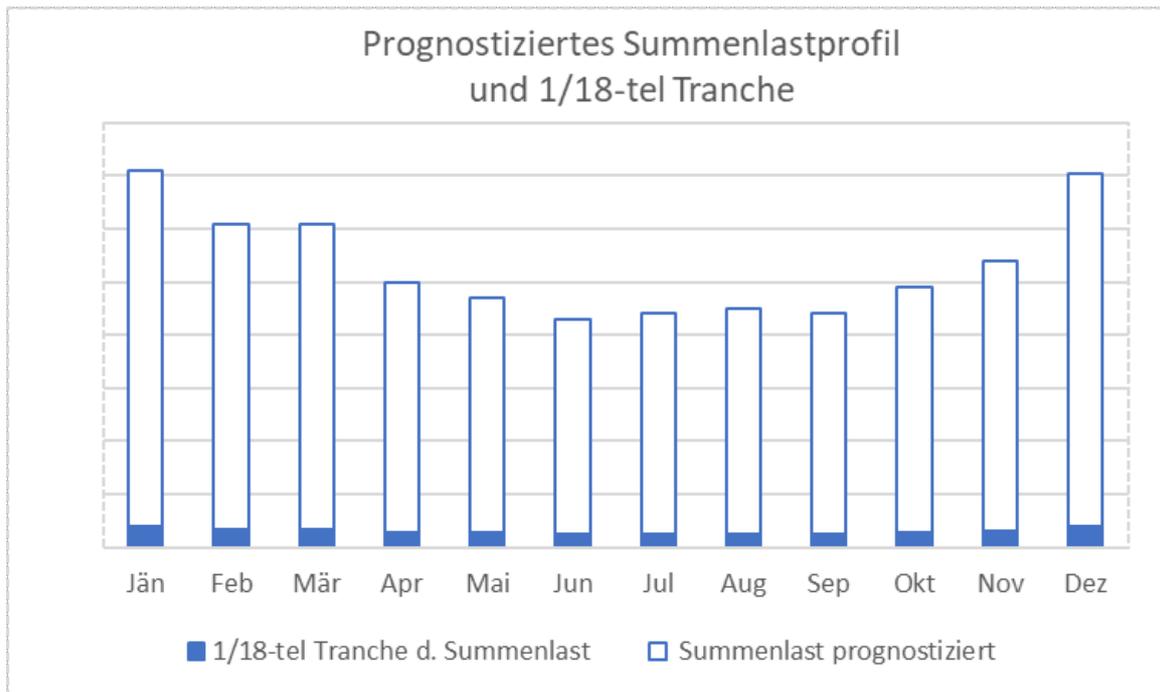


Abbildung 22 Symbolbild Unterteilung des prognostizierten Summenlastprofil in Monatstranchen.

Grundsätzlich wurde von allen befragten Unternehmen angegeben, eine rollierende Beschaffung der gebündelten, prognostizierten Bedarfsmengen für Kleinkund:innen angewandt zu haben. Unterschiede zeigten sich jedoch in der Länge, im Start- und Endzeitpunkt der angegebenen Beschaffungshorizonte, in den Beschaffungszeitpunkten, in der Art und im Ausmaß der zeitlichen Unterteilung von Einkaufsmengen in Staffel und Tranchen, im Ort der Beschaffung sowie in der Flexibilität beschlossene Strategien auch wieder zu ändern.

7.3 Zeitlicher Horizont und Handelsort

Der längste angegebene Beschaffungszeitraum, in dem vorab auf den Terminmärkten oder über Eigenerzeugung einkauft wurde, betrug 36 Monate. Gleichzeitig war 36 Monate vor Lieferbeginn auch der früheste angegebene Startpunkt der Beschaffung. Der kürzeste angegebene Horizont betrug neun Monate. Eine Tendenz für einen bevorzugten Zeitpunkt des Starts der Beschaffung war in den Angaben nicht zu erkennen. Der Grund lag in der getrennten Bewirtschaftung von Portfolios nach Produkttypen mit unterschiedlichen Preismodellen (Abbildung 23). Damit konnte ein Unternehmen auch mehrere Startpunkte der Beschaffung, getrennt nach Portfolios, angeben.

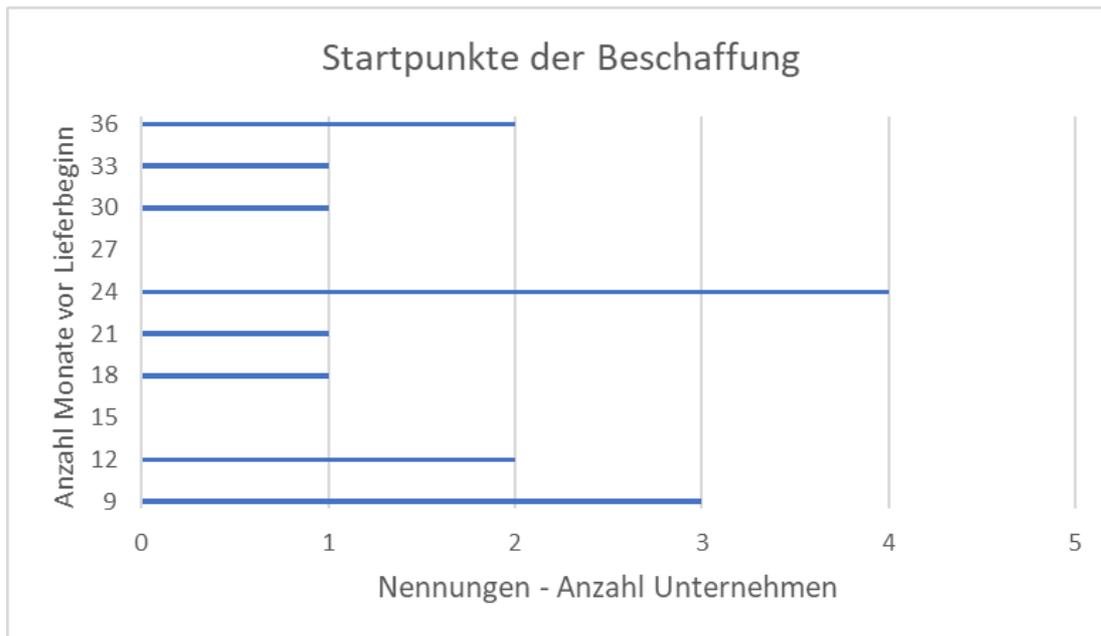


Abbildung 23 Startpunkte der Beschaffung.

Die Angaben zum Endpunkt der rollierenden Beschaffung lagen maximal neun Monate vor Lieferbeginn. Wurde aus Eigenerzeugung beschafft, wurde für diese ein eigener eher früherer Beschaffungszeitraum festgelegt. Dabei hatten drei Unternehmen feste Prozentanteile ihrer prognostizierten Beschaffungsmengen für den Spotmarkt bereits in ihren vorab festgelegten Strategien vorgesehen. Eine kurzfristige Optimierung aller Portfolios am Spotmarkt ist in der Praxis eine übliche und sinnvolle Vorgehensweise. Sie fand nicht immer Erwähnung in den Angaben der Unternehmen, aber wird wohl regelmäßig von den Handelsbereichen durchgeführt.

Die zeitliche Aufteilung der Beschaffungsmengen für Kleinkund:innen wird auf vielfältige Weise von den befragten Unternehmen gestaltet. Als die einfachste Form einer zeitlichen Unterteilung ist die rein lineare Vorgabe der Beschaffung von n-Teilmengen in n-Handelstagen zu sehen. Diese handelstägliche Beschaffung wurde von fünf Unternehmen vorgenommen. Variationen der linearen Mengenaufteilung wurde von weiteren sechs Unternehmen zum Einsatz gebracht, wie bspw. die lineare Aufteilung der Mengen in n-Monate oder n-Quartale. Flexibilitäten in der linearen Staffelung wurde in vier dieser Fälle vorgesehen, indem +/-Mengenkorridore erlaubt wurden, innerhalb derer sich die tatsächlich beschaffte Menge von der linear vorgegebenen Sollmenge wegbewegen durfte (Abbildung 24).

Vier Unternehmen gaben an, fixe Prozentsätze der Beschaffungsmengen für bestimmte Zeitstaffeln in der Strategie vorab festzulegen. Der Beschaffungshorizont wurde laut Angaben der Unternehmen in zwei bis fünf Zeitstaffeln unterteilt. Innerhalb einer Staffel wurden Variationen der oben genannten linearen Aufteilung von Mengen vorgenommen. Da einige Unternehmen für dahinterliegende Kleinkundenprodukte mehrere Einkaufsportfolios bildeten, kamen auch hier gegebenenfalls vom gleichen Unternehmen verschiedene Methoden der Mengenunterteilung zur Anwendung.

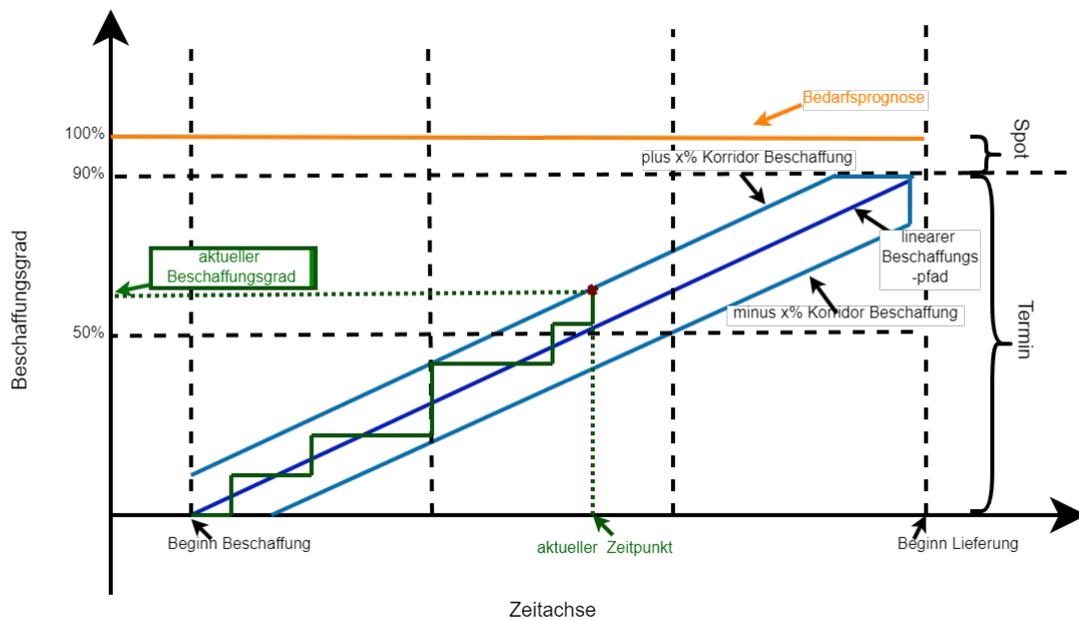


Abbildung 24 Schematische Darstellung Beschaffungspfad.

Die Festlegung des Zeitpunktes für den Kauf wurde in den Unternehmen ebenfalls unterschiedlich geregelt. Der Kaufzeitpunkt konnte starr handelstäglich sein, womit ungeachtet der Preissituation an jedem Handelstag während der Beschaffungsperiode ein n -tel der Menge beschafft wurde. Oder es wurde ein Kalendertag im Monat, der unter bestimmten Bedingungen verschiebbar war, festgelegt. Es wurden auch Modelle mit dynamischen Zeitpunkten, die typischerweise in Verbindung mit Limits (siehe unten) ausgelöst wurden, eingesetzt. Zur Vermeidung von zeitlichem Hinausziehen der Beschaffung von Mengen, wurden bei flexiblen Einkaufszeitpunkten strikte Vorgaben zur Einhaltung von Mengenkontingenten eingesetzt und waren Bestandteil der vorab festgelegten Strategien.

Preislimits, wie etwa Stopp-Loss und Take-Profit, kamen in zum Teil komplexen Handelsstrategien zum Einsatz. Die Limits konnten Ein- aber auch Verkäufe innerhalb einer bestimmten Zeitperiode automatisch auslösen. Sechs Unternehmen gaben an, zumindest temporär während der gesamten Abfrageperiode von 2018 bis 5/2023 oder partiell für bestimmte Beschaffungsportfolios, Preislimits in ihren Strategien vorgesehen zu haben. Zwei Unternehmen machten keine expliziten Angaben betreffend Limits in der Beschaffung für Kleinkund:innen, die übrigen fünf Unternehmen gaben an, keine Preislimits eingesetzt zu haben.

Hinsichtlich des Handelsortes gaben vier Unternehmen an, ihre Mengen - mangels Zugangs zur Börse - im OTC-Markt über bilaterale Verträge zu beschaffen. Die meisten Unternehmen, die aus Sicht des Vertriebes antworteten, machten dem Handelsbereich keine Vorgaben und überließen es ihm zu entscheiden, wo die Mengen beschafft wurden (OTC, Börse, Eigenerzeugung). Vier Unternehmen gaben an, sowohl auf der Börse als auch am OTC-Markt ihre Einkäufe zu tätigen. Sechs Unternehmen gaben an gewisse Mengen aus der Eigenerzeugung zu beziehen und haben dies in Ihren Beschaffungsstrategien auch so festgelegt. Abnahmemengen aus Überschusseinspeisung der Kund:innen wurden dabei auch als Eigenerzeugung betrachtet. Die Eigenerzeugung wurde von vier Unternehmen ausnahmslos zu marktkonformen Preisen bewertet. Zwei Unternehmen gaben an, seit einem gewissen Zeitpunkt ihre Eigenerzeugung für den Vertrieb zu Gestehungskosten bewertet zu haben.

