



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

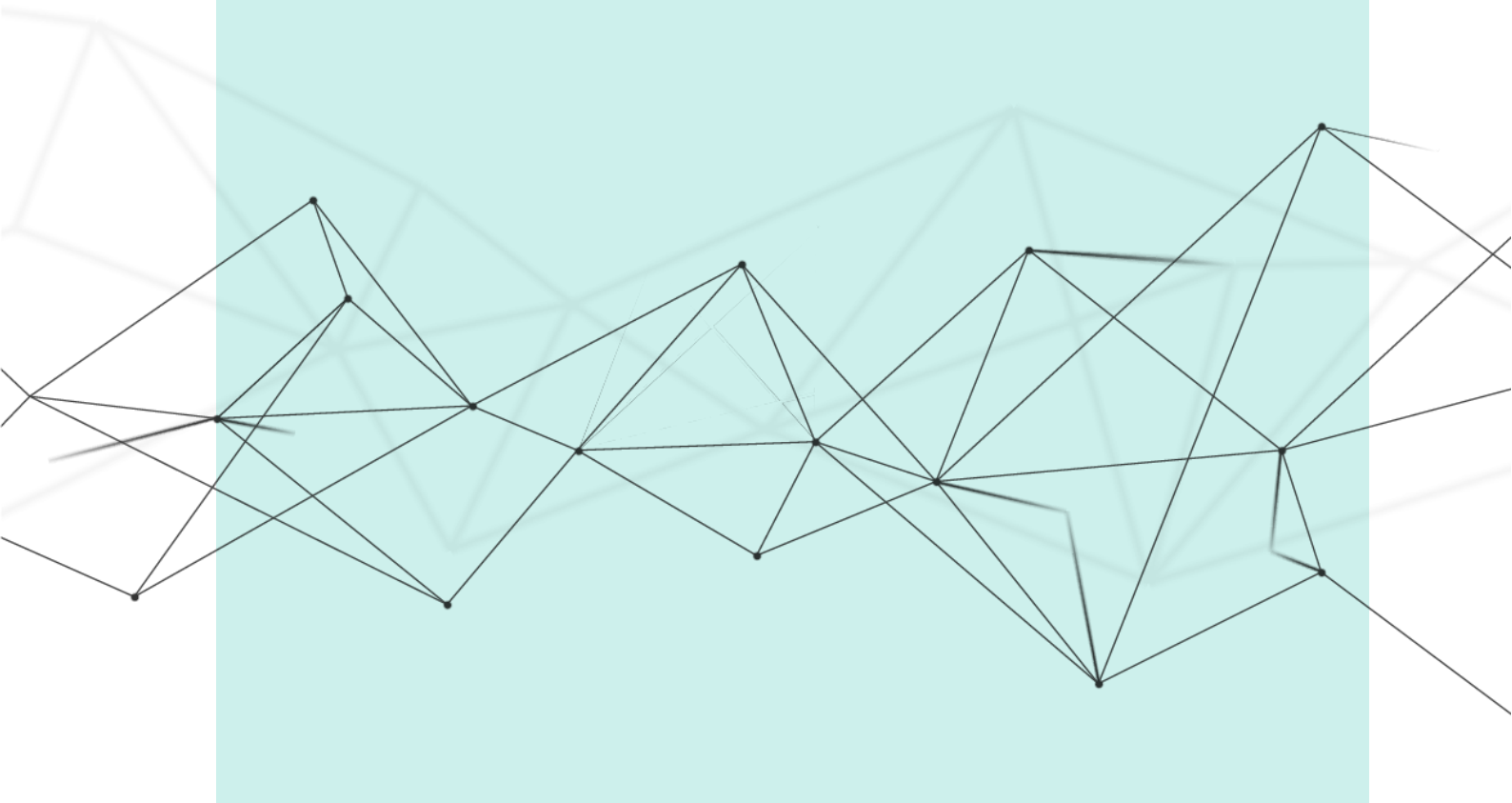
Eidgenössisches Departement für
Wirtschaft, Bildung und Forschung WBF
Staatssekretariat für Wirtschaft SECO



Grundlagen für die
Wirtschaftspolitik Nr. 47

Studie | Februar 2024

Wirkung von Preissignalen und Regulierungen auf die Stromnachfrage





Grundlagen für die
Wirtschaftspolitik

In der Publikationsreihe «Grundlagen für die
Wirtschaftspolitik» veröffentlicht das Staatssekretariat
für Wirtschaft SECO Studien und Arbeitspapiere,
welche wirtschaftspolitische Fragen im weiteren Sinne
erörtern.

Herausgeber

Staatssekretariat für Wirtschaft SECO
Holzikofenweg 36, 3003 Bern
Tel. +41 58 469 60 22
wp-sekretariat@seco.admin.ch
www.seco.admin.ch

Online

www.seco.admin.ch/studien

Autoren

Dr. Urs Trinkner, Dr. Nicolas Eschenbaum, Dr. Lilia
Habibulina, Maida Sabotic, Romain de Luze und
Leah Meyer de Stadelhofen
Swiss Economics SE AG
Ottikerstrasse 7, 8006 Zürich

Zitierweise

Urs Trinkner, Nicolas Eschenbaum, Lilia
Habibulina, Maida Sabotic, Romain de Luze und
Leah Meyer de Stadelhofen (2024): «Wirkung von
Preissignalen und Regulierungen auf die
Stromnachfrage». Grundlagen für die
Wirtschaftspolitik Nr. 47. Staatssekretariat für
Wirtschaft SECO, Bern, Schweiz.

Anmerkungen

Studie im Auftrag des Staatssekretariats für
Wirtschaft SECO.

Der vorliegende Text gibt die Auffassung der Auto-
ren wieder. Diese muss nicht notwendigerweise mit
derjenigen des Auftraggebers übereinstimmen.

Wirkung von Preissignalen und Regulierung auf die Stromnachfrage

Zusammenfassung

Die vorliegende Studie untersucht den Effekt von Preissignalen im Strommarkt. Die Analyse findet strukturiert entlang der einzelnen Marktebenen – Grosshandelsmarkt, Endkundenmarkt, nachgelagerte Märkte – statt.

Auf dem **Grosshandelsmarkt** legen wir empirische Schätzungen der Preiselastizität und Auswirkungen regulatorischer Massnahmen für sechs europäische Länder, inklusive der Schweiz, für den Zeitraum von 2018 bis 2022 vor. Die kurzfristigen Preiselastizitäten dieser Länder sind relativ vergleichbar und liegen zwischen ca. -0.02 und -0.08. Eine Erhöhung des Preises um 10 Prozent senkt also die Nachfrage innerhalb einer Stunde um 0.2 bis 0.8 Prozent. Unterschiedliche Massnahmen im Zuge der Energiekrise (z.B. Unterstützungszahlungen oder Preisobergrenzen), haben die Preiselastizität substanziell beeinflusst.

Eine Untersuchung des **Endkundenmarktes in der Schweiz** zeigt jedoch, dass die Preiselastizitäten von Endverbrauchern vis-a-vis Endkundenpreisen deutlich höher ausfallen. Die Preiselastizität von Haushalten liegt durchschnittlich bei ca. -0.1 bis -0.3 und von Unternehmen bei ca. -0.2 bis -0.5. Tendenziell gilt, dass grössere Stromverbraucher auch eine höhere Elastizität aufweisen. Unternehmen ausserhalb der Grundversorgung, die sich am Terminmarkt absichern, weisen eine ähnliche Elastizität wie Unternehmen in der Grundversorgung auf während Unternehmen am Spotmarkt eine deutlich höhere Elastizität von -3.27 haben. Allerdings basiert diese Schätzung auf einer sehr kleinen Stichprobe.

Eine Umfrage unter den Kunden von EVUs legt nahe, dass Unternehmen Erhöhungen ihrer Stromkosten zu signifikanten Teilen an die **nachgelagerte Marktebene** weiterreichen können. Die Umfrage zeigt auch, dass Unternehmen auf die Energiekrise vor allem mit Effizienzmassnahmen reagieren. Ebenfalls beabsichtigen sie verstärkt in Eigenproduktion zu investieren. Smart Meter werden aktiv genutzt sowie grundsätzlich begrüsst. Unternehmen reagieren überdies mit Anpassungen ihrer Stromlieferverträge, allerdings möchten selbst Unternehmen ausserhalb der Grundversorgung sich kaum den Schwankungen am Spotmarkt aussetzen und nutzen daher langfristige Terminmarktverträge. Dynamische Energietarife werden fast durchgehend abgelehnt.

Eine Verbesserung der nachfrageseitigen Flexibilität würde jedoch angesichts verstärkten Ausbaus erneuerbarer Energien und zur Erhöhung der Resilienz des Strommarktes eine effiziente Lösung darstellen. Fehlende Flexibilität führt zu höheren Kosten aller Verbraucher aufgrund eines Anstiegs des durchschnittlichen Preisniveaus sowie teurer Regelenergie. Andere (teure) Massnahmen könnten mit einer höheren Nachfrageelastizität unnötig werden. Als zentrale Herausforderung für die Gestaltung des Strommarktes kristallisiert sich also die Entwicklung von Preismodellen und Regulierung heraus, die sowohl langfristige Planung und Sicherheit bieten wie auch die Preissignale des Grosshandelsmarktes an Endverbraucher weiterreichen. Die empirischen Analysen legen nahe, dass die Flexibilität des Stromverbrauchs mithilfe einer höheren Transmission der Preissignale an Endkunden, beispielsweise mithilfe von «intelligenten Tarifen» und «differenzierten Tarifstufen», deutlich erhöht werden kann.

Effet des signaux de prix et des réglementations sur la demande d'électricité

Résumé

La présente étude analyse l'effet des signaux de prix sur le marché de l'électricité. L'analyse est structurée selon les différents niveaux du marché – de gros, de détail, en aval.

Au niveau du **marché de gros**, nous présentons des estimations empiriques de l'élasticité-prix et de l'impact des mesures réglementaires pour six pays européens, y compris la Suisse, pour la période de 2018 à 2022. Les élasticités-prix à court terme de ces pays sont relativement comparables et se situent entre environ -0.02 et -0.08. Ainsi, une augmentation de prix de 10 pour cent réduit la demande dans l'heure qui suit de 0.2 à 0.8 pour cent. Diverses mesures prises dans le cadre de la crise énergétique (par exemple, des aides financières ou des prix-plafond) ont eu un impact considérable sur l'élasticité-prix estimée.