7.4 Flexibilitäten in der Anpassung der Strategien

In der Anpassung von Beschaffungsstrategien standen den befragten Unternehmen sehr unterschiedliche Spielräume zur Verfügung. Die Möglichkeit, Änderungen in den Prognosen für Abnahmemengen regelmäßig im Bestellvorgang an den Handel weiterzugeben, wurde von fünf Unternehmen als Flexibilität gesehen und angegeben. Diese Anpassungsmöglichkeit wurde wahrscheinlich bei allen befragten Unternehmen im gewissen Rahmen eingeräumt, aber nicht alle Unternehmen machten Angaben dazu. In den vier Unternehmen, die Prozentsätze zur Aufteilung der Gesamtprognosemenge in zeitliche Staffelmengen vorsahen, konnten die Prozentsätze per Beschluss in regelmäßigen Abständen angepasst werden. Mittels der Prozentpunkte konnte der Beschaffungsschwerpunkt zwischen langfristiger und kurzfristiger Beschaffung verschoben werden. Die Möglichkeit zur Stundung von Trancheneinkäufen wird von zwei und die Einrichtung von quartalsmäßigen Beschlusskomitees zur Änderung von Strategien wird von einem Unternehmen als zur Verfügung stehende, kurzfristige Flexibilität angegeben. Drei Unternehmen gaben an, in außertourlichen Beschlüssen ihre Strategie

grundlegend – zum Teil nur temporär – während der Zeitperiode 2018 bis 5/2023 angepasst zu haben. Drei Unternehmen hatten keine Möglichkeit eingeräumt, kurzfristig an festgelegten Beschaffungsstrategien etwas zu ändern.

Zeitliche Aufteilung der Einkaufsmengen	linear handelstächlich	linear Monate Quartale	Mengen Staffeln in Prozentsätze
Anzahl der Nennung*	4	6	4
Einsatz Limits	Ja, zum Teil partiell	nein	keine Angaben
Anzahl der Nennung*	6	5	2
Flexibilität in Strategie	Ja, zumindest tw.	nein	keine Angaben
Anzahl der Nennung	10	3	0
Handelsort	Börse	OTC	Eigenerzeugung
Anzahl der Nennung	4	8	6
Bepreisung Eigenerzeugung	Marktpreis	Gestehungs- kosten	keine Erzeugung oder k.A.
Anzahl der Nennung*	6	2	7

Abbildung 25 Überblick der Strategieparameter (*Mehrfachnennungen der Unternehmen möglich).

Eine weitere Methode Flexibilität in die Gestaltung der Beschaffung zu bringen und gleichzeitig dennoch das Risiko zu begrenzen, war die Ausgliederung eines fixen Prozentsatzes der Beschaffungsmenge aus dem gesamten Bedarf des Vertriebs. Dieser wurde unabhängig von den dahinterliegenden Produkten und Kundensegmenten gebildet. Zwei Unternehmen gaben an, als Teil der Beschaffungsstrategie diese Methode zu verwenden. Einkaufshorizont, Mengestaffelung, Festlegung der Kaufzeitpunkte und Ausmaß zur flexiblen Änderung der Vorgaben für diese Portfolios unterschieden sich deutlich von der Bewirtschaftung der übrigen Portfolios.

8 Preisentwicklungen bei Endkund:innen

8.1 Preisdaten

Die in diesem Bericht beschriebenen unterschiedlichen Handelsstrategien der Unternehmen spiegeln sich auch in einem äußerst heterogenen Bild an Produkten bzw. Preisen für Endkund:innen wider. Nachdem im Ersten Zwischenbericht die grundsätzliche Zusammensetzung der Endkundenpreise illustriert wurde und anhand von Daten der E-Control annäherungsweise Preisentwicklungen nachvollzogen werden konnten, sind diese für den vorliegenden Bericht von den Unternehmen direkt abgefragt worden. Ausgewertet werden in diesem Abschnitt die gemeldeten Preise für bestehende Kund:innen, nicht jedoch die aktuellen Neukundenangebote.

Um diese Marktergebnisse für Endkund:innen adäquat beurteilen zu können, wurden dafür durch die Taskforce mittels Fragebögen die verbrauchsabhängigen Preise (Arbeitspreise) für Strom bzw. Gas, die von den größten Energieunternehmen in Österreich für Verträge mit Endkund:innen angesetzt waren, in monatlicher Frequenz für den Zeitraum **Jänner 2021 – Jänner 2024** abgefragt. Die verpflichtenden Auskunftsverlangen wurden an die Vertriebsgesellschaften der Landesenergieversorger, der größeren Stadtwerke und der Verbund AG versendet.⁴⁰

Auf Basis früherer Marktuntersuchungen wurde hierfür in Tarife für Haushalte bzw. (Klein-)Unternehmen unterschieden. Anzugeben war von den Respondenten die jeweilige Anzahl an Zählpunkten von Haushalten bzw. Unternehmen für bestimmte Preiskategorien zwischen 0 und >61 Cent/kWh. Zum Zeitpunkt der Abfrage wurde angenommen, dass Preise weit über 61 Cent/kWh nur in Ausnahmefällen vorkommen sollten. Bemerkenswerterweise konnten jedoch noch im Jänner 2024 bei manchen Energieversorgern angesetzte Arbeitspreise von 61 Cent bis hin zu nahezu 1€/kWh (!) netto beobachtet werden.

Es muss zusätzlich angemerkt werden, dass den jeweiligen Preisen natürlich keine Mengen zugeordnet werden können. Diese Auswertung beschäftigt sich also immer mit

⁴⁰ S Erster Zwischenbericht, 7.

der Anzahl an Zählpunkten pro bestimmter Preiskategorie, jedoch nicht damit, welcher tatsächliche Verbrauch an diesem Zählpunkt letztlich abgerufen wurde.

8.2 Strom – Haushalte

Abbildung 26 zeigt die Verteilung der Strompreise für Haushalte, jeweils aggregiert für alle abgefragten Unternehmen mit und ohne Abzug von Rabatten. Die Auswertung umfasst etwa 3,8 Millionen Zählpunkte für Haushalte, sowie etwa 674.810 Zählpunkte für Unternehmen.

Im gewichteten Durchschnitt (orange durchgehende Linie) ist ein stetiger Anstieg des Preislevels von Dezember 2021 bis Mai 2023 erkennbar, wobei Rabatte (orange gestrichelte Linie) eine immer stärkere Rolle spielen. Anschließend zeigte sich das Preisniveau bis Jänner 2024 annähernd stabil.

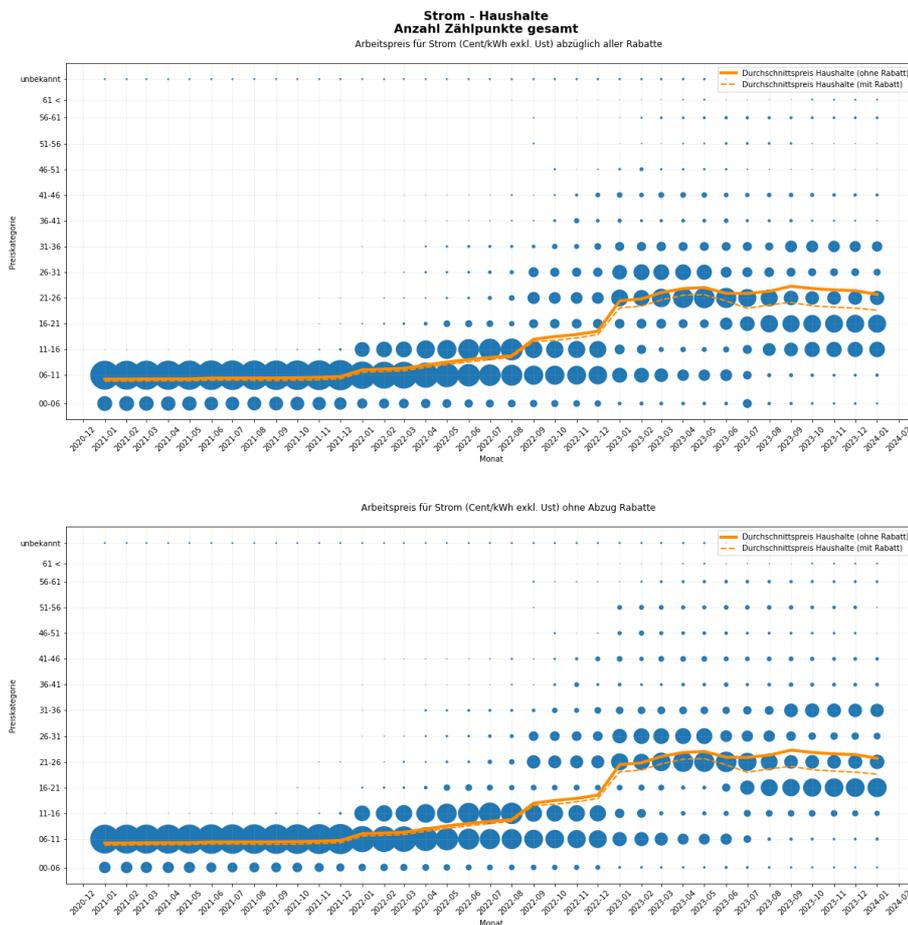


Abbildung 26: Anzahl Strom-Zählpunkte von Haushalten in Preiskategorien.

Besonders hervorstechend ist die starke Streuung der Arbeitspreise. Ab dem Jahr 2023 befanden sich sowohl in der höchsten abgefragten Kategorie (> 61 Cent/kWh), als auch in der untersten Kategorie (0-6 Cent/kWh) mehrere Tausend Zählpunkte. Dies gilt sowohl für die Auswertung abzüglich aller Rabatte als auch ohne den Abzug der Rabatte.

Ebenso zeigt sich erhebliche Varianz rund um den Durchschnitt. Der Großteil der Zählpunkte für Haushalte fand sich im Jänner 2024 in einer Preisbandbreite zwischen 11 und 36 Cent/kWh. Mit dem 2. HJ 2023 wurde jedoch eine gewisse zweiteilige Entwicklung deutlich. Es gab hier erste Preissenkungen bei bestimmten Tarifen, gleichzeitig kam es aber – zumeist auf Basis von Indexklauseln – bei anderen Tarifen zu teils signifikanten Preiserhöhungen.

In den letzten Monaten des Betrachtungszeitraumes zeigte sich ein geringfügig rücklaufender Trend. Im Vergleich zum Vorkrisenniveau zeigten sich mit Ende Jänner 2024 immer noch höhere Preise.

8.3 Strom – Kleinunternehmen

Abbildung 27 zeigt dieselbe Auswertung, jedoch für Kleinunternehmen. Wiederum sind hier die Daten sämtlicher Respondenten zusammengefasst. Die Trends der durchschnittlichen Preisentwicklung sind dabei grundsätzlich gleichlaufend. Hinsichtlich der Preishöhe zeigen sich keine signifikanten Unterschiede zu den Haushaltspreisen.

Bei Kleinunternehmen kann die Streuung der Preise im Vergleich zu den Haushalten jedoch noch einmal verstärkt beobachtet werden. Insbesondere befindet sich eine verhältnismäßig größere Anzahl an Zählpunkten in den höheren Preiskategorien bei über 36 Cent/kWh. Auch die oben genannten gegenläufigen Effekte im Jahr 2023 können, wie bei den Haushaltspreisen, ausgemacht werden. Es kommt einerseits zu Preissenkungen bei manchen Produkten, und gleichzeitig weiterhin zu starken Preiserhöhungen bei anderen Produkten.

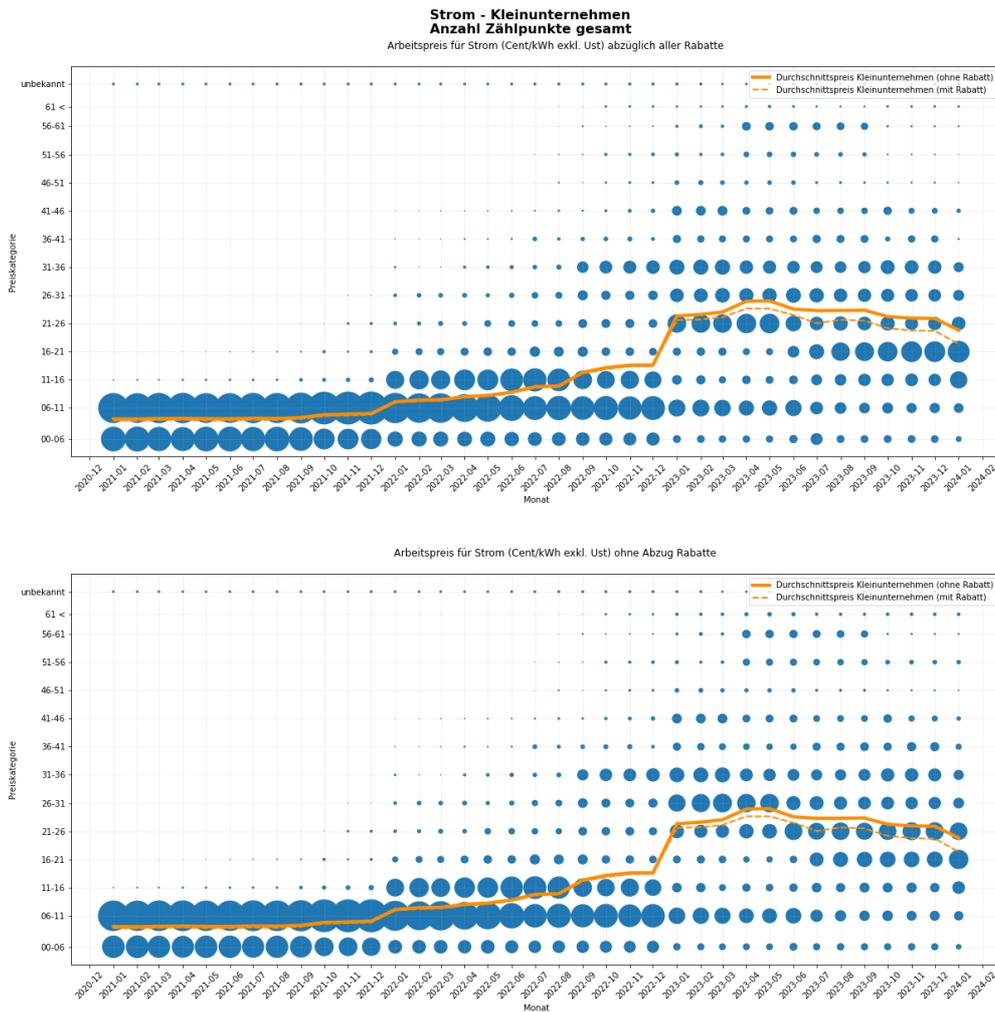


Abbildung 27 Anzahl Strom-Zählpunkte von Kleinunternehmen in Preiskategorien.

8.4 Gas - Haushalte

Abbildung 28 zeigt die Verteilung der Gaspreise für Haushalte aggregiert für alle abgefragten Unternehmen. Die Auswertung umfasst 818.277 Zählpunkte für Haushalte, sowie 104.873 Zählpunkte für Unternehmen.

Im Durchschnitt ist ein stetiger Anstieg des Preises von September 2021 bis Jänner 2023 erkennbar. Anschließend blieb auch bei Gas das Preisniveau bis Jänner 2024 annähernd

stabil, mit nur leichter Absenkung ab September 2023. Zieht man die Preiskurve mit Abzug von Rabatten heran, wird deutlich, dass die Gaspreise im Durchschnitt im 1. HJ 2023 relativ konstant im Bereich von 11-16 Cent/kWh blieben und danach vielfach unter 11 Cent/kWh sanken. Zählpunkte in der Kategorie > 16 Cent/kWh liegen jedoch teils deutlich über den fiktiven Einkaufskosten am Großhandel (s Kapitel 8.7).

Ebenso zeigt sich aber wie bei Strom eine starke Streuung über fünf bzw teilweise sechs Preiskategorien. Die höchsten Gasarbeitspreise lagen in der Kategorie 26-31 Cent/kWh, was eine zwischenzeitliche Verfünf- bzw Versechsfachung der Preise im Vergleich zur Zeit vor der Krise bedeutete.

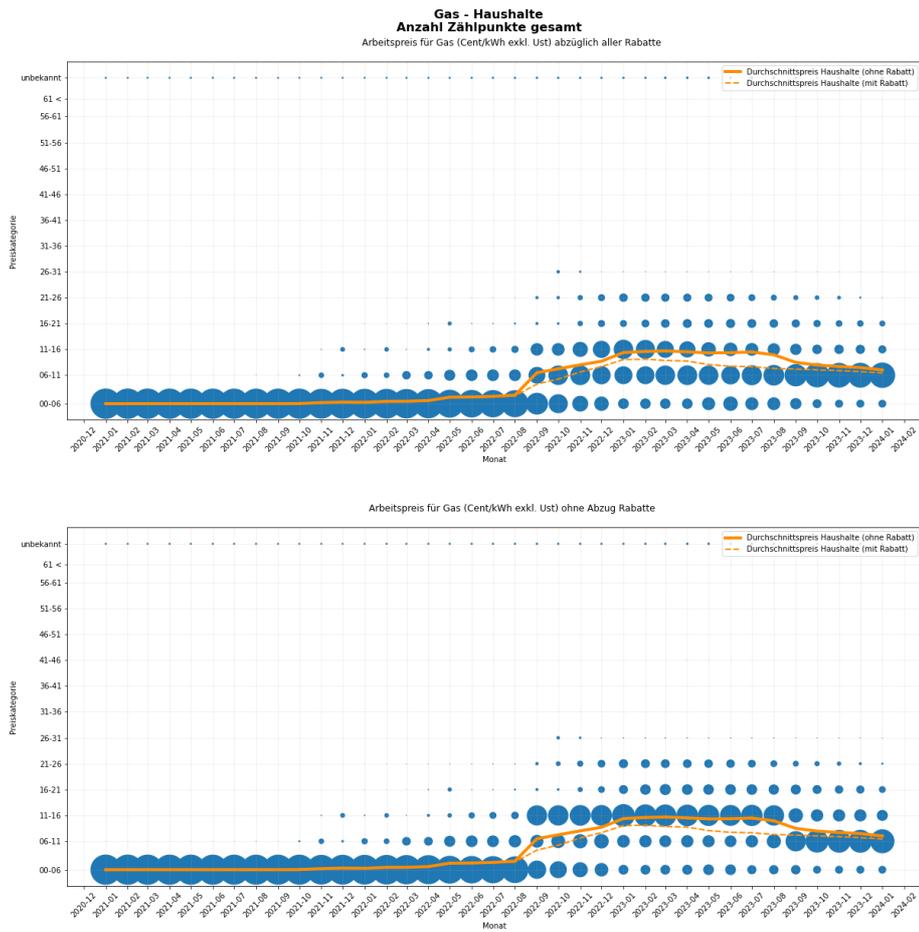


Abbildung 28: Anzahl Gas-Zählerpunkte von Haushalten in Preiskategorien.

8.5 Gas - Kleinunternehmen

Ähnlich wie bei den Strompreisen, ist bei den Gaspreisen für Kleinunternehmen noch eine stärkere Streuung im Vergleich zu Haushalten erkennbar. Auch die Maximalpreise liegen höher, in der Kategorie 31-36 Cent/kWh.

Der gewichtete Durchschnitt liegt auf einem ähnlichen Niveau, wobei es im Gegensatz zu den Haushaltspreisen kaum einen Einfluss der Rabatte gibt.

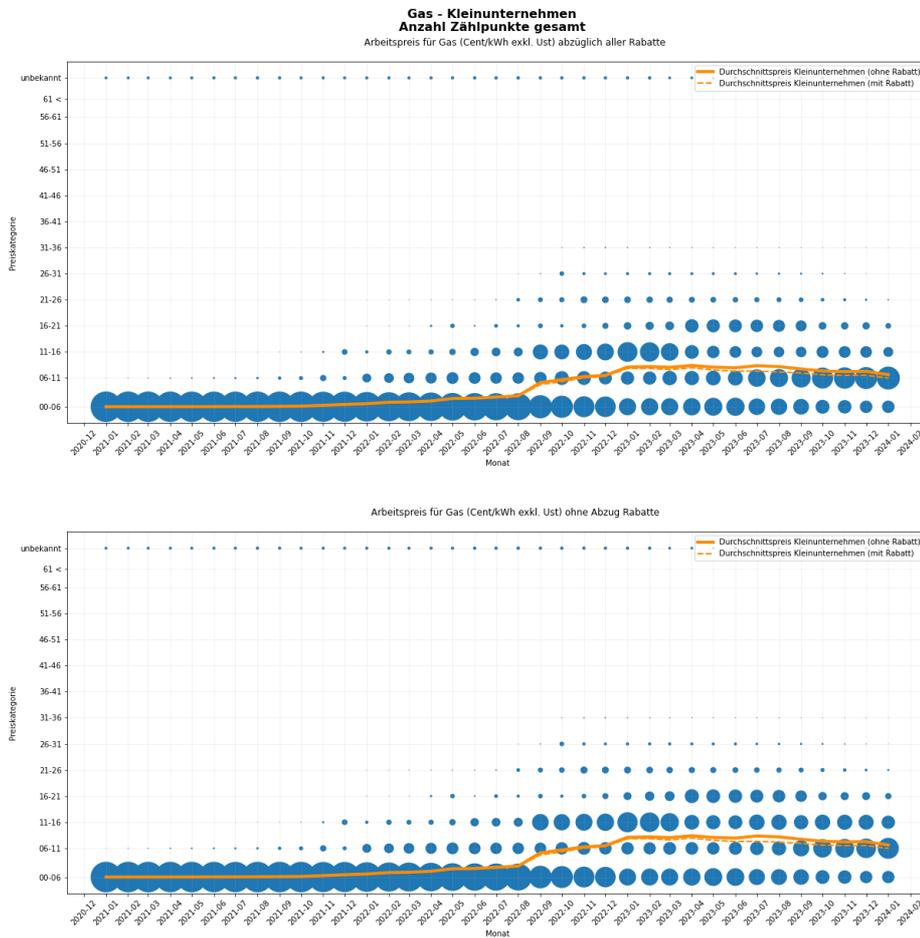


Abbildung 29: Anzahl Gas-Zählpunkte von Kleinunternehmen in Preiskategorien.

8.6 Kategorisierung

Die obigen Ausführungen bezogen sich auf aggregierte Daten für Gesamt-Österreich. In den Daten ließen sich aus Sicht der Taskforce zwei Kategorien an Energieversorgern definieren und verfeinert darstellen. Einerseits Unternehmen, die nur wenige Produkte bzw Tarife anbieten und dementsprechend auch nur wenig Unterschiede in den Preisen ihrer Endkund:innen aufweisen. Hier sind grafisch 1-3 „Blöcke“ an Kategorien bzw Tarife zu erkennen - diese einheitlichen Tarife werden im Laufe der Zeit (relativ) einheitlich erhöht oder gesenkt.

Auf der anderen Seite stehen Unternehmen, die gegenüber den Kund:innen sehr stark differenzieren und die in den Preisen deswegen eine starke Streuung aufweisen. Es ist anzunehmen, dass diese Unterschiede durch sich unterscheidende Produkte bzw Tarife entstehen. Diese Produkte können sich auch nach dem Zeitpunkt des Vertragsabschlusses unterscheiden.

Relativ häufig zu beobachten war in dieser Kategorie nämlich die Differenzierung nach dem Vertragsabschlusszeitpunkt für Neukund:innen. Ein Kunde erhält etwa für dasselbe Produkt im Quartal 1 2022 einen anderen Preis als im Quartal 2, 3 oder 4, wobei dieser Preis gleichzeitig mit einer Preisgarantie für eine gewisse Zeit verbunden ist. Auf Basis von Indexklauseln ändern sich diese Preise sodann (halb-)jährlich.

Letzteres führt zu einer komplex anmutenden, von außen nur noch schwer nachvollziehbaren Tarifstruktur im Unternehmen. Ebenso ist eine Zuordnung bzw ein Abgleich von Endkundertarifen zu einer bestimmten Einkaufsstrategie des Unternehmens zusehends schwieriger und teilweise kaum möglich. Dies auch deshalb, da auf Einkaufsseite nur grob nach bestimmten Endkundenkategorien differenziert wird (s Kapitel 7). Dieses Phänomen manifestierte sich während der Krise dadurch, dass diese Unternehmen massive Schwierigkeiten hatten ihre Preiserhöhungen für bestimmte Tarife mit der Einkaufsstrategie zu begründen und diese deshalb vorerst (teilweise noch nicht rechtskräftig) von Gerichten für rechtswidrig erklärt wurden.⁴¹

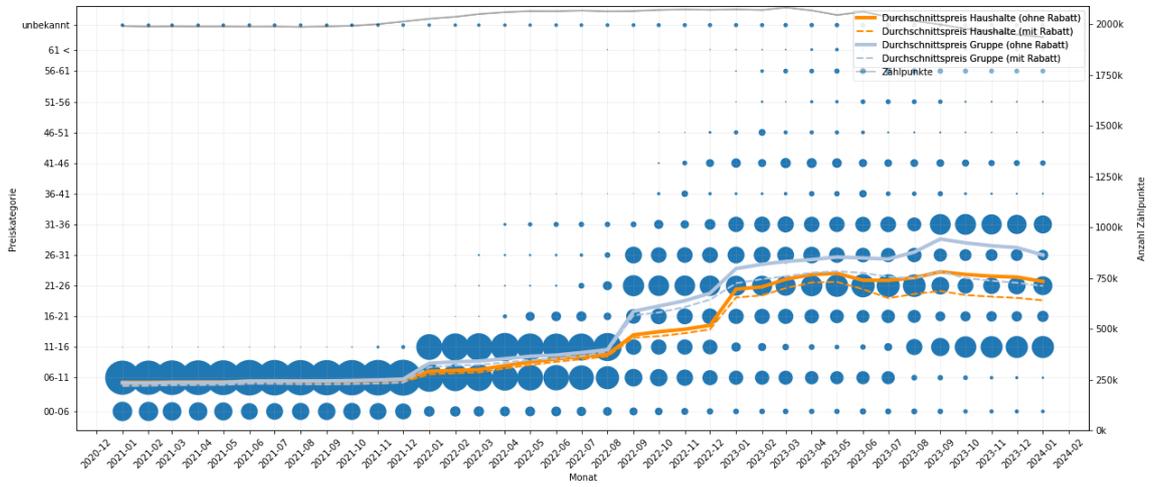
Um einen exemplarischen Überblick zu geben, wurden für diesen Bericht nach der Standardabweichung der Preiskategorien im Jänner 2024 für Strom zwei Kategorien gebildet („Hohe Streuung“ vs „Niedrige Streuung“).

Abbildung 30 zeigt die Strompreise für Haushalte (abzüglich Rabatte) der Energieversorgungsunternehmen in der Kategorie „Niedrige Streuung“ gegenüber der Kategorie „Hohe Streuung“. Während die erste Gruppe zwar hohe Preisspitzen in einzelnen Monaten 2022 aufweist, betrifft dies im Wesentlichen an den Börsenpreis gebundene Floatertarife, die in Folge auch schnell wieder sinken. Die zweite Gruppe hat hingegen Zählpunkte konstant in 12 Preisbändern, und weist vor allem bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes einen gewissen Anteil an relativ hohen Arbeitspreisen auf. Gleichzeitig scheinen manche Kund:innen bereits von niedrigeren Preisen zu profitieren.

⁴¹ S zB BG Innsbruck , 60 C 65/23w - TIWAG; LG Wiener Neustadt, 55 Cg 62/22v - EVN; OLG Wien, 33 R 57/23d – Verbund.