L'étude du **marché de détail en Suisse** montre cependant que les élasticités-prix des consommateurs finaux sont nettement plus élevées que celles sur le marché de gros. L'élasticité-prix des ménages se situe en moyenne entre -0.1 et -0.3 et celle des entreprises entre -0.2 et -0.5. Les grands consommateurs d'électricité ont également tendance à avoir une élasticité plus élevée. Les entreprises en dehors de l'approvisionnement de base qui choisissent de se couvrir sur le marché à terme ont une élasticité similaire à celles dans l'approvisionnement de base, tandis que les entreprises sur le marché spot ont une élasticité nettement plus élevée de -3.27. Cette estimation est toutefois basée sur un très petit échantillon.

Une enquête auprès des clients des entreprises d'approvisionnement en électricité (EAE) suggère que les entreprises peuvent répercuter d'importantes augmentations de leurs coûts d'électricité au niveau du **marché en aval**. L'enquête montre aussi que les entreprises réagissent principalement à la crise énergétique par des mesures d'efficacité. De plus, elles prévoient d'investir davantage dans la production propre. Les compteurs communicants (ou « smart meter ») sont activement utilisés et généralement bien accueillis. Les entreprises réagissent en outre en adaptant leurs contrats de fourniture d'électricité. Cependant, même celles en dehors de l'approvisionnement de base ne veulent pas être exposées aux fluctuations du marché spot et utilisent donc des contrats à long terme sur le marché à terme. Les tarifs énergétiques dynamiques sont presque systématiquement rejetés.

Améliorer la flexibilité de la demande serait cependant une solution efficace, compte tenu de l'expansion accrue des énergies renouvelables. Cela augmenterait également la résilience du marché de l'électricité. En effet, un manque de flexibilité entraîne des coûts plus élevés pour tous les consommateurs en raison d'une hausse du niveau de prix moyen et d'une énergie de réglage plus coûteuse. D'autres mesures (coûteuses) pourraient devenir inutiles si l'élasticité de la demande était plus élevée. Le développement de modèles de prix et de réglementations offrant à la fois une planification et une sécurité à long terme, ainsi que la transmission des signaux de prix du marché de gros aux consommateurs finaux, apparaît donc comme un défi central pour la conception du marché de l'électricité. Les analyses empiriques suggèrent que la flexibilité de la consommation d'électricité peut être considérablement accrue par une transmission plus importante des signaux de prix aux clients finaux, par exemple à l'aide de « tarifs intelligents » et de « niveaux tarifaires différenciés ».

Effetto dei segnali di prezzo e delle normative sulla domanda di elettricità

Riassunto

Questo studio analizza l'effetto dei segnali di prezzo sul mercato dell'elettricità. L'analisi è strutturata secondo i diversi livelli di mercato – mercato all'ingrosso, mercato al dettaglio, mercati a valle.

A livello di **mercato all'ingrosso**, presentiamo stime empiriche dell'elasticità del prezzo e dell'impatto delle misure regolatorie per sei paesi europei, inclusa la Svizzera, per il periodo dal 2018 al 2022. Le elasticità del prezzo a breve termine di questi paesi sono relativamente comparabili e si situano tra circa -0.02 e -0.08. Pertanto, un aumento del prezzo del 10 per cento riduce la domanda nell'ora successiva dello 0.2 all'0.8 per cento. Varie misure prese durante la crisi energetica (ad esempio, aiuti finanziari o limiti massimi sui prezzi) hanno avuto un impatto considerevole sull'elasticità del prezzo stimata.

Lo studio del **mercato al dettaglio in Svizzera** mostra, tuttavia, che le elasticità del prezzo dei consumatori finali sono molto più elevate di quelle sul mercato all'ingrosso. L'elasticità del prezzo delle famiglie si situa mediamente tra -0.1 e -0.3 e quella delle imprese tra -0.2 e -0.5. I grandi consumatori di elettricità tendono anche ad avere un'elasticità più elevata. Le imprese al di fuori del servizio universale che scelgono di coprirsi sul mercato a termine hanno un'elasticità simile a quelle nel servizio universale, mentre le imprese sul mercato spot hanno un'elasticità molto più elevata di -3.27. Tuttavia, questa stima si basa su un campione molto piccolo.

Un sondaggio tra i clienti delle aziende di fornitura elettrica suggerisce che le imprese possono trasferire significativi aumenti dei loro costi di elettricità al livello di **mercato a valle**. Il sondaggio mostra anche che le imprese rispondono principalmente alla crisi energetica con misure di efficienza. Inoltre, prevedono di investire di più nella produzione interna. I contatori intelligenti (o "smart meter") sono attivamente utilizzati e generalmente ben accolti. Le imprese reagiscono anche adattando i loro contratti di fornitura di elettricità. Tuttavia, anche quelle al di fuori del servizio universale non vogliono essere esposte alle fluttuazioni del mercato spot e quindi utilizzano contratti a lungo termine sul mercato a termine. Le tariffe energetiche dinamiche sono quasi sistematicamente respinte.

Migliorare la flessibilità della domanda sarebbe comunque una soluzione efficace, considerando l'espansione crescente delle energie rinnovabili. Ciò aumenterebbe anche la resilienza del mercato dell'elettricità. Infatti, una mancanza di flessibilità comporta costi più elevati per tutti i consumatori a causa di un aumento del livello medio dei prezzi e di un'energia di regolazione più costosa. Altre misure (costose) potrebbero diventare inutili se l'elasticità della domanda fosse più elevata. Lo sviluppo di modelli di prezzi e regolamentazioni che offrono sia una pianificazione che una sicurezza a lungo termine, così come la trasmissione dei segnali di prezzo del mercato all'ingrosso ai consumatori finali, appare quindi come una sfida centrale per la progettazione del mercato dell'elettricità. Le analisi empiriche suggeriscono che la flessibilità del consumo di elettricità può essere notevolmente aumentata con una maggiore trasmissione dei segnali di prezzo ai clienti finali, ad esempio con l'aiuto di "tariffe intelligenti" e "livelli tariffari differenziati".

Effect of price signals and regulations on electricity demand

Summary

This study analyses the effect of price signals in the electricity market. The analysis is structured along the different market levels – wholesale market, retail market, downstream markets.

At the **wholesale market** level, we present empirical estimates of the price elasticity and effects of regulatory measures for six European countries, including Switzerland, for the period from 2018 to 2022. The short-term price elasticities of these countries are relatively comparable and lie between approx. -0.02 and -0.08. An increase in the price by 10 per cent therefore reduces demand by 0.2 to 0.8 per cent within one hour. Various measures taken in the course of the energy crisis (e.g. support payments or price caps) have had a substantial impact on this estimated price elasticity.

However, our analysis of the **retail market in Switzerland** shows that the price elasticities of end consumers are significantly higher than those of consumers at the wholesale market. The price elasticity of households averages around -0.1 to -0.3 and of companies around -0.2 to -0.5. Larger electricity consumers also tend to have a higher elasticity. Companies outside the universal service that choose to hedge on the futures market have a similar elasticity to companies in the universal service, while companies on the spot market have a significantly higher elasticity of -3.27. However, this estimate is based on a very small sample and must be viewed cautiously.

A survey of customers of energy supply companies further suggests that companies can pass on significant increases in their electricity costs to the **downstream market** level. The survey also shows that companies are responding to the energy crisis primarily with efficiency measures. They also intend to invest more in in-house production. Smart meters are actively used and generally welcomed. Companies are also reacting by adjusting their electricity supply contracts, however even companies outside of the universal service do not want to be exposed to fluctuations on the spot market and are therefore utilising long-term forward market contracts. Dynamic energy tariffs are almost universally rejected.

However, improving demand-side flexibility would be an efficient solution in light of the increased expansion of renewable energies and would also increase the resilience of the electricity market. A lack of flexibility leads to higher costs for all consumers due to an increase in the average price level and expensive balancing energy. Other (expensive) measures could become unnecessary with a higher demand elasticity. The development of price models and regulation that offer both long-term planning and security as well as passing on the price signals of the wholesale market to end consumers thus emerges as a central challenge for the design of the electricity market. The empirical analyses suggest that the flexibility of electricity consumption can be significantly increased with the help of a higher transmission of price signals to end customers, for example with the help of «intelligent tariffs» und «differentiated tariff levels».

Inhaltsverzeichnis

| | | |
|----------|---|-----------|
| 1 | Einleitung | 1 |
| 1.1 | Ausgangslage | 1 |
| 1.2 | Auftrag | 1 |
| 1.3 | Vorgehen und Struktur des Berichts | 1 |
| 2 | Grundlagen | 3 |
| 2.1 | Die Preisbildung auf dem Strommarkt | 3 |
| 2.2 | Die Energiekrise und Auswirkungen auf die Strompreise in der Schweiz | 7 |
| 2.3 | Massnahmen zur Unterstützung der Stromkunden | 8 |
| 3 | Analytische Problemstellung | 10 |
| 4 | Preiselastizität und Effekte politischer Massnahmen an Grosshandelsmärkten | 12 |
| 4.1 | Daten | 13 |
| 4.2 | Identifikationsstrategie | 17 |
| 4.3 | Resultate | 18 |
| 5 | Reaktion Schweizer Unternehmen und Haushalte | 22 |
| 5.1 | Datensätze | 24 |
| 5.2 | Ergebnisse der Analyse der EVU-Datensätze | 32 |
| 5.3 | Zusammenfassung | 39 |
| 6 | Preisliche Weitergabe in der Schweiz («pass-on») | 40 |
| 6.1 | Auswirkungen der Strompreiserhöhungen auf das Unternehmen | 40 |
| 6.2 | Weitergabe an Kunden | 41 |
| 7 | Unterstützende regulatorische Rahmenbedingungen | 44 |
| 7.1 | Massnahmen zur Effizienzsteigerung | 44 |
| 7.2 | Smart Meter | 47 |
| 8 | Synthese | 48 |
| 9 | Referenzen | 51 |
| A | Datenaufbereitung | 53 |
| B | Graphiken | 54 |
| C | Tabellen | 63 |
| D | Wissenschaftliche Literatur | 68 |
| E | Technische Ausführungen zu Kapitel 4 und Kapitel 5 | 69 |
| F | Umfrage | 74 |
| G | Weitere Statistiken zur Umfrage | 80 |

1 Einleitung

1.1 Ausgangslage

Im Jahr 2022 wurden die Energiemärkte in Europa parallel von mehreren Krisen heimgesucht, wodurch die Grosshandelspreise für Strom- und Gaslieferungen auf Spot- und Terminmärkten stark anstiegen. So führte der Angriffskrieg Russlands in der Ukraine zu einem starken Anstieg der Gaspreise, was sich wiederum in eine Erhöhung der Strompreise übertrug. Gleichzeitig gab es verschiedene Ausfälle von Atomreaktoren in Frankreich und stark steigende Preise für CO₂-Zertifikate. Die Konsequenzen des Preisanstiegs können sich jedoch je nach Land und Energieverbraucher unterscheiden. Zum einen unterscheiden sich die Regulierungen und Lieferstrukturen in und zwischen den einzelnen Ländern teils erheblich und implizieren eine unterschiedlich hohe Weitergabe der Grosshandelspreisveränderungen an Endkundenpreise, bzw. eine zeitlich verzögerte Weitergabe. Zum anderen reagierten die europäischen Länder (inklusive der Schweiz) sowie die EU auf diese Ausnahmesituation mit jeweils unterschiedlichen Massnahmen. Hierzu zählten beispielsweise Entlastungen von Haushalten und Unternehmen, Subventionen für Gaskraftwerke und Preis- oder Erlösobergrenzen. Sowohl die bestehenden Regulierungen und Lieferstrukturen als auch die zusätzlichen Entlastungsmassnahmen können die Wirkung von Preissignalen auf die Nachfrage beeinflussen.