Strom - Haushalte - Hohe Streuung NEU
Anzahl Zählpunkte gesamt

Arbeitspreis für Strom (Cent/kWh exkl. Ust) abzüglich aller Rabatte



Arbeitspreis für Strom (Cent/kWh exkl. Ust) ohne Abzug Rabatte

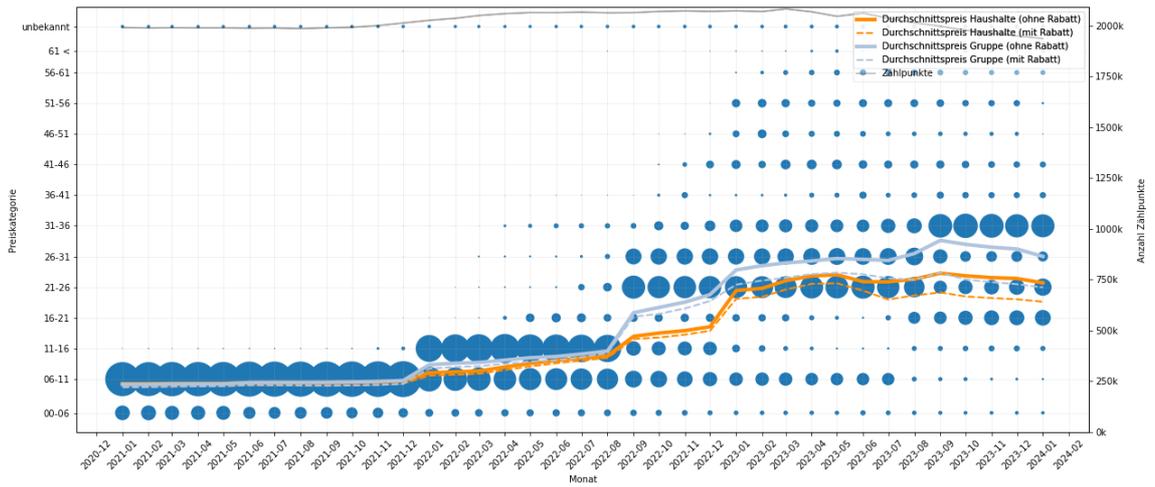
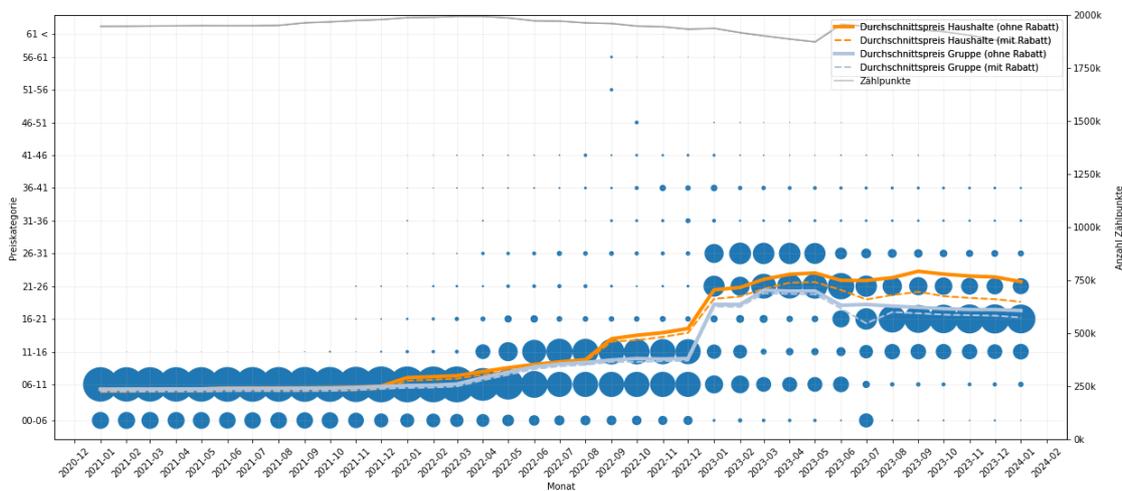


Abbildung 30 Anzahl Strom-Zählpunkte von Haushalten in Preiskategorien - Hohe Streuung.

Strom - Haushalte - Niedrige Streuung NEU
Anzahl Zählpunkte gesamt

Arbeitspreis für Strom (Cent/kWh exkl. Ust) abzüglich aller Rabatte



Arbeitspreis für Strom (Cent/kWh exkl. Ust) ohne Abzug Rabatte

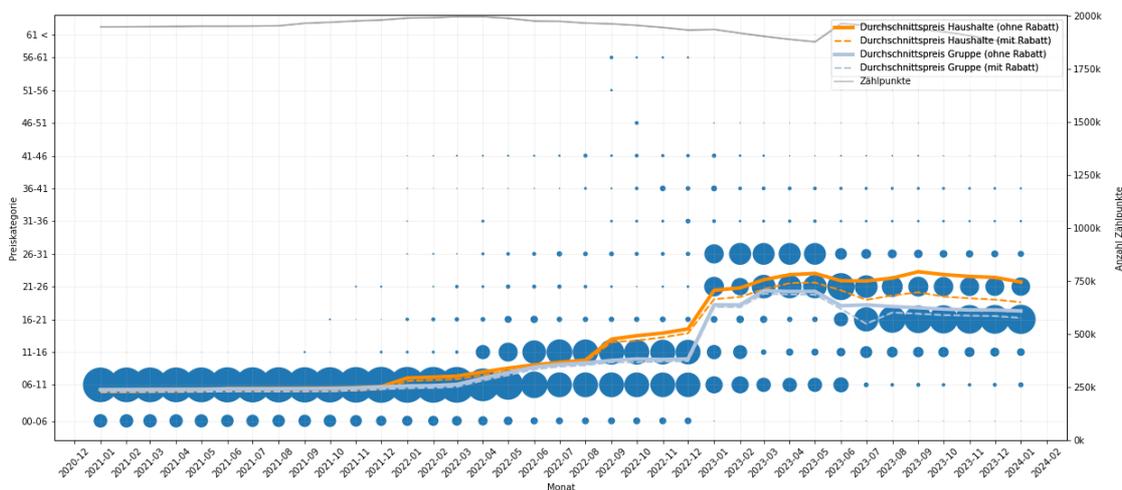


Abbildung 31 Anzahl Strom-Zählpunkte von Haushalten in Preiskategorien - Hohe Streuung.

8.7 Einkaufsstrategien – Berechnungen der E-Control

Die Einkaufsstrategie der Strom- und Gaslieferanten kann durchaus sehr unterschiedlich sein. Österreichische Gerichte haben zuletzt verlangt, dass sich Preisänderungen eng an

geänderte Beschaffungsbedingungen orientieren müssen.⁴² Eine gänzliche Übereinstimmung von tatsächlichen Beschaffungskosten zu den Tarifänderungen ist allerdings nicht formelhaft abbildbar, da dies sowohl Optimierungsmöglichkeiten in der Beschaffung zum Wohl der Kunden als auch zum Beispiel Situationen illiquider Marktumstände außer Acht lassen würde. Gerade Letzteres kann die Lieferanten motivieren, mehr oder weniger im Rahmen eines vordefinierten Korridors einzukaufen.

Da diese Strategien, wie gezeigt, zentrale Wettbewerbsfaktoren darstellen, hat die Taskforce ihre Simulation von fiktiven Beschaffungsstrategien weiter verfeinert (vgl erster Zwischenbericht, Kapitel 6).

Im Folgenden sind die fiktiven Beschaffungskosten von insgesamt 171 unterschiedlichen Strategien für den Zeitraum 2019-2026 dargestellt, die aus dem Monitoring der E-Control stammen. Die Berechnungen bilden die Kosten ab, die für die Stromlieferung im jeweiligen Monat des Betrachtungszeitraumes bei gegebener Strategie angefallen wären bzw anfallen würden. Es werden in diesen Berechnungen die reinen fiktiven Beschaffungskosten dargestellt, eine Marge oder sonstige „Handling-Fees“ sind dabei nicht inkludiert.

⁴² S zB BG Innsbruck , 60 C 65/23w - TIWAG; LG Wiener Neustadt, 55 Cg 62/22v - EVN; OLG Wien, 33 R 57/23d – Verbund.

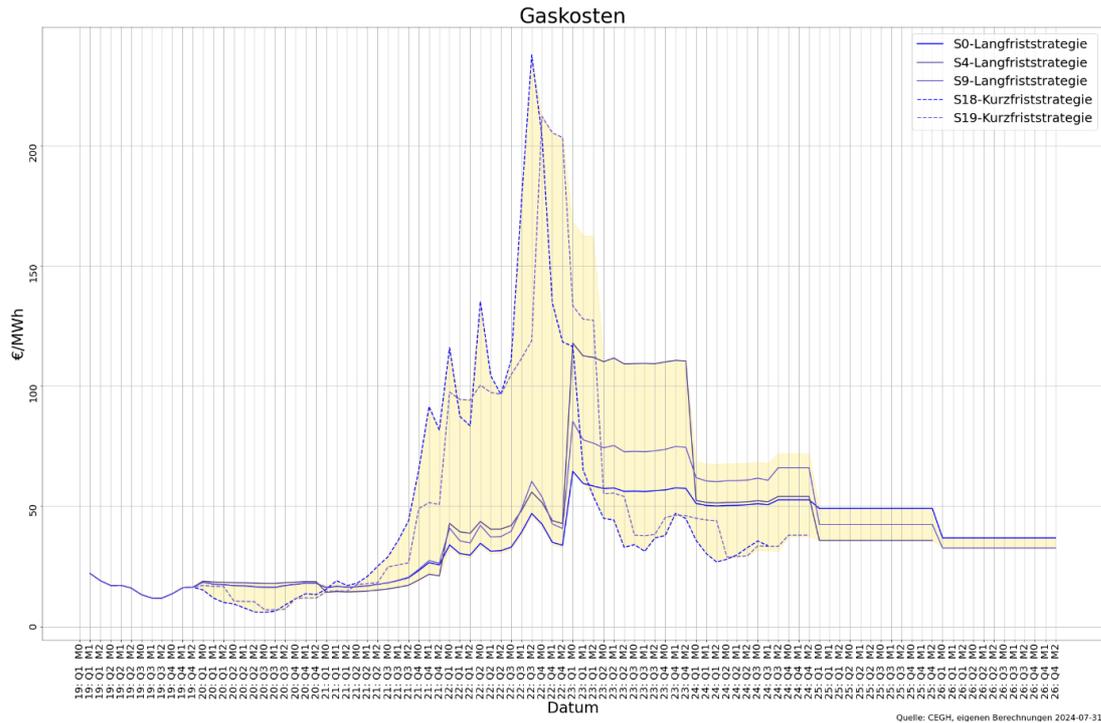


Abbildung 32: Fiktive Beschaffungskosten am Großhandelsmarkt für Gas.

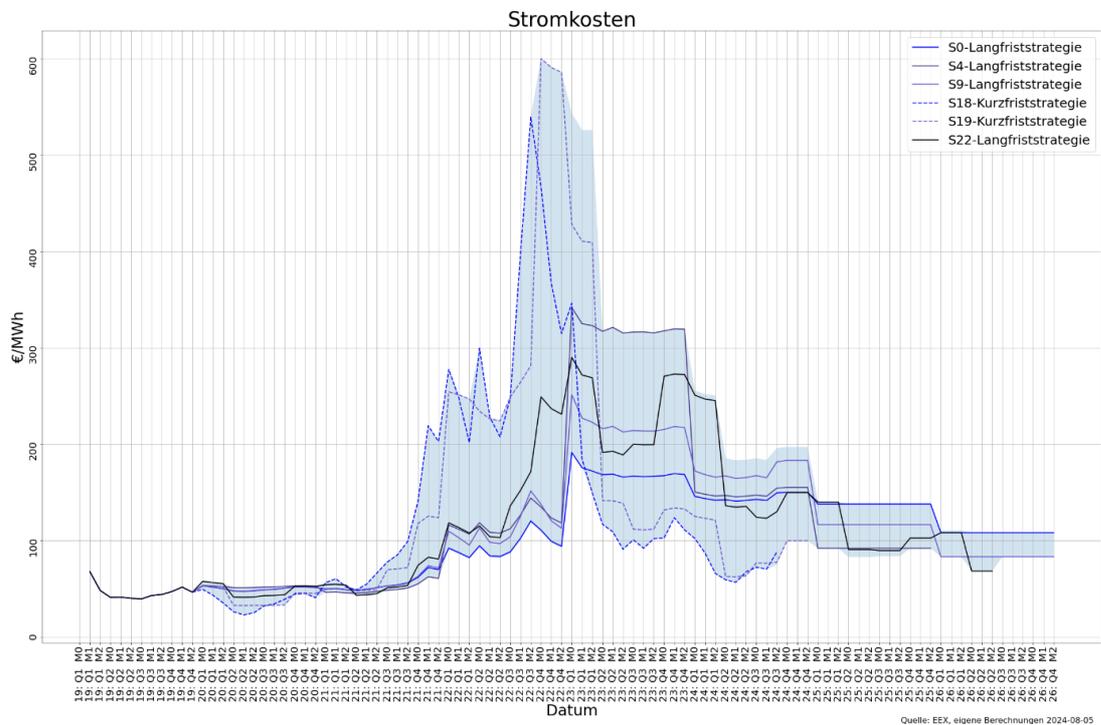


Abbildung 33: Fiktive Beschaffungskosten am Großhandelsmarkt für Strom.

Die Strategien variieren zwischen 3-Jahreshorizonten mit unterschiedlichen Jahresgewichtungen bis zu kurzfristiger Month-Ahead Beschaffung. Abgesehen von einer typischen Base/Peak Verteilung für Strom-Haushaltskund:innen sind Strukturierungskosten, Ausgleichsenergiekosten oder auch Speicherkosten für Erdgas nicht beinhaltet. Andererseits werden die zu beschaffenden Mengen linear auf alle Handelstage gemäß Strategie verteilt, sodass die erwähnten Optimierungsmöglichkeiten ebenfalls nicht berücksichtigt sind.

Klar ersichtlich ist, dass die kurzfristige Strategie die dynamischsten Kostenverläufe verursacht, wodurch im Jahr 2022 bei Strom punktuell (jeweils nur für einzelne Monate) Kosten von bis zu 60 Cent/kWh bzw 600 €/MWh und bei Gas von weit über 20 Cent/kWh bzw 200 €/MWh auftraten. Seit Q2/2023 liegen die berechneten Kosten der kurzfristigen Strategie aber bei Strom bereits wieder unter 15 Cent/kWh und bei Gas unter 5 Cent/kWh.

Bei den langfristigen Strategien ist ein umgekehrtes Verhalten zu beobachten. Dem gedämpften Anstieg der Kosten 2022, bis zum Jänner 2023 mit etwa 19 Cent/kWh bei Strom steht ein weiterhin höheres Kostenniveau 2024 von über 5 Cent/kWh bei Erdgas und etwa 15 Cent/kWh bei Strom gegenüber.

Für Konsument:innen sollten die Strategien grundsätzlich langfristig etwa gleichwertig sein (wenn man die Kosten der Absicherung außer Acht lässt). Im Nachhinein kann sich aber die eine oder andere Strategie als vorteilhafter herausstellen. Dies ergibt sich aus möglichen Fehleinschätzungen oder auch einfach nicht vorhandenen Informationen des Großhandelsmarktes.

Die Berechnungen zeigen jedoch auf, warum sich die Einkaufsstrategie am Großhandel mit den Tarifen für Endkund:innen decken sollte. Da nur die Lieferanten tatsächliche Information über ihre Kostenstruktur besitzen, besteht die Gefahr, dass diese Informationsasymmetrie einseitig ausgenutzt wird.

Bedenklich wäre eine Lieferantenstrategie, die darin besteht, kurzfristige Einkaufsstrategien und dementsprechende Tarife in Hochpreisphasen zu verwenden und dann die Kund:innen wieder in Niedrigpreisphasen mit Kosten einer Langfriststrategie zu konfrontieren.

Verhindert werden kann dies am effektivsten durch funktionierenden Wettbewerb, da Kund:innen bei zu langer Verrechnung von hohen Kosten wechseln würden. In der Krise war jedoch einerseits der Wettbewerb auf der Angebotsseite stark eingeschränkt,

andererseits wechselt ein großer Teil der Kund:innen generell ihren Lieferanten nicht. Auch die Preistransparenz scheint hier ein Problem gewesen zu sein.

Es zeigt sich auch, dass eine Durchschnittsbetrachtung aller gekauften Produkte für einen bestimmten Monat zu Schwierigkeiten führt. So wird für manche Strategien etwa Energie für Endkundenprodukte, die jeweils maximal für ein Jahr abgeschlossen werden, rollierend über einen Zeitraum beschafft, der über ein Jahr hinausgeht. Das bedeutet, dass schließlich Preise für Produkte in den Preis eingehen, die der konkrete Kunde ev nie in Anspruch nimmt.

Für Lieferanten wäre hier eine Abgrenzung der Kosten anhand des Zeitraums der Preisgarantie für die Endkund:innen zu empfehlen.

8.8 Zwischenfazit

Die Datenauswertung der betrachteten Energieunternehmen zeigt, dass die Preise dieser Unternehmen im gewichteten Durchschnitt die Gas- sowie Stromarbeitspreise von Jänner 2023 bis Jänner 2024 ein Höchstniveau erreichten und über das Jahr relativ konstant blieben. Betrachtet man rein den Durchschnitt, so befindet er sich größtenteils im Bereich der von der E-Control kalkulierten Einkaufsstrategien betreffend Strom und Gas.

Analysiert man diese Preisdaten jedoch im Detail sieht man gegenläufige Trends innerhalb bestimmter Anbieter. Es wurden einerseits Tarife im Preis stark angehoben, andererseits gab es gleichzeitig auch Tarife, die im Preis gesenkt wurden. In beiden Kategorien befand sich eine wesentliche Zahl der Kund:innen - der Durchschnitt insgesamt bewegte sich deshalb nicht maßgeblich. Zusammenfassend führt dies dazu, dass die Streuung der angelegten Preise innerhalb der Energieunternehmen zunahm und damit auch die höchst differenzierte preisliche Behandlung der Kund:innen.

Auf Grundlage der eigenen Berechnungen sowie der erhobenen Angaben zu Einkaufsstrategien ist der Taskforce prima facie kein Grund erkenntlich, der eine Preisdifferenzierung zwischen 6 und 60 Cent/kWh im selben Unternehmen hinreichend erklärt.

Dies deckt sich auch mit den Inflationsberechnungen für Österreich, die zeigten, dass die Strom- und Gaspreise nicht in einem Ausmaß gesunken sind, welches der Großhandel vermuten lassen würde.

Zusätzlich werden in der Detailanalyse massive Ausreißer bei den Preisen erkenntlich. Bei einzelnen Unternehmen konnten ab 2023 Extrempreise festgestellt werden (bei Strom > 61 Cent/kWh, bei Gas > 25 Cent/kWh), die auf Basis von Einkaufsstrategien kaum oder schlicht nicht nachvollziehbar sind. Nach Kenntnis der Taskforce ergibt sich dies meist durch gewisse Arten der Indexbindung in bestimmten (Alt-)Verträgen.

Die Anzahl der Zählpunkte in diesen hohen Kategorien bleibt auch über Monate relativ konstant, was vermuten lässt, dass sich die Kund:innen entweder nicht bewusst über den geltenden Preis sind, oder aus anderen Gründen den Tarif schlicht nicht wechseln. Die Tatsache, dass sich in diesen Kategorien mehrere Tausend Zählpunkte befinden, was als signifikant bezeichnet werden kann, deutet hier auf ein grobes wettbewerbliches Problem hin.

Gegen Ende des Betrachtungszeitraumes zeigen sich schließlich erste Tendenzen der Preissenkungen. Es ist dazu anzumerken, dass es nach dem Abfragezeitraum im 1. HJ 2024 noch vermehrt zu Preissenkungen bei unterschiedlichen Energieversorgern und bei bestimmten Tarifen kam.⁴³

Die Daten zeigen jedoch auch ein Problem weiterhin klar auf. Die Preissenkungen erreichen meist bei weitem nicht alle Kund:innen.

Die Gründe sind vielfältig. Eine bestimmte Anzahl an Kund:innen reagiert nicht auf einen neu angebotenen Tarif, der vielleicht günstiger ist, oder möchte diesen nicht abschließen. Andererseits werden von Unternehmen meist nur neue Tarife angeboten, die Indexbindung bei Altverträgen läuft weiter und Altverträge werden nicht gemäß Großhandelsentwicklung im Preis gesenkt.

⁴³ Siehe dazu E-Control, Aktuelle Preisänderungen, <https://www.e-control.at/konsumenten/aktuelle-preisaenderungen>.

9 Update der Kennzahlen zu Angebots- und Nachfrageverhalten

Im ersten Zwischenbericht wurden von der Taskforce bestimmte Kennzahlen zu den Marktergebnissen erfasst, um einen Überblick über das Wettbewerbsgeschehen geben zu können. Diese Indikatoren zum Angebots- und Nachfrageverhalten sollen in diesem Abschnitt einer Aktualisierung unterzogen werden. Hierfür wurde eine Auswertung der rezent verfügbaren Zahlen durchgeführt. Insb ist interessant zu beobachten, wie sich das Abflachen der Energiekrise an den Großhandelsmärkten mit Ende 2023 und Anfang 2024 am Endkundenmarkt widerspiegelt.

9.1 Ein- und Austritte von Unternehmen - Gas

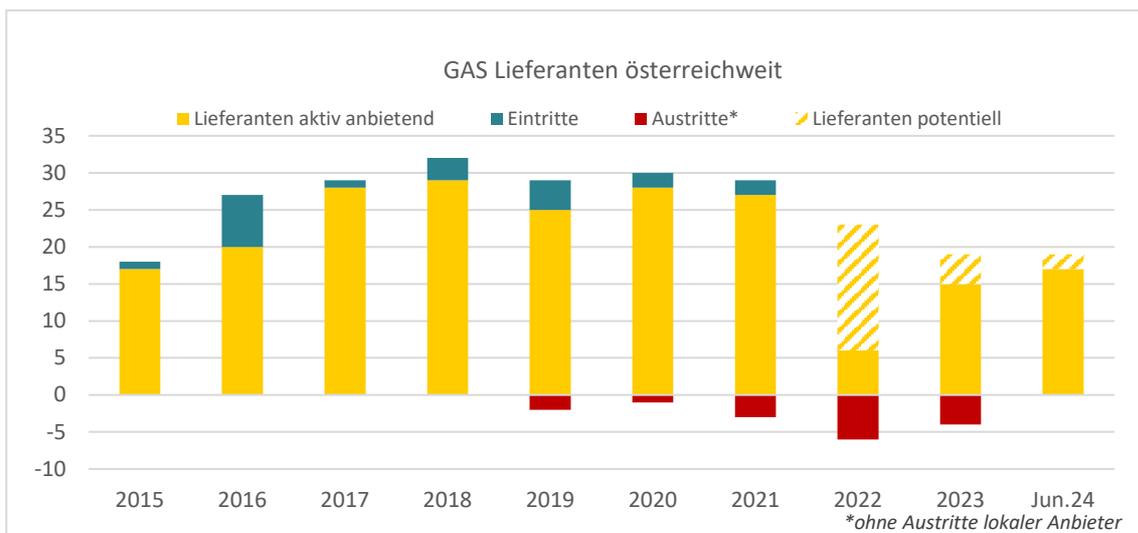


Abbildung 34: Ein-/Austritte von Gaslieferanten.

In den Jahren 2015 bis 2018 stieg die Zahl der österreichweiten Gasanbieter für Haushalte kontinuierlich an. Im Jahr 2018 wurde mit einem Jahresdurchschnitt von 32 Gaslieferanten die höchste österreichweite Anbieterzahl für Haushalte seit Beginn der Liberalisierung erreicht. Im Jahr 2019 verließen erstmals Gaslieferanten den österreichweiten Markt für Haushalte. Die Anzahl der Anbieter blieb aber bis 2021 wegen weiterer Eintritte auf einem hohen Niveau von knapp 30 Gasanbietern. Die Situation veränderte sich abrupt im Jahr 2022. Es verließen innerhalb eines Jahres sechs

Gasanbieter den Haushaltskundenmarkt. Gasprodukte wurden national nur mehr von sechs Lieferanten angeboten, während 17 potenzielle Gasanbieter zwar nach wie vor am Markt Bestandskund:innen belieferten, aber keine neuen österreichweiten Angebote an Haushaltkund:innen mehr stellten. Sie nahmen vorerst eine abwartende Haltung ein und konzentrierten sich auf die Bewirtschaftung ihres vorhandenen Kundenstocks. Im Jahr 2023 verließen vier weitere Anbieter endgültig den österreichischen Haushaltskundenmarkt. Gleichzeitig entschlossen sich neun Gaslieferanten dazu, das bundesweite Geschäft wieder aktiv aufzunehmen, womit 15 österreichweite Gasanbieter den Haushaltkund:innen zur Verfügung standen. Diese Zahl stieg bis im Juni 2024 auf 17 Gasanbieter an und nur mehr wenige potenzielle Gasanbieter behielten ihre abwartende Haltung bei. Insgesamt hat sich jedoch die Anzahl der österreichweit am Markt tätigen Unternehmen im Vergleich zum Höchststand vor der Krise nahezu halbiert.

9.2 Ein- und Austritte von Unternehmen - Strom

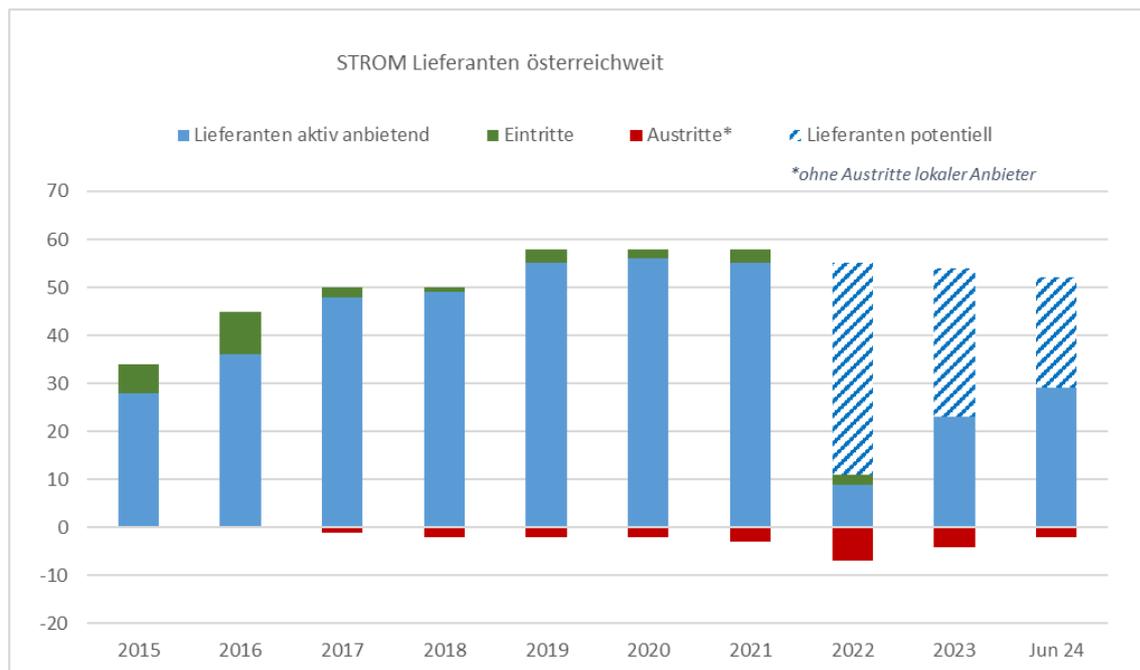


Abbildung 35: Ein-/Austritte von Stromlieferanten.