1.2 Auftrag

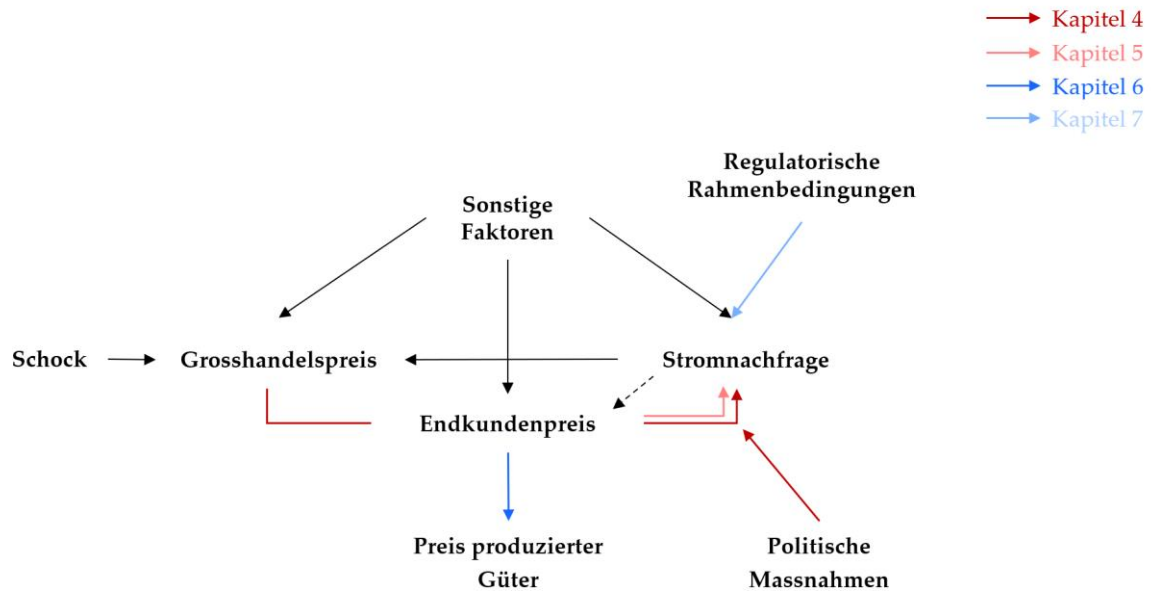
Vor diesem Hintergrund hat das Staatssekretariat für Wirtschaft (SECO) Swiss Economics im Rahmen eines offenen Vergabeverfahrens zur Strukturberichterstattung damit beauftragt, die Auswirkungen von Preissignalen auf dem Strommarkt unter Berücksichtigung der unterschiedlichen regulatorischen Rahmenbedingungen und der Massnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz der Haushalte und Unternehmen zu untersuchen.

1.3 Vorgehen und Struktur des Berichts

Die Analyse findet schrittweise entlang der wesentlichen Marktebenen im Strommarkt statt: **Europäische Grosshandelsmärkte, der Schweizer Endkundenmarkt für Strom**, sowie **nachgelagerte Märkte**, auf denen die Strompreise Teil der Produktionskosten sind und an Kunden potenziell weitergereicht werden können. Dabei werden die Marktebenen einzeln auf die Preiselastizität der Nachfrage (im Falle der ersten beiden Marktebenen) bzw. die preisliche Weitergabe (im Falle der letzten Marktebene) analysiert. Wo möglich werden zudem die Effekte regulatorischer Rahmenbedingungen und politischer Massnahmen untersucht. **Abbildung 1** zeigt wie sich die Teilanalysen (Kapitel 4 bis 7) in die Gesamtanalysen und in den Strommarkt einbetten lassen. Zur Illustration der ökonomischen

Herausforderungen nutzen wir sogenannte Directed Acyclic Graphs (DAGs), welche hilfreich bei der Kausalanalyse sind.

Abbildung 1: Kausales Wirkungsmodell (DAG) des Strommarktes



Im Detail gestaltet sich das Vorgehen wie folgt:

- **Grundlagen (Kapitel 2):** In einem ersten Schritt fassen wir die Preisbildung an den Strommärkten zusammen, skizzieren die Auswirkungen der Energiekrise und dokumentieren die unterschiedlichen politischen Massnahmen, welche in den untersuchten europäischen Ländern umgesetzt wurden. Dieses Kapitel dient als Grundlage für die Aufarbeitung der analytischen Herausforderungen.
- **Analytische Problemstellung (Kapitel 3):** Im nächsten Schritt diskutieren wir die Herausforderungen, welche sich der Analyse stellen und das kausale Wirkungsmodell des Strommarktes (Abbildung 1), auf dessen Basis die statistischen Methoden der einzelnen Analyseschritte festgelegt werden, eingehend. Das Modell illustriert zudem die jeweiligen Wirkungsmechanismen, auf welche sich die einzelnen Analysen konzentrieren.
- **Preiselastizität und Effekte politischer Massnahmen an Grosshandelsmärkten (Kapitel 4):** Zunächst werden die kurzfristigen Preiselastizitäten der aggregierten Stromnachfrage auf dem Grosshandelsmarkt sowie die Effekte unterschiedlicher politischer Massnahmen für sechs europäische Länder einzeln geschätzt. Dabei ist die Rede von der kurzfristigen Preiselastizität, da nur ein kurzer Zeitraum betrachtet wird, in welchem die Verbraucher Zeit haben sich an die Veränderung des Preises anzupassen.
- **Reaktion Schweizer Unternehmen und Haushalte (Kapitel 5):** Im zweiten Teil der Analyse konzentrieren wir uns auf die Reaktionen Schweizer Verbraucher auf veränderte Endkundenpreise. Hierzu nutzen wir proprietäre Daten von mehreren Schweizer

Energieversorgungsunternehmen (EVUs), schätzen jeweils die Preiselastizität der Nachfrage und analysieren, wie sich diese zwischen Verbrauchergruppen unterscheidet.

- **Preisliche Weitergabe in der Schweiz (Kapitel 6):** Im nächsten Abschnitt der Analyse wird die preisliche Weitergabe der Veränderungen der Strompreise («pass-on») im Schweizer Markt analysiert. Hierzu wurde eine Umfrage unter Kunden von EVUs durchgeführt.
- **Unterstützende regulatorische Rahmenbedingungen (Kapitel 7):** Im letzten Abschnitt der Analyse untersuchen wir den Wert einzelner regulatorischer Massnahmen oder Rahmenbedingungen sowie digitaler Werkzeuge zur Realisierung von Effizienzsteigerungen. Hierzu nutzen wir ebenfalls die in Kapitel 6 beschriebene Umfrage unter Kunden von EVUs.
- **Synthese (Kapitel 8):** Abschliessend fassen wir die Ergebnisse der unterschiedlichen Analysen zusammen, ordnen diese im Kontext der Herausforderungen am Strommarkt ein und ziehen Schlussfolgerungen.

2 Grundlagen

2.1 Die Preisbildung auf dem Strommarkt

2.1.1 Der europäische Grosshandelsmarkt

Der Grosshandel von Strom erfolgt grundsätzlich losgelöst vom Transport auf verschiedenen zeitlich differenzierten Märkten (Energy-only-Märkte, EOM), bei denen die Erzeugungstechnologie keine Rolle spielt («Graustrommärkte»)¹. Dazu zählen insbesondere

- der **Intraday Markt**, auf dem Strom in viertelstündlichen und stündlichen Intervallen des aktuellen Tages gehandelt wird,
- der **Day-Ahead Markt**, auf dem Strom in einstündigen Intervallen einen Tag im Voraus angeboten und gekauft wird,
- der **Futures Markt**, auf dem Strom gehandelt wird, welcher zu einem bestimmten Zeitpunkt in der Zukunft geliefert werden muss (bis zu mehreren Jahren in der Zukunft).

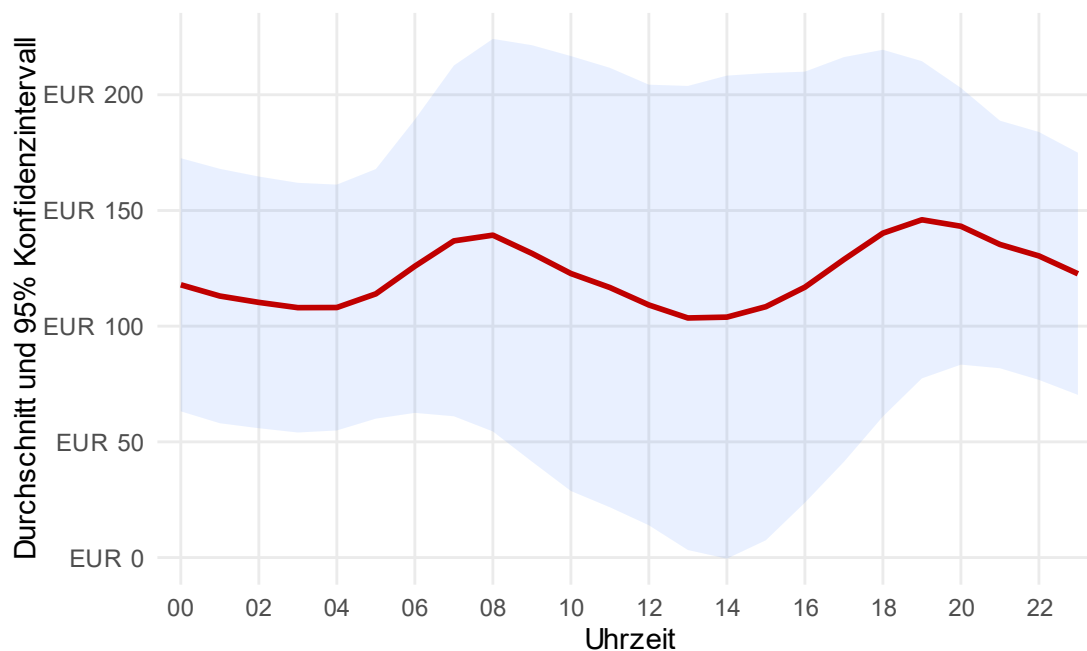
Day-Ahead und Intraday Märkte werden auch Spotmärkte genannt, der Futures Markt wird zumeist als Terminmarkt bezeichnet. Während auf Spotmärkten der physische Strom zentral über die Pariser Börse EPEX für 13 europäische Länder (darunter die Schweiz) gehandelt wird, werden auf den Terminmärkten Finanzderivate und Optionen am European Energy Exchange (EEX) gehandelt. Signifikante Teile des Stromhandels (insbesondere Termingeschäfte) werden zudem ausserbörslich ohne zwischengeschaltete Clearingstellen gehandelt (**OTC-Märkte**, kurz für «over-the-counter»).

¹ Die Stromherkunft wird in Herkunftsnachweisen festgehalten. Der Handel von Herkunftsnachweisen ist von untergeordneter Bedeutung und erfolgt wenig standardisiert auf dezentraler Basis.

Die **Spotmärkte dienen der kurzfristigen Koordination** von Angebot und Nachfrage, was von entscheidender Bedeutung im Strommarkt ist. Denn Strom ist keine Ware wie jede andere. Strom kann nicht effizient in grossen Mengen für längere Zeit gespeichert werden, während gleichzeitig aber die Frequenz im Stromnetz zu jedem Zeitpunkt gleich sein muss. Daher müssen Einspeisung erzeugten Stroms (Angebot) und Verbrauch desselben (Nachfrage) zu jedem Zeitpunkt ausgeglichen sein. Diese Koordination gelingt mithilfe der Spotmärkte. Die **Terminmärkte** im Gegenzug ermöglichen es Marktteilnehmern, sich **langfristig** vor Preisschwankungen abzusichern («hedging»).

Konkret wird in der Day-Ahead Auktion viertelstündlich ein einzelner Marktpreis bestimmt.² Es werden jeweils die günstigsten Gebote ausgewählt, bis die Stromnachfrage vollständig gedeckt ist. Der Marktpreis entspricht dann dem letzten ausgewählten Gebot, sprich dem teuersten benötigten Kraftwerk. In der ökonomischen Theorie handelt es sich hierbei um den Schnittpunkt von Angebots- und Nachfragefunktion. Die Gebote sowie die Nachfrage am Day-Ahead Markt variieren von Viertelstunde zu Viertelstunde, womit das letzte benötigte oder «marginale» Kraftwerk ein jeweils anderes ist und sich damit der Preis ändert. Im Allgemeinen gilt, dass die flexiblen Kraftwerke den Preis setzen.³ **Abbildung 2** illustriert das Ausmass der Preisschwankungen im Schweizer Spotmarkt im Jahr 2023. Während der Preis in den Morgen- und Abendstunden teilweise über 200 EUR/MWh beträgt, fällt er über den Mittag regelmässig bis auf 0 EUR/MWh.

Abbildung 2: Preisschwankungen im Schweizer Day-Ahead-Markt in 2023



Quelle: Swiss Economics, Daten ENTSO-E.

² Am EEX hingegen werden bilaterale Handelsgeschäfte getätigt, sodass Geschäfte zu unterschiedlichen Preisen zeitgleich getätigt werden können.

³ Dies sind insbesondere die fossilen Kraftwerke sowie Wasserspeicherkraftwerke.

2.1.2 Der Endkundenmarkt in der Schweiz und Europa

Die Endkonsumentinnen und Endkonsumenten bezahlen jedoch nicht nur für den bezogenen Strom. Der Endkundenpreis setzt sich generell zusammen aus den Beschaffungskosten der Versorger, aus Netzentgelten (inkl. Systemdienstleistungskosten) und aus Abgaben, welche zu verrichten sind. Daher entspricht der bezahlte Endkundenpreis nicht 1-zu-1 dem Grosshandelspreis.

In der Schweiz entsprechen diese drei Komponenten dem Energietarif, dem Netznutzungstarif und den zusätzlichen Abgaben. Während der Energietarif den Kosten für den konsumierten Strom entspricht, deckt der Netznutzungstarif die Kosten für den Transport und die Verteilung des Stroms (inkl. der Bereitstellung von Systemdienstleistungen) bis zur Endkonsumentin ab. Schliesslich enthalten die zusätzlichen Abgaben einen Netzzuschlag zur schweizweiten Förderung erneuerbarer Energien, sowie kommunale und/oder kantonale Abgaben. Neu wird im Jahr 2024 ein zusätzliches Tarifelement «Stromreserve» eingeführt, um die Kosten für die Erhöhung der Versorgungssicherheit im letzten Winter zu decken, diese Kosten werden ebenfalls über die Netzentgelte gewälzt. Dazu gehören unter anderem die Wasserkraftreserve, die Reservekraftwerke und die Notstromgruppen.

Beispielsweise wird sich der Endkundenpreis für eine 5-Zimmer-Wohnung im Jahr 2024 durchschnittlich aus ca. 50 Prozent Energietarif, 37 Prozent Netznutzungstarif, 9 Prozent zusätzliche Abgaben und 4 Prozent aus der neuen Komponente «Stromreserve» zusammensetzen.⁴ Da der Energietarif (vor allem in Hochpreisphasen) den grössten Anteil des Endkundenpreises ausmacht, ist die Entwicklung der Endkundenpreise in der Schweiz durch die ausländischen Märkte der Nachbarländer mitbestimmt. Dies gilt im Gegenzug ebenso für die Nachbarstaaten. Zudem sind die Endkundenpreise häufig regulatorisch festgelegt. In der Schweiz sind praktisch alle Haushalte in der Grundversorgung und somit erst verzögert den Grosshandelspreisen ausgesetzt (siehe auch Abschnitt 2.1.2), falls der Versorger nicht genügend eigene Kraftwerke besitzt.⁵

Auch in anderen europäischen Ländern sind die Endkundenpreise häufig regulatorisch festgelegt. Ein Bericht der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER 2022) dokumentiert 14 EU-Länder mit bestehenden Preisinterventionen⁶ im Strommarkt für Haushalte im Jahr 2021 (**Abbildung 34** im Appendix B). Der Rat der europäischen Energieregulierungsbehörden (CEER) hat zudem in einer Untersuchung von 2019 für dieselben europäischen Länder den Anteil der gesamten Haushalte und Unternehmen deren Verbraucherpreise reguliert waren untersucht (CEER, 2019). So waren im Jahr 2017 in Frankreich für 77 Prozent der Haushalte und zehn Prozent der Nicht-Haushalte im Jahr 2018 die Preise reguliert. Es zeigt sich, dass die Energiepreise für Haushalte tendenziell stärker reguliert sind als für Unternehmen. Daher ist anzunehmen, dass private Haushalte

⁴ [Alles rund um den Strompreis \(swissgrid.ch\)](https://www.swissgrid.ch).

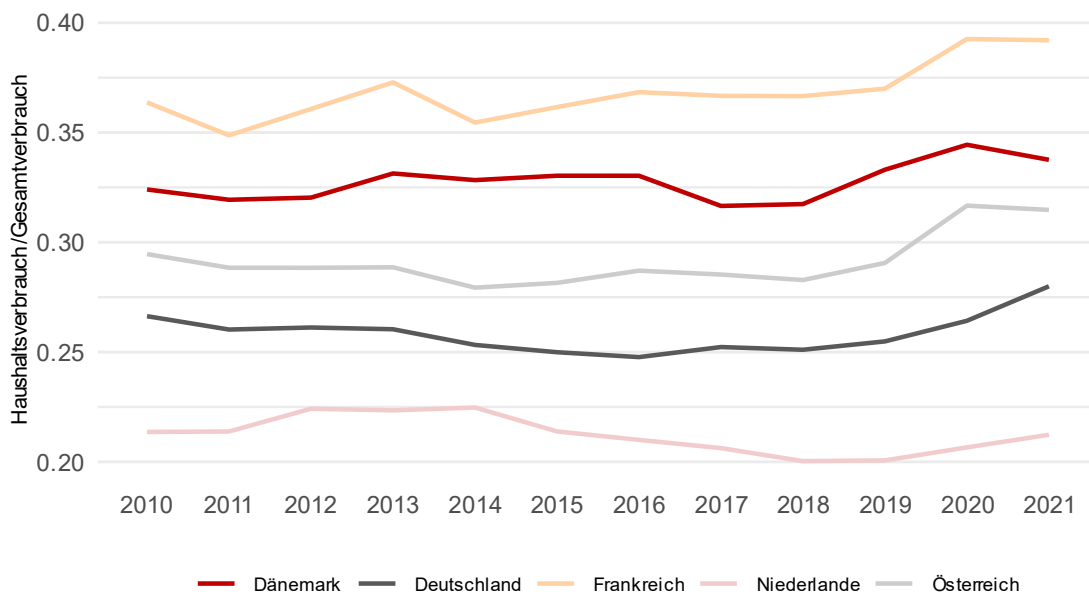
⁵ Eine mögliche Alternative für Haushalte ist noch ein Zusammenschluss für den Eigenverbrauch.

⁶ Eine „Preisintervention“ betrifft die Energiekomponente der Energierechnung des Kunden und wird von einer Behörde reguliert/kontrolliert.

weniger betroffen sind von kurzfristigen Preisschwankungen auf den Grosshandelsmärkten. Demnach kann die Transmission von Grosshandels- zu Endkundenpreisen also je nach Endkundengruppe variieren. Häufig sind die Endkundenpreise jedoch nicht nur regulatorisch festgelegt, sondern werden direkt von der Politik (mit-)bestimmt, beispielsweise mithilfe von Subventionen oder Preisdeckeln.