Am österreichischen Strommarkt stieg in den Jahren 2015 bis 2019 die Zahl der österreichweiten Anbieter für Haushalte kontinuierlich an. In den Jahren 2019 bis 2021 wurde mit einem Jahresdurchschnitt von jeweils 58 Stromlieferanten eine stabile Phase der höchsten Anzahl an österreichweiten Anbieterzahl für Haushalte seit Beginn der Liberalisierung erreicht. Im Jahr 2017 verließen vereinzelt Stromlieferanten den

österreichweiten Markt. Die Anzahl der Anbieter blieb stabil, da Eintritte und Austritte sich die Waage hielten.

Die Situation veränderte sich wie im Gasmarkt abrupt im Jahr 2022. Es verließen innerhalb eines Jahres sieben Stromanbieter den Haushaltskundenmarkt. Stromprodukte wurden national nur mehr von neun Lieferanten angeboten, während 44 potenzielle Stromanbieter zwar nach wie vor am Markt Bestandskund:innen belieferten, aber keine neuen österreichweite Angebote an Haushaltskunden mehr stellten. Sie nahmen vorerst eine abwartende Haltung ein, zogen sich auf ihr regionales Kerngebiet zurück und konzentrierten sich nur mehr auf die Bewirtschaftung ihres vorhandenen Kundenstocks. Im Jahr 2023 verließen vier weitere Anbieter endgültig den österreichischen Haushaltskundenmarkt, parallel dazu entschlossen sich einige Anbieter dazu wieder aktiv österreichweite Angebote zu stellen, ihre Zahl stieg auf 23. Dieser Trend setzte sich bis im Juni 2024 fort. Zu diesem Zeitpunkt boten inzwischen 29 Stromlieferanten bundesweit Stromprodukte für Haushalten an. Dennoch blieb die Zahl der lediglich potenziellen Stromanbieter im Gegensatz zum Gasmarkt weiter hoch. 23 Stromlieferanten, die vor der Krise 2021/2022 am Markt tätig waren, kehrten (noch) nicht aktiv mit Angeboten in den österreichweiten Markt zurück. Die Anzahl der aktiv anbietenden Lieferanten ist wie im Gasmarkt im Vergleich zum Vorkrisenniveau lediglich erst bei etwa der Hälfte.

9.3 Entwicklung der angebotenen Produkte

Die Auswertung des Produktangebots im Tarifkalkulator der E-Control zeigt ein ähnliches Bild wie es die Zahlen der aktiven Unternehmen tun. Es gibt wieder einen Trend zu mehr Angeboten, jedoch liegt der Markt noch weit von seinen Vorkrisenzahlen entfernt.

Die folgenden Zahlen basieren auf den monatlichen Auswertungen der E-Control zur Preis- und Angebotsentwicklung aus den öffentlich verfügbaren Daten des Tarifkalkulator mit Stand Juni 2024.

9.3.1 Angebote nach Preismodell – Strom

Abbildung 36 zeigt, dass im Juni 2021 im Durchschnitt noch 145 Neukundenprodukte im Tarifkalkulator zu finden waren. Im November 2021 kam es zu einem ersten Einbruch auf rd. 90 Produkte. Eine weitere Reduktion der Angebotsliste konnte im Jänner 2022 beobachtet werden. Einen historischen Tiefststand erreichte die Anzahl der Tarife im Oktober 2022. Zu dieser Zeit gab es lediglich 20 Neukundenprodukte zur Auswahl. Die

Angebote für Neukund:innen haben sich im Vergleich zum Oktober 2022 wieder erhöht, erreichen aber nach wie vor nicht das Vorkrisenniveau. Im Juni 2024 sind im Tarifikkulator im österreichweiten Schnitt 84 Produkte gelistet.

Im Vergleich zum Jahr 2023 werden wieder mehr Floaterprodukte angeboten. Einen deutlich erkennbaren Anstieg gibt es auch bei den Spotmarktprodukten.



Abbildung 36: Neukundenangebote Strom nach Preismodell (Quelle: Tarifikkulator).

9.3.2 Angebote nach Preismodell - Gas

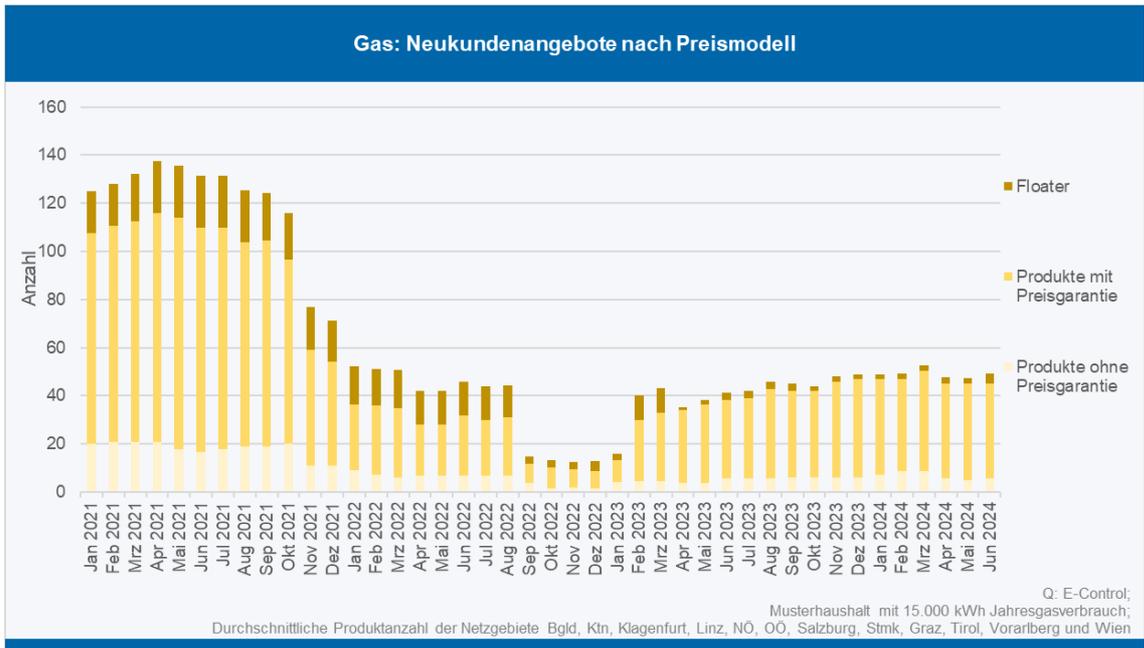


Abbildung 37: Neukundenangebote Gas nach Preismodell (Quelle: Tarifikulator).

Auch im Gasbereich kam es wohl krisenbedingt zu einem starken Rückgang der Neukundenprodukte. Im Juni 2021 lag die Zahl der Produkte noch bei rd. 130. Im Jänner 2022 kam es zu einem Einbruch auf rd. 50 Produkte. Im Oktober 2022 schrumpfte die Zahl auf nur mehr 12 Neukundentarifen.

Mittlerweile liegt die Zahl der Neukundeangebote bei rd 50 Produkten, folglich sind nach wie vor deutlich weniger Produkte im Tarifikulator als im Vergleich zum Vorkrisenniveau. Die Mehrzahl der Produkte stellen, wie auch im Strombereich, Produkte mit Preisgarantie dar.

9.3.3 Preisentwicklung der Hauptprodukte – Strom

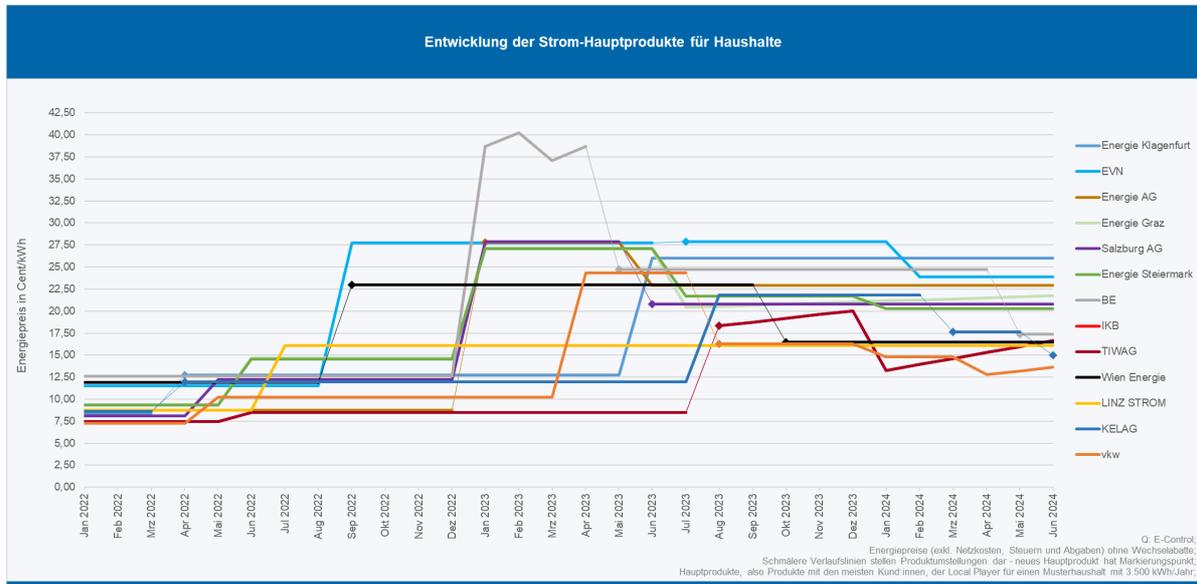


Abbildung 38: Preisentwicklung der Hauptprodukte der Local Player bei Strom.

Abbildung 38 zeigt, dass seit Jänner 2023 sieben Local Player die Preise ihrer Hauptprodukte gesenkt haben, wohingegen die Preise der Local Player im Netzgebiet Kärnten, Klagenfurt, Tirol und Innsbruck gegenüber dem Vorjahr höher sind. Die TIWAG hat für Juli 2024 bereits eine Preissenkung angekündigt. Bei der Linz AG liegt der Energiepreis⁴⁴ unverändert bei rd 16 Cent/kWh.

Im Vergleich unter den Landesenergieversorgern am meisten bezahlten zu diesem Zeitpunkt Kund:innen, die das Hauptprodukt der Stadtwerke Klagenfurt beziehen. Der Energiepreis liegt hier bei rd 26 Cent je Kilowattstunde. Dahinter rangieren die EVN und die Energie AG. Am günstigsten ist die vkw mit rd. 14 Cent/kWh.

Oftmals ergeben sich günstige Energiepreise für Kund:innen durch teilweise sehr hohe Rabatte. Diese Praxis wird seit dem letzten Jahr vermehrt genutzt und ersetzt bei vielen Anbietern eine tatsächliche Preissenkung des Energiepreises. Rabatte für Neukund:innen oder Produktwechsel sind mittlerweile also wichtige Instrumente der Preissetzung, die durch eine unklare Gesetzeslage gefördert werden. Zudem müssen Lieferanten Kund:innen nicht informieren, wenn sie Preise durch das Auslaufen eines Rabattes

⁴⁴ Energiepreis umfasst den Arbeitspreis, die auf 3.500 kWh Jahresverbrauch umgelegte Grundpauschale und ggf. unbedingte Rabatte – ohne Steuern und Abgaben.

erhöhen. Auch die Preissenkungen der Local Player basieren mitunter auf Rabatterhöhungen bzw. Produktumstellungen.

Eine weitere neue Entwicklung sind Lieferverträge, die automatisch zu einem bestimmten Zeitpunkt enden. Die Kund:innen sollten vor Ablauf zwar informiert werden, müssen allerdings jedenfalls selbst aktiv werden, um einen vertragslosen Zustand auszuschließen.

9.3.4 Preisentwicklung der Hauptprodukte - Gas

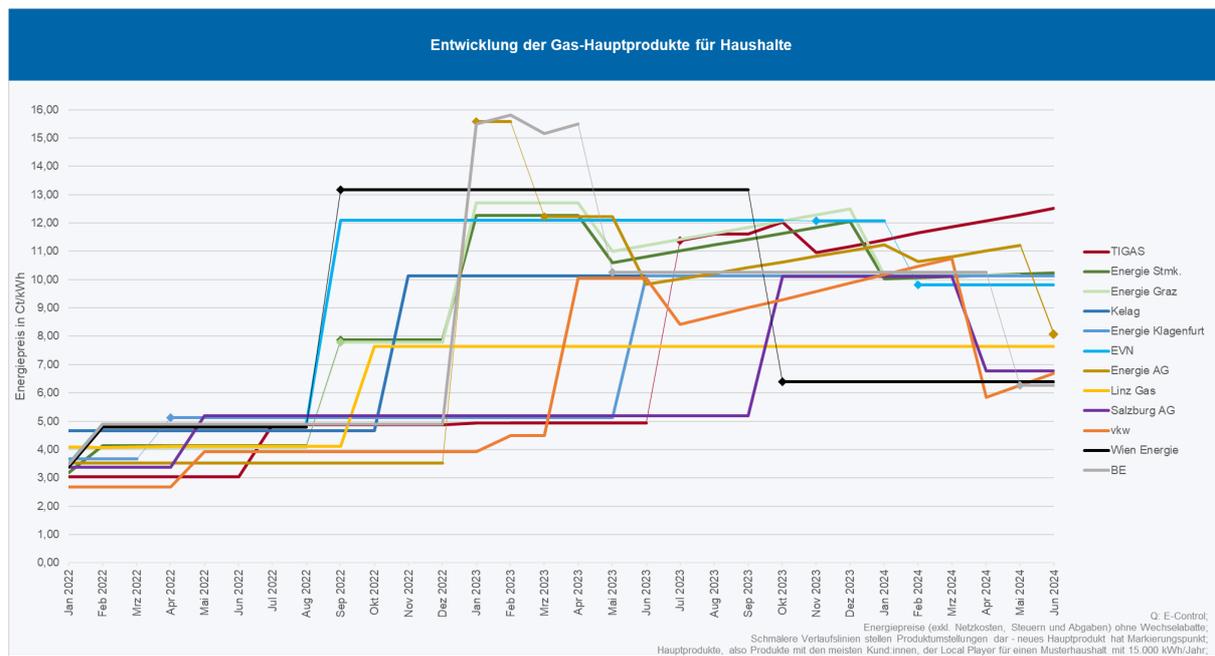


Abbildung 39: Preisentwicklung der Hauptprodukte der Local Player bei Gas.