Eurostat stellt Informationen zur Verfügung, die es ermöglichen, den Anteil des gesamten Stromverbrauchs der Haushalte und der Nicht-Haushalte am Gesamtstromverbrauch pro Jahr zu berechnen. Dies ist in **Abbildung 3** für die in Kapitel 4 untersuchten europäischen Länder dargestellt. Der Anteil des Stromverbrauchs von Haushalten am gesamten Stromverbrauch lag im Jahr 2021 zwischen 20 und 40 Prozent. Ein hoher Anteil von Haushalten am Stromverbrauch würde auf eine geringere Transmission der Grosshandelspreise zu den durchschnittlichen Endkundenpreisen deuten, wenn im Land eine Preisregulierung für Haushalte und Unternehmen besteht, da die Endkundenpreise von Haushalten häufiger reguliert sind als von Unternehmen.

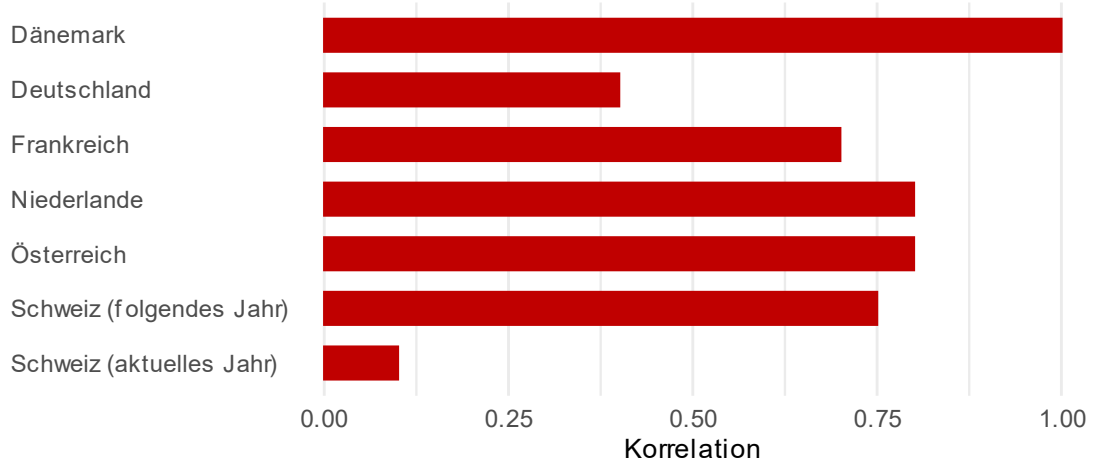
Abbildung 3: Anteil Haushalte am Gesamtstromverbrauch zwischen 2010 und 2021



Quelle: Swiss Economics auf Basis von Eurostat (2023).

Schliesslich untersucht der Bericht der ACER von 2022 für die untersuchten EU-Länder die Korrelation zwischen dem Energietarif der Haushalte und dem Grosshandelspreis, die Aufschluss über die Weitergabe der Grosshandelspreise gibt und von den bestehenden Regulierungen und politischen Massnahmen abhängt. Der Bericht zeigt, dass die Energietarife (Energiekomponente des Endkundenpreises) für Haushalte und die Grosshandelspreise auf den Spotmärkten vor der Energiekrise über den Zeitraum von 2008 bis 2021 einen engen Zusammenhang aufwiesen (siehe **Abbildung 4**). Wir ergänzen die Korrelationen in **Abbildung 4** um die Korrelation des Energietarifs der Haushalte und der Grosshandelspreise für die Schweiz im Zeitraum 2018 bis 2023.

Abbildung 4: Korrelation zwischen dem Energiepreis der Haushalte und dem Grosshandelspreis (Day-Ahead)



Anmerkung: Die Korrelation wurde für alle Länder ausser der Schweiz über den Zeitraum von 2008 bis 2021 berechnet. Für die Schweiz wurde die Korrelation über den Zeitraum von 2018 bis 2023 berechnet.

Quelle: Swiss Economics auf Basis von ACER (2022), ECom und ENTSO-E.

Dabei handelt es sich um Korrelationen der jährlich gemessenen Preise, was einen mehrmonatigen Zeitraum bis zur Weitergabe der veränderten Grosshandelspreise an Endkunden ermöglicht. In den untersuchten EU-Ländern besteht allgemein eine hohe jährliche Korrelation zwischen Grosshandelspreisen und den von Haushalten bezahlten Energiepreisen. Deutschland hat mit 0.4 den niedrigsten Korrelationskoeffizienten, Frankreich hat den zweitniedrigsten Koeffizienten. Letzterer Koeffizient könnte auf bestehende Preisinterventionen im Strommarkt und einen hohen Anteil von Haushalten am Gesamtstromverbrauch zurückzuführen sein. Dänemark hat den höchsten Korrelationskoeffizienten, was Ausdruck eines starken Wettbewerbs im Energiemarkt sein kann, bei dem die Endkundenpreise eng an die Grosshandelspreise angelehnt sind. Für die Schweiz sind zwei Korrelationen dargestellt – die Korrelation der Grosshandelspreise mit den Endkundenpreisen des aktuellen Jahres sowie mit den Endkundenpreisen des folgenden Jahres. Da sich die meisten Haushalte in der Grundversorgung befinden und sich somit der Grosshandelspreis erst im Folgejahr auf den Endkundenpreis auswirkt, ergibt sich eine relativ geringe Korrelation von 0.10 und somit eine geringe Weitergabe der Grosshandelspreise für das aktuelle Jahr. Für Endkundenpreise des folgenden Jahres ist eine deutlich höhere Korrelation von 0.75 zu beobachten, was für eine verzögerte Transmission der Grosshandelspreise spricht. Ein Grund hierfür ist, dass 70% der Schweizer EVUs selbst keinen Strom produzieren, sodass zwei Drittel des Stroms in der Grundversorgung auf dem freien Markt beschafft wird.⁷

2.2 Die Energiekrise und Auswirkungen auf die Strompreise in der Schweiz

Aufgrund dieser verzögerten Transmission wirkten sich die hohen Preise während der Energiekrise nicht unmittelbar für alle Verbraucher aus. Längerfristige Terminkontrakte

⁷ [Faktenblatt des Bundesamt für Energie, 2018.](#)

insbesondere haben viele Stromversorger in der Schweiz im letzten Jahr vor den steigenden Grosshandelspreisen geschützt. Die Versorger schliessen mit den Endkunden oft länger laufende Verträge ab und sichern sich zur gleichen Zeit an den Terminmärkten für eine gewisse Zeitperiode fixe Einkaufspreise. Dadurch waren im letzten Jahr sowohl viele Stromversorger als auch Endkonsumenten vor den hohen Grosshandelspreisen für eine gewisse Zeit geschützt. So zeigt eine Umfrage der Elcom in Zusammenarbeit mit dem SECO, dass rund 95 Prozent der Unternehmen im freien Markt sogenannte Vollversorgungsverträge mit fixen Preisen haben.⁸ Zudem ist in der Schweiz der Markt für kleinere Kunden noch nicht geöffnet. Deren Energieversorger müssen die Preise jeweils bereits im August vor dem Abrechnungsjahr festlegen. Entsprechend wirken sich geänderte Grosshandelspreise für sie erst ab dem 1. Januar des Folgejahres aus.

2.3 Massnahmen zur Unterstützung der Stromkunden

Im Gegensatz zur Schweiz haben viele EU-Mitgliedstaaten im Verlauf der Energiekrise unterschiedlichste Massnahmen zur Unterstützung der Verbraucher verabschiedet. Einen Überblick über diese Massnahmen bietet der OECD Energy Support Measures Tracker (OECD, 2023), ein Datensatz, welcher alle Massnahmen zur Unterstützung der Energieverbraucher in fünfzig Ländern umfasst. Wir konzentrieren uns in diesem Abschnitt auf diejenigen Massnahmen, welche in Deutschland, Österreich, Frankreich, den Niederlanden und Dänemark eingeführt wurden.⁹ **Tabelle 1** zeigt die Kategorisierung der einzelnen Massnahmen auf Basis OECD (2023), sowie Beispiele der Massnahmen, die Länder, in welchen die jeweilige Massnahme umgesetzt wurden und die erwartete Wirkung auf die Preiselastizität der Nachfrage.¹⁰

Die OECD unterscheidet zwischen Massnahmen, welche einen Einfluss auf den Endkundenpreis haben («energy price support») und Massnahmen, welche die Kaufkraft der Konsumenten beeinflussen («income support» und «credit & equity support»). Dementsprechend gruppieren und erläutern wir die Massnahmen im Folgenden. Dabei wird kurz auf den Inhalt jeder Massnahme eingegangen und im Anschluss die Wirkungsweise erläutert.

Massnahmen, welche auf die Kaufkraft wirken

Unter diese Kategorie von Massnahmen fallen «Budgetary transfers» (im Folgenden: Sozialtransfers), «Average price measures» (im Folgenden: Rabatte) und «loan und credit lines» (im Folgenden: Kreditmassnahmen). Mit **Sozialtransfers** werden Festbeträge an besonders vulnerable Bevölkerungsgruppen oder die ganze Bevölkerung ausbezahlt. Bei ersteren ist das Ziel Energiearmut zu begegnen, bei letzteren eher eine generelle Entlastung von Haushalten. Dies kann in Form einer Direktzahlung sein, welche das Einkommen erhöht, oder

⁸ [Ergebnisse der Umfrage der ElCom und des SECO bei den Energieversorgungsunternehmen.](#)

⁹ Die Auswahl dieser Länder ist in der empirischen Methodik begründet. Eine Diskussion der Auswahl findet sich in Kapitel 4.

¹⁰ Die Preiselastizität der Nachfrage misst die relative Änderung der Nachfrage infolge einer Preisänderung.

in Form eines Gutscheins für die nächste Stromrechnung. Diese Entlastungen entsprechen einer Senkung der durchschnittlichen Energieausgaben für die Begünstigten, während der Grenzpreis für Strom unbeeinflusst bleibt. Weder Grosshandels- noch Endkundenpreise werden also durch diese Massnahmen direkt beeinflusst.

Tabelle 1: Kategorisierung der Massnahmen im Strommarkt

| Kategorisierung OECD | Massnahme | Beispiel | Länder | Erwartete Wirkung auf absolute Preiselastizität |
|-------------------------------------|--------------------------------|--|--------------------|---|
| Energy price support | Tax measures | Reduction in electricity and natural gas taxes for firms or households. | AT, FR, NL, DE, DK | Preiselastizität sinkt |
| Energy price support | Marginal price measures | Temporary cap on regulated retail electricity prices. | AT, FR, NL | Kein Effekt oder Preiselastizität sinkt |
| Income support (energy-related) | Budgetary transfers | A one-off voucher for energy bills. | AT, FR, NL, DE, DK | Preiselastizität sinkt |
| Income support (energy-related) | Average price measures | Discount on the electricity bill to subsidise previous electricity consumption. | DE, NL | Preiselastizität sinkt |
| Income support (non-energy related) | Budgetary transfers | General transfer payment. | AT, FR, NL, DE, DK | Preiselastizität sinkt |
| Credit & equity support | Loan/credit line | Subsidised loans for companies affected by the war in Ukraine and high energy costs. | DE, DK | Preiselastizität sinkt |

Quelle: Swiss Economics auf Basis von OECD (2023).

Unter **Rabatte** fallen beispielsweise eine temporäre Ermässigung der Stromrechnung zur Subventionierung des bisherigen Stromverbrauchs. Je nach genauer Ausgestaltung kann diese Entlastung eine Senkung des durchschnittlichen Energiepreises für die Begünstigten darstellen oder eine Senkung des Grenzpreises pro zusätzliche kWh. Unter «average price measures» fallen diese Massnahmen entsprechend nur im ersten Fall. Im zweiten Fall wird die Massnahme der Kategorie «marginal price measures» zugeordnet (siehe nächster Abschnitt). Beispielsweise erfolgte die Ermässigung in Deutschland nachträglich auf Basis vergangenen Stromverbrauchs. Der Endkundenpreis zum Zeitpunkt der Konsumation wird in diesem Fall nicht beeinflusst.

Kreditmassnahmen subventionieren Kredite oder gewähren verzögerte Rückzahlungen von Rechnungen für Unternehmen und Haushalten, die sich aufgrund der gestiegenen Energiepreise in Schwierigkeiten befinden, um deren Liquidität kurzfristig zu sichern. Die Grosshandelspreise für Strom werden nicht (direkt) beeinflusst. Stromaushgaben für Endkunden werden de facto gesenkt.

Steigen nun die Grosshandelspreise und wird eine der genannten Massnahmen eingeführt, so führt dies über einen Einkommenseffekt ceteris paribus zu einer reduzierten Preiseelastizität. Durch die Umsetzung der Massnahmen reagiert die Nachfrage nach Strom also

weniger stark auf die gestiegenen Grosshandelspreise. Entscheidend für die Wirkung ist die Weitergabe von Preisänderungen vom Grosshandelsmarkt an den Endkundenmarkt. Diese wird wie in Abschnitt 2.2 dargelegt durch Verträge auf dem Terminmarkt und langfristige Verträge zwischen Endkunden und Energieversorgern mitbestimmt. Durch die Verzögerungen der Preisweitergabe ist daher mit einer relativ kleinen Preiselastizität zu rechnen.

Massnahmen, welche auf den Endkundenpreis wirken

Diese Massnahmenkategorie beinhaltet «tax measures» (im Folgenden: steuerliche Massnahmen) und «marginal price measures» (im Folgenden: Obergrenze für Endkundenpreise). Erstere umfassen Reduktionen oder die Befreiung von verschiedenen Abgaben, welche die Verbraucher zahlen. Im Laufe der Energiekrise wurden schliesslich auch Massnahmen ergriffen, welche den Grenzpreis von Strom für Endkunden für einen gewissen Zeitraum senken sollten.¹¹ Unter dieser Art von Massnahmen fallen direkte Preisregulierungen wie eine Obergrenze für Endkundenpreise.

Steigen die Grosshandelspreise und werden die zwei Arten von Massnahmen eingeführt, so führt dies über eine Senkung des Endkundenpreises zu einer geringeren Weitergabe von Preisänderungen vom Grosshandelsmarkt an den Endkundenmarkt. Dies führt ceteris paribus dazu, dass die Stromnachfrage weniger stark auf steigende Grosshandelspreise reagiert, was eine tiefere Preiseelastizität bedeutet. Auch hier ist die Verzögerung der preislichen Weitergabe durch Verträge auf dem Terminmarkt und langfristige Verträge zwischen Endkunden und Energieversorgern entscheidend für das Ausmass der Wirkung. Wird eine definierte Obergrenze für Preiserhöhungen jedoch nicht erreicht, so ist kein Effekt der Massnahme auf die Preiselastizität und die Nachfrage zu erwarten.

3 Analytische Problemstellung

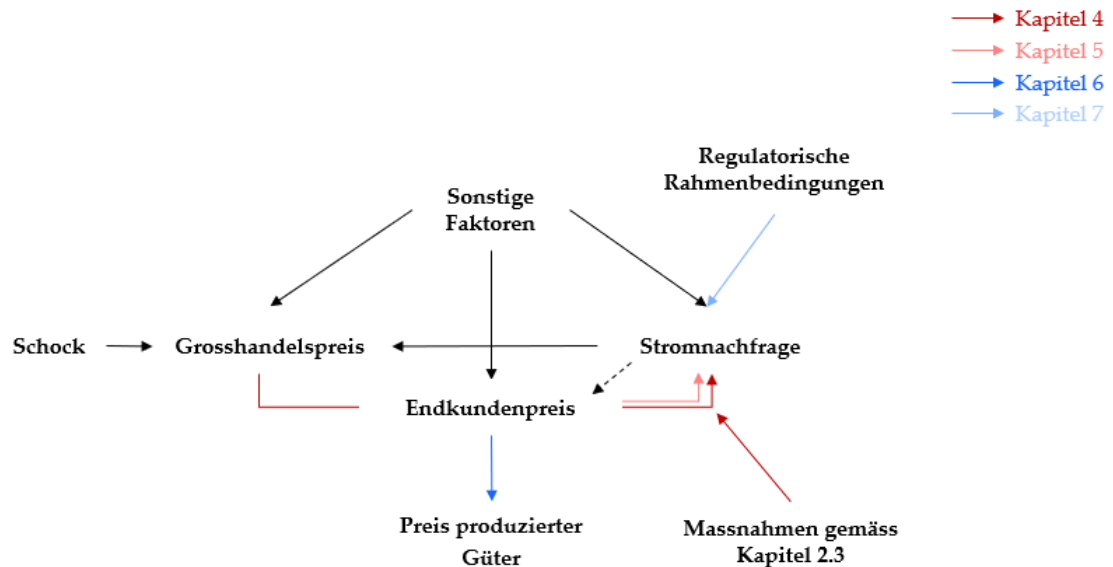
Die in Kapitel 2 beschriebene Funktionsweise des Strommarktes stellt konkrete ökonomische Herausforderungen für die Analyse dar. Diese sind in **Abbildung 5** in einem DAG (einem kausalen Wirkungsmodell) des Strommarktes illustriert. Mit «Schock» werden die Ursachen der Energiekrise (siehe Kapitel 2), also zum einen der russische Angriffskrieg in der Ukraine und seine Folgen auf dem Gasmarkt und zum anderen Strommarkt-spezifische Entwicklungen wie beispielsweise den Ausfall der französischen Atomkraftwerke im Herbst 2022 bezeichnet.

Das Wirkungsmodell kann entlang der Pfade (Pfeile) gelesen werden. So hat beispielsweise der Grosshandelspreis für Strom einen kausalen Effekt auf den Endkundenpreis und darüber auf die Stromnachfrage. Gleichzeitig hat jedoch die Nachfrage nach Strom einen Einfluss auf den Grosshandelspreis (der Preis) – Angebot und Nachfrage werden simultan im

¹¹ Unter „Grenzpreis“ (oder marginalem Preis) wird in diesem Zusammenhang der Endkundenpreis für eine zusätzliche Einheit Strom (beispielsweise eine zusätzliche kWh) verstanden.

Marktgleichgewicht bestimmt.¹² Diese Simultanität ist eine Kernherausforderung für die statistische Analyse: ein hoher Preis senkt (im Allgemeinen) die Nachfrage ebenso wie eine steigende Nachfrage den Preis erhöht (und äquivalent für fallende Preise oder Nachfrage). Daher kann eine einfache Regression des Preises auf die Nachfrage den kausalen Effekt nicht identifizieren.

Abbildung 5: Kausales Wirkungsmodell (DAG) des Strommarktes



Quelle: Swiss Economics.

Im Endkundenmarkt gilt ähnliches – die Stromnachfrage im Endkundenmarkt sollte ebenfalls einen kausalen Effekt auf die Endkundenpreise haben. Allerdings gehen wir davon aus, dass dieser Effekt deutlich geringer ausfällt (siehe Kapitel 2). Endkundenpreise können nur begrenzt und mit Verzögerung auf die Stromnachfrage reagieren, sodass der kausale Pfad von der Stromnachfrage zurück zu den Endkundenpreisen approximativ «geschlossen» werden kann (angedeutet in Abbildung 5 als gestrichelter Pfeil). In der Analyse der Endkundenpreise in Kapitel 5 weisen wir auf das mögliche Endogenitätsproblem hin, wenn die Annahme, dass Endkundenpreise (kurzfristig) nicht von der Nachfrage der Endkunden abhängen, verletzt ist und diskutieren die Auswirkungen auf die geschätzten Koeffizienten.

Unsere Analyse konzentriert sich jeweils auf unterschiedliche Aspekte des Strommarktes, welche entsprechend farblich in Abbildung 5 hervorgehoben werden. In Kapitel 4 analysieren wir den Effekt des Grosshandelspreises auf die Stromnachfrage, sowie die

¹² Da der Grosshandelsmarkt für Strom europaweit stark integriert ist, hängen die Grosshandelspreise eines einzelnen Marktgebietes von den Entwicklungen auf den anderen Märkten ab. Diese Abhängigkeit ist Teil der «Sonstigen Faktoren». Allerdings gilt speziell die Schweiz im europäischen Strommarkt als «price taker» - der Schweizer Grosshandelspreis wird massgeblich durchs Ausland bestimmt und weniger durch eigenes Angebot bzw. eigene Nachfrage.

Auswirkungen der politischen Massnahmen im Zuge der Energiekrise in mehreren europäischen Ländern. Dies entspricht den rot eingefärbten Pfaden in Abbildung 5. In Kapitel 5 untersuchen wir die Preiselastizität der Stromnachfrage Schweizer Verbraucher auf die Endkundenpreise (in hellrot). In Kapitel 6 analysieren wir die preisliche Weitergabe in der Schweiz (in dunkelblau) und schliesslich analysieren wir noch unterstützende regulatorische Rahmenbedingungen im Strommarkt (in hellblau).

Die wichtigste Herausforderung in der Analyse insbesondere in Kapitel 4, ist der Pfad von der Stromnachfrage zum Preis, da in einer Regression des Preises auf die Nachfrage der Preis aufgrund dieses kausalen Pfades endogen ist. Um die Preiselastizität schätzen zu können, muss dieser Pfad entsprechend «geschlossen» werden.