Auch im Gasbereich kommen häufig Rabatte oder Produktwechselangebote zum Einsatz. Seit Beginn des letzten Jahres haben sechs Anbieter ihre Preise gesenkt und vier Anbieter ihre Preise erhöht. Bei der Kelag und der Linz Gas AG sind die Preise hingegen gleich geblieben. Eine echte Preiserhöhung im Oktober 2023 bzw. in weiterer Folge eine Preissenkung im April 2024 gab es nur bei der Salzburg AG.

Die Energie AG, Energie Graz, vkw, TIGAS und Energie Steiermark nutzen Rabatte für ihre Preisgestaltung. Bei der EVN und Burgenland Energie wurde die Mehrheit der Kund:innen auf ein günstigeres Produkt umgestellt.

Im Vergleich der Landesenergieversorger am meisten bezahlten im Juni 2024 Kund:innen der TIGAS und der Energie Steiermark. Beide Versorger haben aber bereits weitere Preissenkungen angekündigt.

9.3.5 Neukundenpreise lokaler und alternativer Anbieter – Strom

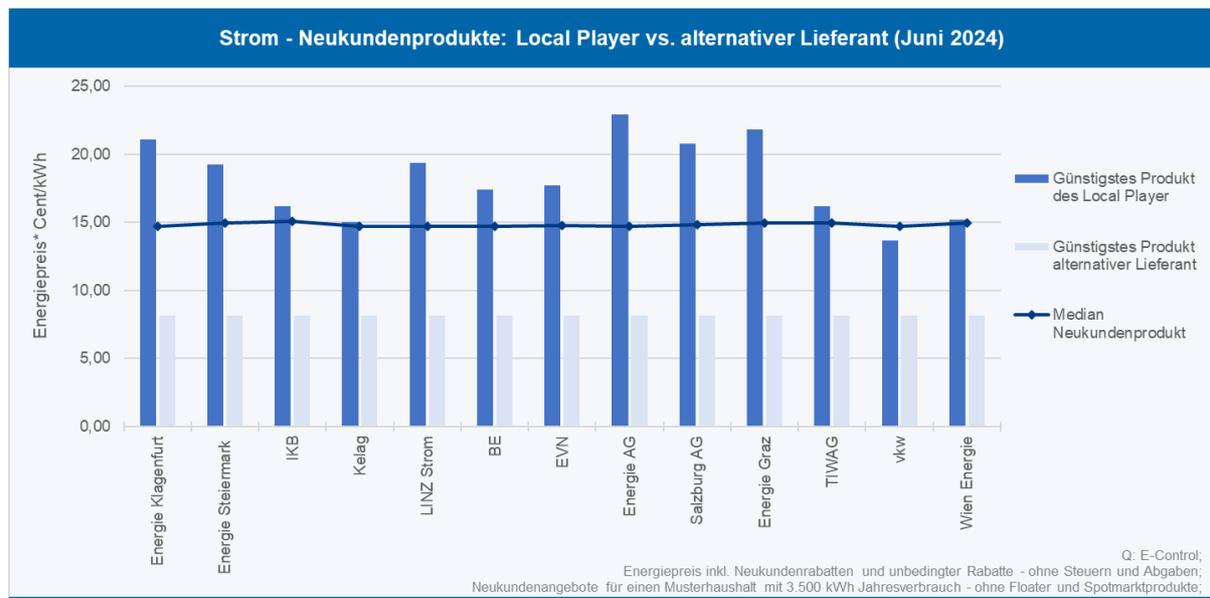


Abbildung 40: Neukundenangebote des lokalen und alternativen Anbieters für Strom.

Die Preise sind im Juni 2024 verglichen mit dem Juni des Vorjahres gesunken, erreichen aber nach wie vor nicht das Vorkrisenniveau. Der Energiepreis des günstigsten alternativen Lieferanten liegt bei rd. acht Cent/kWh (Abbildung 40) und ist damit nur mehr halb so hoch wie im Juni 2023. Im Vergleich dazu kostete die Kilowattstunde beim günstigsten alternativen Lieferanten im Juni 2021 ca drei Cent und im November 2022 ca 40 Cent.

Mittlerweile bieten auch alle Local Player wieder Produkte für Neukund:innen an. Die hohen Preisunterschiede, die es im Mai 2023 noch gab, haben sich mittlerweile etwas reduziert. Im Juni 2024 macht der Preisunterschied der günstigsten Produkte der Local Player rd neun Cent/kWh aus. Diese Bandbreite war im Mai 2023 deutlich höher: So betrug der Unterschied zwischen dem günstigen Produkt des günstigsten Local Players mit 19 Cent/kWh und dem günstigsten Produkt des teuersten Local Players mit 57 Cent/kWh noch rd. 37 Cent/kWh.

Der Median der Neukundenprodukte im Tarifkalkulator liegt im Juni 2024 bei rd 15 Cent/kWh, im Juni 2023 lag er bei rd 24 Cent/kWh.

9.3.6 Neukundenpreise lokaler und alternativer Anbieter – Gas

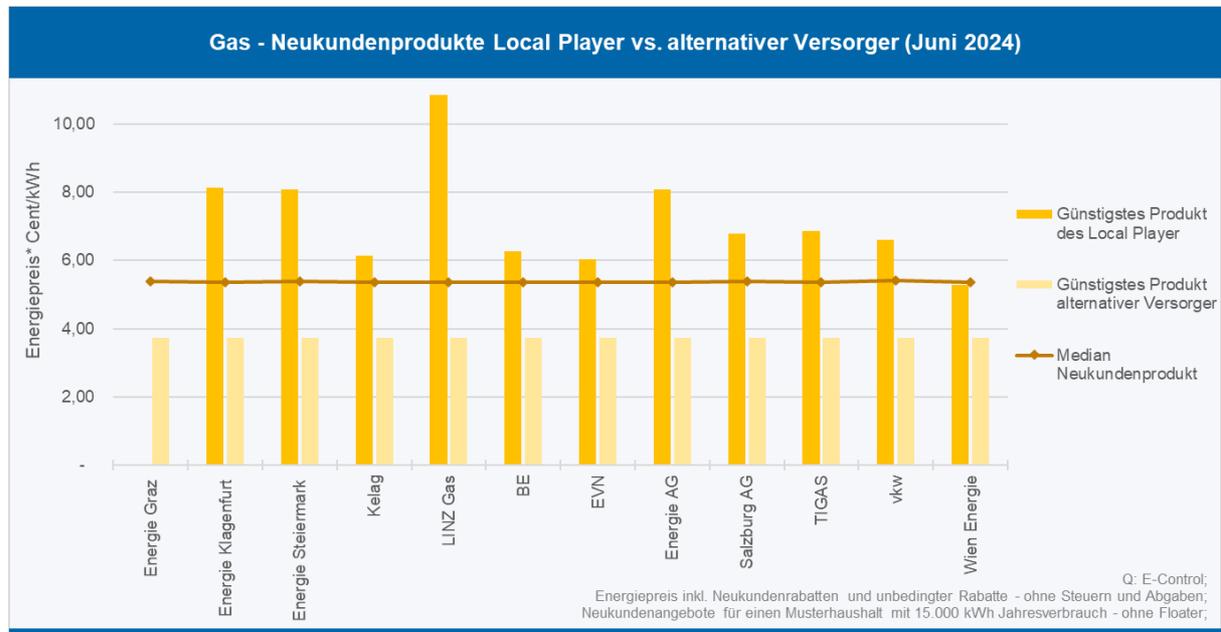


Abbildung 41: Neukundenangebote des lokalen und alternativen Anbieters für Gas.

Im Juni 2021 lagen die Energiepreise der günstigsten Produkte der Local Player zwischen 1,93 Cent/kWh bei der EVN und 3,67 Cent/kWh bei der Energie Klagenfurt. Die Preise der günstigsten Produkte der alternativen Anbieter lagen bei rund 1 Cent/kWh. Krisenbedingt erhöhten sich die Energiepreise und eine Angleichung der Preise von alternativen Lieferanten an die der Local Player war zu beobachten. Im dritten Quartal 2022 waren die Energiepreise der Local Player zum Teil sogar günstiger als jene der alternativen Lieferanten.

Im Juni 2024 beträgt der Energiepreis des günstigsten alternativen Lieferanten rd vier Cent/kWh, die günstigsten Produkte der Local Player liegen zwischen rd. sechs und rd elf Cent/kWh (Abbildung 41).

9.3.7 Energiepreisentwicklung Hauptprodukte vs günstigste Produkte – Strom

Abbildung 42 zeigt die deutlichen Preiserhöhungen beginnend mit Oktober 2021. Lag der Median des Energiepreises der Neukundenprodukte zu diesem Zeitpunkt noch unter zehn

Cent/kWh, erreichte er im September 2022 mit rd 65 Cent/kWh seinen bislang höchsten Wert. Auch die günstigsten Neukundenprodukte stiegen von rd drei Cent/kWh auf über 40 Cent/kWh.

Deutlich gestiegen ist auch der Energiepreis der Hauptprodukte der lokalen Anbieter. Lag das gewichtete Mittel bis in den Juli 2021 bei rd acht Cent/kWh, beträgt es mittlerweile rd 19 Cent/kWh (Stand: Juni 2024).

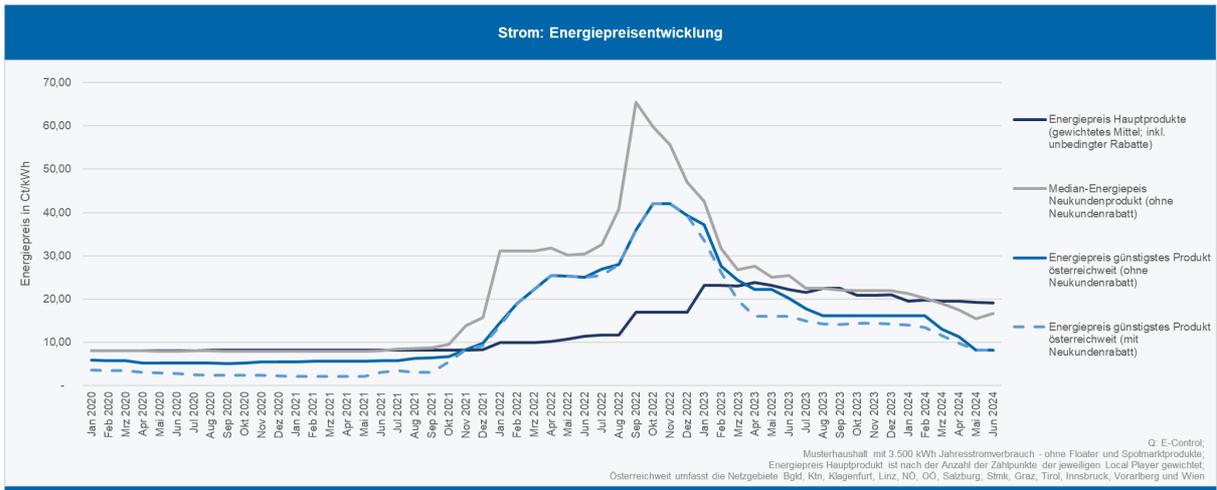


Abbildung 42: Energiepreisentwicklung Strom.

9.3.8 Energiepreisentwicklung Hauptprodukte vs günstigste Produkte - Gas

Die Preisverlaufskurven im Gasbereich sind sehr ähnlich wie jene im Strombereich. Auch hier beginnen die Preissteigerungen im Oktober 2021. Zu diesem Zeitpunkt lag der Median der Neukundenprodukte bei rd. vier Cent/kWh. Der Höhepunkt wurde mit rd 31 Cent/kWh im September 2022 erreicht. Mittlerweile liegt der Preis bei rd sechs Cent/kWh.

Für das günstigste österreichweite Produkt mussten Neukund:innen im Oktober 2022 rd 25 Cent/kWh bezahlen, im Juni 2024 liegen die Preise bei rd 4 Cent/kWh.

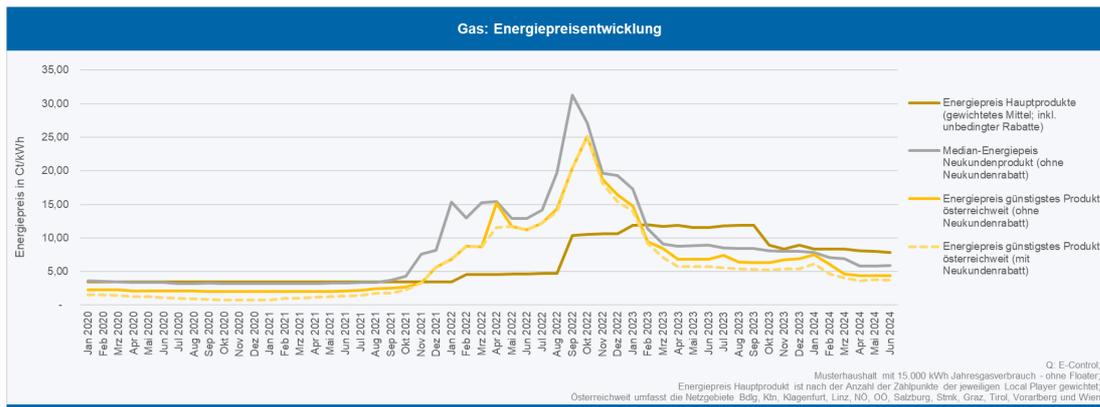


Abbildung 43: Energiepreisentwicklung Gas.