4 Preiselastizität und Effekte politischer Massnahmen an Grosshandelsmärkten

Im folgenden Kapitel betrachten wir den Grosshandelsmarkt für Strom auf europäischer Ebene. Wir untersuchen insbesondere den Zusammenhang zwischen Grosshandelspreisen und aggregierter Last in unterschiedlichen europäischen Ländern – sprich, die Preiselastizität der Nachfrage –, sowie die Auswirkungen der umgesetzten politischen Massnahmen im Zuge der Energiekrise.

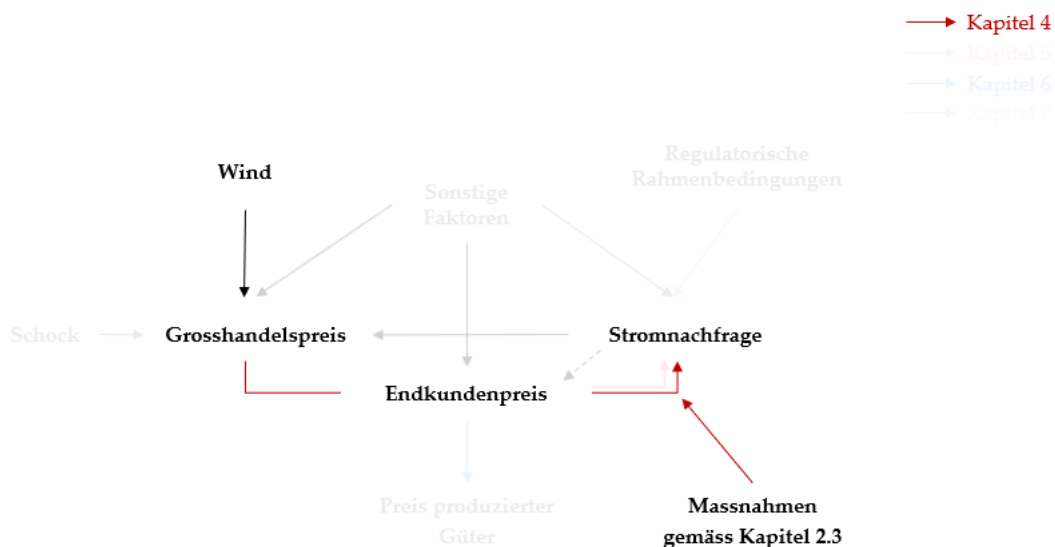
Abbildung 6 zeigt das kausale Wirkungsmodell für unsere Analyse. Wir konzentrieren uns auf zwei Pfade: (i) vom Grosshandelspreis zur Stromnachfrage (über den Endkundenpreis), sowie (ii) von den identifizierten politischen Massnahmen (siehe Abschnitt 2.3) zur Preiselastizität (Pfad vom Grosshandelspreis zur Stromnachfrage).

Wie in Kapitel 3 diskutiert, stellt der Pfad von der Stromnachfrage zum Grosshandelspreis die zentrale Herausforderung der Analyse dar (in schwarz in Abbildung 5). Um diesen Pfad zu schliessen, nutzen wir exogene Variation in einer Variable, die einen Effekt auf den Grosshandelspreis hat, aber keinen Effekt auf die Stromnachfrage.¹³ Eine solche Variable wird in der Statistik als «Instrument» bezeichnet. Wir nutzen in der folgenden Analyse die lokale Windgeschwindigkeit als Instrument für den Grosshandelspreis. Die Details zur Identifikationsstrategie und der Nutzung der Windgeschwindigkeit diskutieren wir in Abschnitt 4.2 sowie im Appendix E. Durch diesen Ansatz wird die Berücksichtigung der sonstigen Faktoren überflüssig, da nur mit der exogenen Variation des Grosshandelspreises gearbeitet wird – wir beschränken uns in der statistischen Analyse also nur auf die Veränderungen der Grosshandelspreise, die durch Veränderungen der Windgeschwindigkeit verursacht werden, und schätzen deren Effekt auf die Stromnachfrage. Dieser Anteil der Variation in den Grosshandelspreisen ist exogen zum Marktgeschehen, da die

¹³ Exogene Variation bezeichnet einen sich verändernden Einflussfaktor, der *nicht* innerhalb des Modells (hier des Strommarktes) bestimmt wird, sprich ein Einflussfaktor der unabhängig vom Strommarkt ist.

Windgeschwindigkeit unabhängig vom Verhalten der Marktakteure ist, und erlaubt daher eine Schätzung des kausalen Effektes.

Abbildung 6: Das Wirkungsmodell für den Grosshandelsmarkt und politische Massnahmen



Quelle: Swiss Economics.

Das Kapitel ist wie folgt gegliedert. In Abschnitt 4.1 stellen wir den verwendeten Datensatz und die Datenquellen, sowie die Aufbereitung der Daten vor. In 4.2 diskutieren wir die Identifikationsstrategie und setzen diese in den Kontext des Wirkungsmodells. Abschnitt 4.3 zeigt und diskutiert die Resultate. Eine kurze Diskussion der wissenschaftlichen Literatur findet sich in **Appendix D**.

4.1 Daten

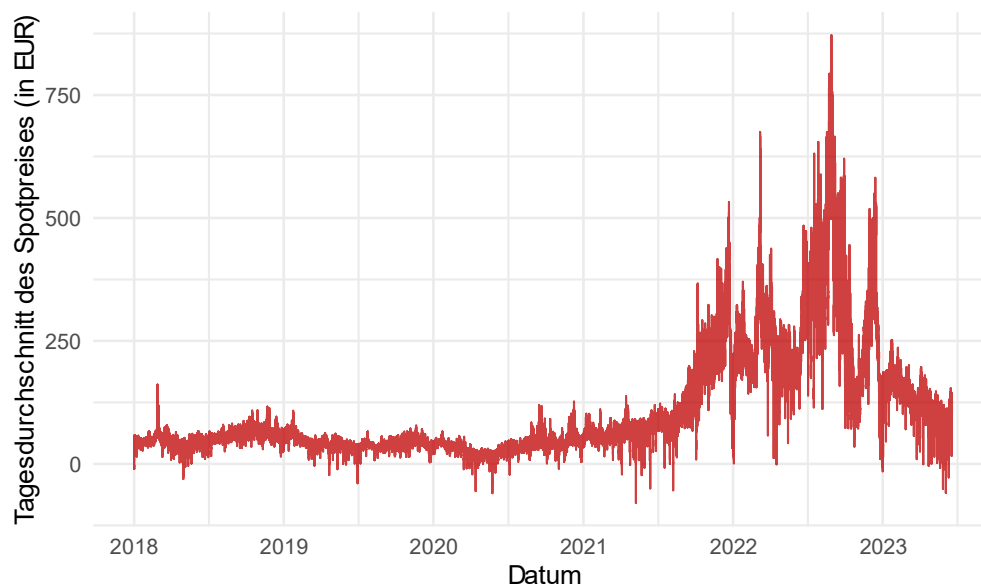
Für die Analyse auf Grosshandelsebene werden Daten über Nachfrage und Grosshandelspreis, politische Massnahmen auf dem Energiemarkt und Wetterdaten für jedes der untersuchten Länder genutzt. Alle Daten liegen in stündlicher Frequenz über den Zeitraum vom 1.1.2018 bis 23.5.2023 vor. Wir konzentrieren uns in der Analyse auf sechs europäische Länder: die Schweiz, Deutschland, Frankreich, Österreich, die Niederlande, sowie Dänemark (mit den zwei Regelzonen Dänemark 1 und Dänemark 2). Somit beinhaltet die Analyse die Schweiz und ihre Nachbarländer (ausser Italien), sowie weitere kleinere europäische Länder. Die folgenden Abschnitte beschreiben die einzelnen Datenquellen, die wir für die Analyse nutzen.

4.1.1 ENTSO-E Transparency Plattform

Eine wesentliche Quelle für Nachfrage- und Preis-Daten ist die ENTSO-E Transparency Plattform, auf der die Übertragungsnetzbetreiber der einzelnen europäischen Länder die gemessene Last in ihren Netzen veröffentlichen. Ebenso sind die Preisdaten der EPEX SPOT

Strombörse verfügbar. **Abbildung 7** zeigt die Preisentwicklung des Spotpreises in der Schweizer Regelzone. Die Energiekrise 2022 wird deutlich ersichtlich. Die Preisentwicklung in anderen europäischen Ländern zeigt das gleiche Muster.

Abbildung 7: Entwicklung des Spotpreises in der Regelzone Schweiz 2018-2023

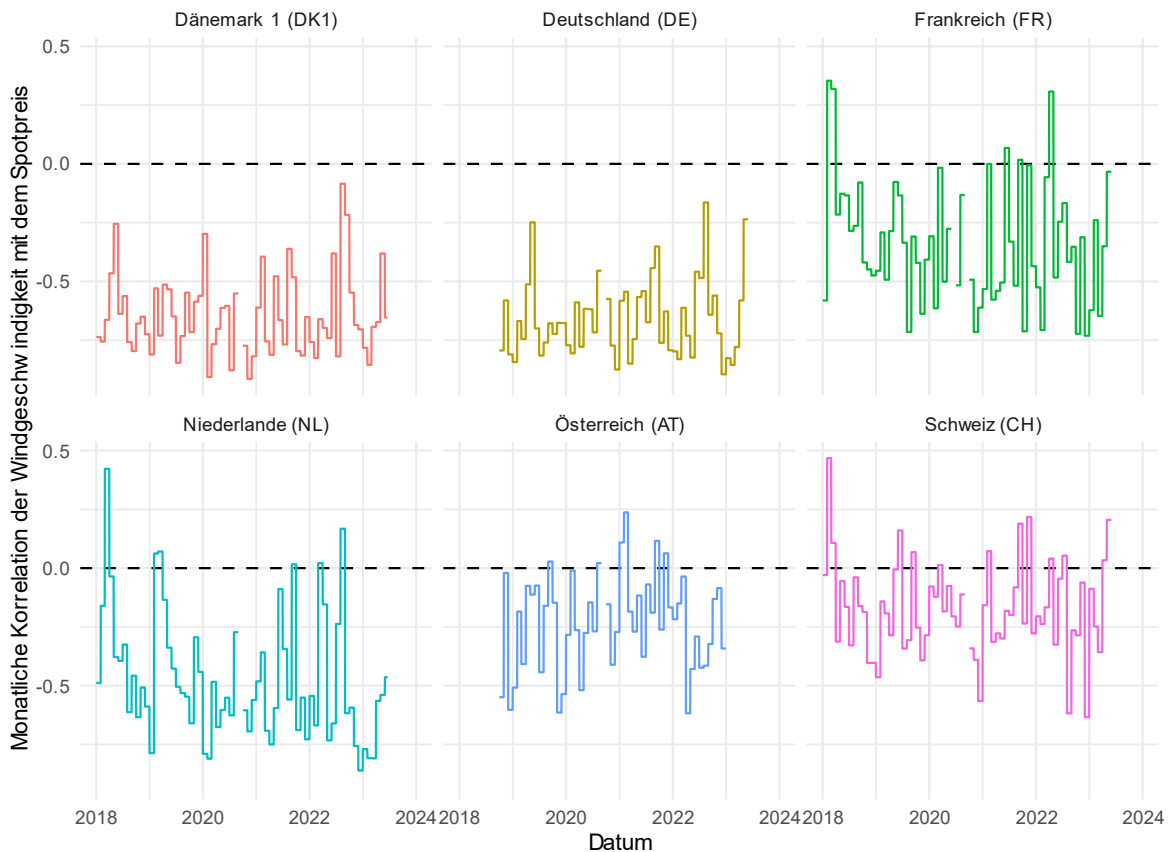


Quelle: Swiss Economics auf Basis von Daten von ENTSO-E Transparency Platform.