9.4 Wechselverhalten

Die Wechselrate der Endkund:innen ist eine der wichtigsten ökonomischen Kennzahlen für den Endkundenmarkt Strom und Gas. Sie zeigt iZm den Preisauswertungen nahezu unmittelbar an, wie stark die Disziplinierungswirkung des Wettbewerbs am Markt wirken kann.

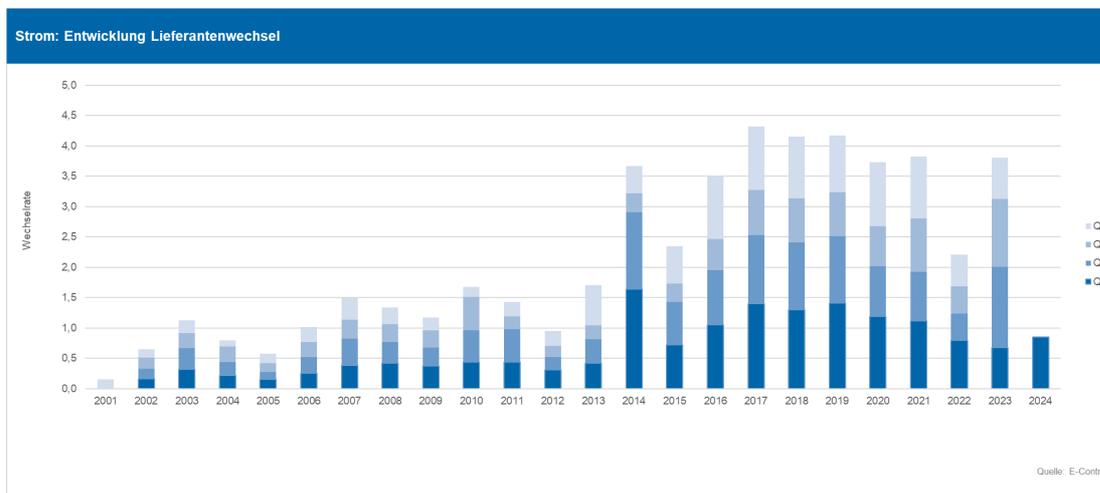


Abbildung 44: Wechselrate Strom.

In den Jahren 2001 bis 2013 lag die Wechselrate unter 2%. Dies änderte sich erst im Jahr 2014, wobei hier in den ersten 2 Quartalen die Wechselrate jeweils über 1% lag. Nach einem kurzen Einbruch 2015 stieg die Wechselrate wieder an und erreichte in den Jahren 2017 bis 2019 mit 4,3% bzw. 4,2% ihren bisherigen Höhepunkt. Im europäischen Vergleich ist dieser Wert jedoch eher ein niedriger.

Bedingt durch das geringe Angebot sank die Wechselrate 2022 mit 2,2% auf das Niveau von 2015. Nachdem sich die Angebotssituation im Jahr 2023 wieder etwas gebessert hat, stieg die Wechselrate wieder an und erreichte das Niveau von 2021. Im 1. Quartal 2024 lag die Wechselrate auf dem Niveau des Vorjahres. Sie erreichte jedoch nicht das Niveau des 1. Quartals der Jahre 2016 bis 2021.

Obwohl im Jahr 2023 für Endkund:innen teils nie gesehene Einsparungspotentiale mit einem Wechsel zu realisieren waren, stieg die Wechselrate kaum über die Vorkrisenniveaus an. Im Strom war dies wohl auch durch den Stromkostenzuschuss begünstigt. Allerdings scheint es so, dass eher die Kund:innen den Anbieter wechseln, die dies auch bereits vor der Krise regelmäßig getan haben, was maximal derzeit nicht mehr als etwa 4-5% der Zählpunkte pro Jahr ausmacht.

9.5 Umfrage der E-Control zu Wechselverhalten

Weitere zu den obigen Zahlen passende Erkenntnisse zum Wechselverhalten ergeben sich auch aus einer aktuellen Marktumfrage für die E-Control.⁴⁵ Demnach gaben immer noch mehr als 50% der Befragten an, generell noch nie den Anbieter von Strom oder Gas gewechselt zu haben. Weitere ca 20% gaben an, dies nur einmal gemacht zu haben. Im Westen (Salzburg, Tirol, Vorarlberg) beträgt die Anzahl der Kund:innen, die noch nie gewechselt haben sogar ca 70%.

Es zeigt sich also, dass bisher nicht einmal 50% der Strom- und Gaskund:innen für einen mehrmaligen Wechsel erreichbar waren.

⁴⁵ MARKET, Marktumfrage 2024 für die E-Control.

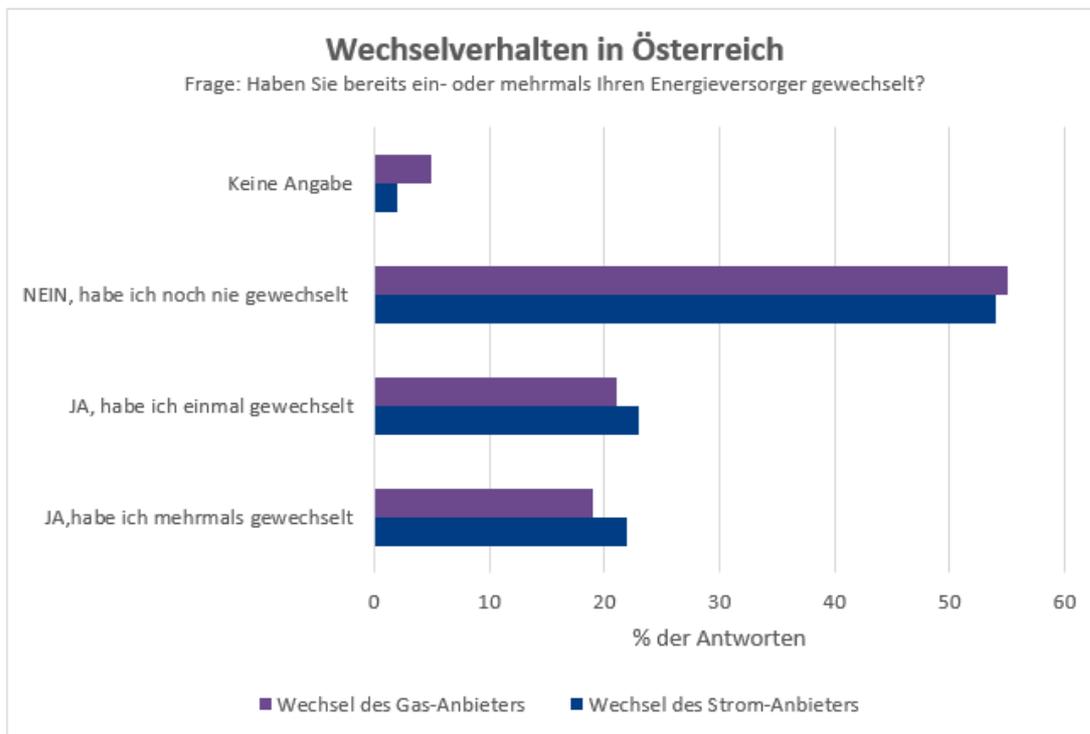


Abbildung 45: Angaben zu Wechselverhalten. Quelle: MARKET, Marktumfrage 2024 für die E-Control, Strom: n=1000, Gas: n=294.

Darüber hinaus kannten 68% der Befragten bei Strom ihren derzeitigen Preis für die kWh bezahlten Preis nicht, bei Gas waren es sogar 84%. Dies zeigt klar, dass hinsichtlich der Information von Kund:innen ein beträchtliches Defizit besteht, was natürlich auch einen Anbieterwechsel erheblich unwahrscheinlicher macht.

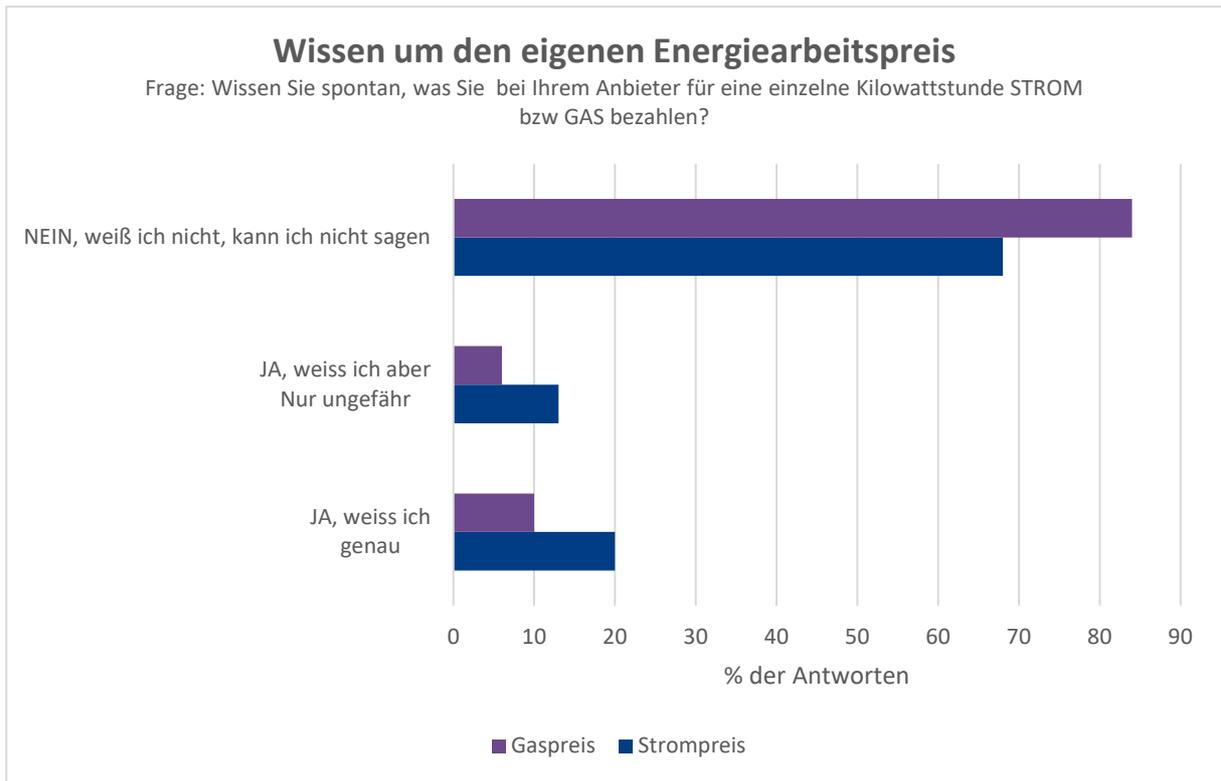


Abbildung 46: Angaben zum Wissen über den Energiepreis. Quelle: MARKET, Marktumfrage 2024 für die E-Control, Strom: n=1000, Gas: n=294.

10 Konsultation zum ersten Zwischenbericht

Die BWB und die E-Control haben im Rahmen des ersten Zwischenberichts zu Stellungnahmen zu den vorläufigen Ergebnissen aufgerufen. Dem sind auch unterschiedliche Unternehmen und Institutionen nachgekommen. Insgesamt acht Stellungnahmen sind eingelangt und wurden seitens der Taskforce in die weitere Untersuchung einbezogen. Fünf davon kamen von Unternehmen bzw Interessensvertretungen, drei von Privatpersonen. Es sollen hier kurz überlappende Hauptpunkte aus den Stellungnahmen zusammengefasst werden.

- **Konzentration am Strommarkt**

Es wurden seitens Energieunternehmen zur Marktabgrenzung weitere Ergänzungen angeregt. So solle etwa die räumliche Abgrenzung anhand weiterer Analysen vertiefend untersucht werden. Weiters sei kein signifikanter Zusammenhang zwischen der von der Taskforce festgestellten Marktkonzentration in den Netzgebieten und dem Marktergebnis festzustellen. So würde ein hoher Marktanteil nicht gleich Marktmacht bedeuten.

Andere Stakeholder forderten demgegenüber eine Nachschärfung des Kartellrechts iS einer Beweislastumkehr für die Preissetzung bei marktmächtigen Lieferanten. Diese wurde inzwischen gesetzlich temporär verankert.

- **Wechsel und Angebotsverhalten**

Seitens Energieunternehmen wurde wiederholt angemerkt, dass es auch Unternehmen gab, die sich völlig aus dem Markt zurückzogen. Demgegenüber hätten auch größere Unternehmen ihr Kund:innen nicht gekündigt bzw weiterhin Neukundenverträge in der Krise angeboten.

- **Preisgestaltung und Preisdifferenzierung**

Der Ansatz der Taskforce, Preise anhand fiktiver Beschaffungskosten basierend am Großhandelsmarkt zu ermitteln wurde begrüßt. Demgegenüber wurde in einer Stellungnahme die Preisdifferenzierung zwischen verschiedenen Kund:innen mit

Marktentwicklungen begründet, etwa mit dem Erfordernis Energie rasch auf dem Großhandelsmarkt zuzukaufen.

- **Preisänderungen**

Unterstützt wurde weitgehend die Feststellung der Taskforce, dass die rechtliche Unsicherheit bei Preisänderungsmöglichkeiten in laufenden Verträgen ein Problem darstellt. Eine robuste legislative Grundlage wird in mehreren Stellungnahmen gefordert.

- **Grundversorgung**

Die Neugestaltung der Grundversorgung wurde von einigen Stakeholdern gefordert. Vorgeschlagen wurden vor allem Lösungen für von Energiearmut betroffene Haushalte.

Bundswettbewerbsbehörde

Radetzkystraße 2, 1030 Wien

+43 1 245 08 - 0

wettbewerb@bwb.gv.at

bwb.gv.at