Damit die Windgeschwindigkeit ein valides Instrument für den Grosshandelspreis ist, muss diese eine ausreichend hohe Korrelation mit dem Preis aufweisen. **Abbildung 8** zeigt die monatliche Korrelation zwischen dem Grosshandelspreis und der Windgeschwindigkeit. In Ländern mit einem hohen Anteil der Stromproduktion durch Windkraftanlagen ist der Strompreis stark negativ korreliert mit der Windgeschwindigkeit. Die Intuition dahinter ist die Folgende: Steigt die Windgeschwindigkeit, so wird die Produktion von Strom angekurbelt. Dies führt zu einem erhöhten Angebot an Strom, was den Preis auf dem Grosshandelsmarkt senkt (siehe Kapitel 2). Dies ist insbesondere für Deutschland und Dänemark ersichtlich, aber auch für die Niederlande und (mit Abstrichen) Frankreich.¹⁴ Die Korrelation mit dem Schweizer Strompreis ist am geringsten, da Windkraftanlagen in der Schweiz einen vernachlässigbaren Anteil der Stromproduktion ausmachen und der Strompreis daher nicht von den eigenen Anlagen getrieben ist. Die grafische Analyse verdeutlicht somit, dass die Nutzung der Windgeschwindigkeit zur Analyse der Preiselastizität für die Schweizer Regelzone problematisch ist. Auch für Österreich ist die Korrelation relativ gering und somit potentiell problematisch. Wir dokumentieren in der Analyse die Ergebnisse aller Länder und weisen jeweils auf die möglichen Bedenken und Robustheit der Ergebnisse hin.

¹⁴ Wir weisen nur die Korrelation einer der Regelzonen Dänemarks in der Grafik aus. Die Korrelationen sind fast deckungsgleich.

Abbildung 8: Korrelation der Windgeschwindigkeit mit dem Spotpreis



Anmerkung: Für Dänemark ist nur die Korrelation der Regelzone Dänemark 1 dargestellt. Die Regelzone Dänemark 2 zeigt sehr ähnliche Ergebnisse.

Quelle: Swiss Economics auf Basis von Daten von ENTSO-E Transparency Platform und NASA.

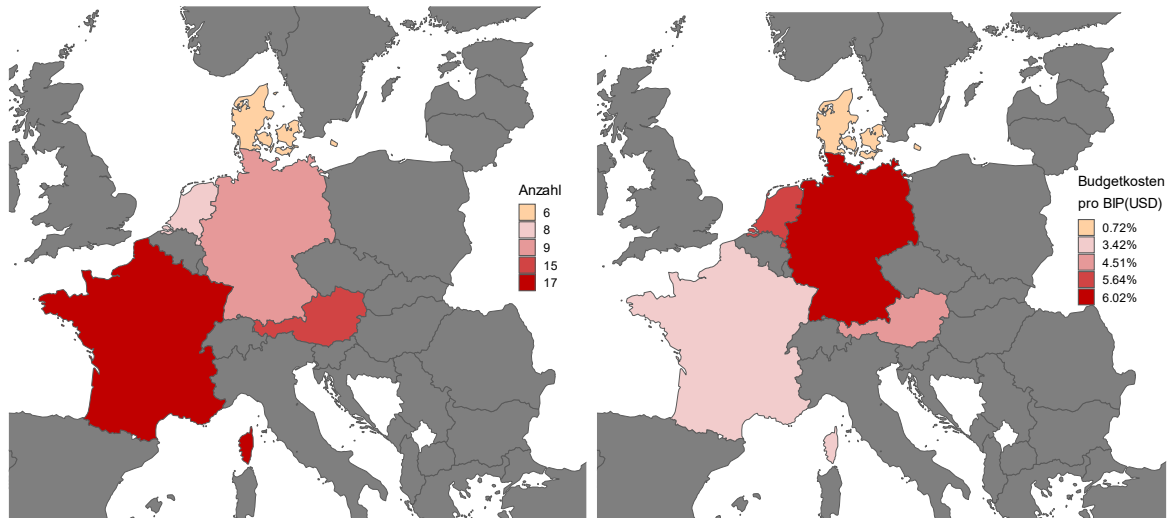
4.1.2 OECD Energy Support Measures Tracker

Der OECD Energy Support Measures Tracker¹⁵ umfasst 41 Länder, darunter 35 OECD-Staaten und 6 nicht-OECD-Staaten, und enthält alle Massnahmen zur Unterstützung der Energieverbraucher sowie das Datum der Einführung und Aufhebung. Swiss Economics hat eine Validierung des Datensatzes durchgeführt, wonach der Datensatz vollständig und korrekt ist.¹⁶ Nachfolgend wird ein Überblick über die implementierten Massnahmen zur Unterstützung des Strommarkts in den untersuchten Ländern gegeben. **Abbildung 9** stellt die Anzahl und den budgetierten Umfang der Massnahmen, welche zur Unterstützung des Strommarkts in Deutschland, Österreich, Frankreich, den Niederlanden und Dänemark implementiert wurden, dar. Die erste Massnahme nach Ausbruch der Energiekrise wurde am 1. Oktober 2021 in Frankreich umgesetzt.

¹⁵ [OECD Energy Support Measures Tracker - OECD](#).

¹⁶ Der Datensatz wurde abgeglichen mit dem «National fiscal policy responses to the energy crisis» Datensatz von Bruegel (<https://www.bruegel.org/dataset/national-policies-shield-consumers-rising-energy-prices>), sowie eigenen Recherchen in einem verwandten Projekt (Swiss Economics, 2022).

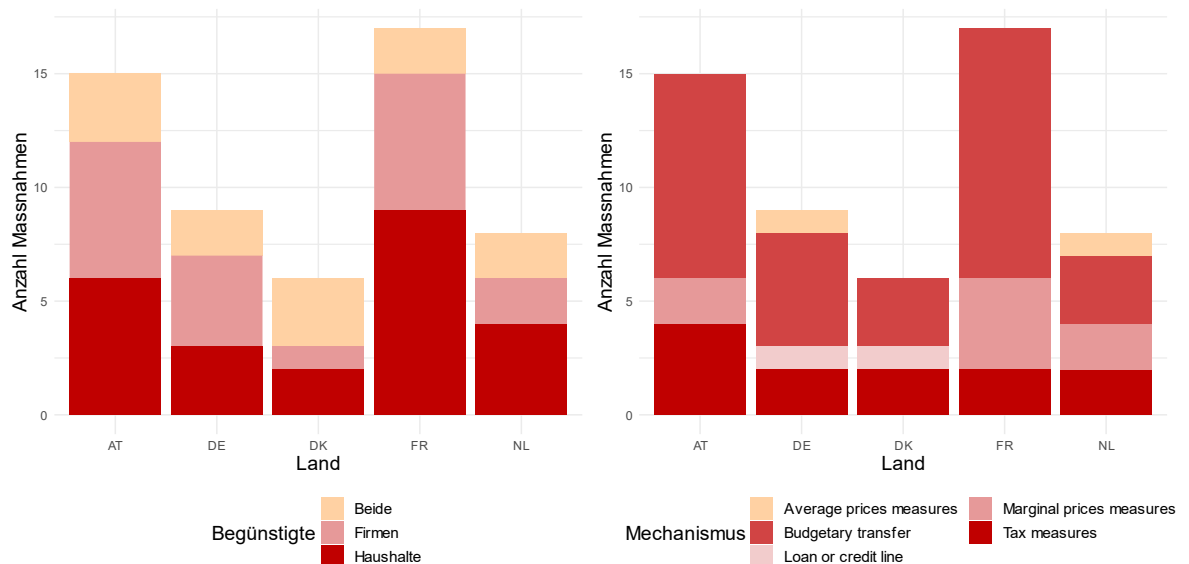
Abbildung 9: Massnahmen zur Unterstützung des Strommarktes



Quelle: Swiss Economics auf Basis von OECD Energy Support Measures Tracker.

Den Abbildungen ist zu entnehmen, dass Frankreich die höchste Anzahl Massnahmen implementiert hat, gefolgt von Österreich und Deutschland. Die budgetierten Gesamtkosten in Relation zum Bruttoinlandsprodukt (BIP) in USD hingegen waren in Deutschland am grössten, gefolgt von den Niederlanden und Österreich. Für die Schweiz sind im OECD Energy Support Measures Tracker keine Massnahmen vermerkt.¹⁷ Appendix B enthält Graphiken, welche eine detaillierte Übersicht über alle Massnahmen pro Land und deren Dauer geben.

Abbildung 10: Wer wird mit den Massnahmen unterstützt und welche Art Massnahme wurde implementiert?



Quelle: Swiss Economics auf Basis von OECD Energy Support Measures Tracker.

¹⁷ Ausgenommen des Rettungsschirms für die Stromunternehmen.

Abbildung 10 veranschaulicht wer die Begünstigten der Massnahmen waren und welche Art Massnahmen (gemäss Kategorisierung in Abschnitt 2.3) wie häufig in den einzelnen Ländern umgesetzt wurden. Der Graphik links ist zu entnehmen, dass die Massnahmen in allen Ländern auf Haushalte und Firmen gleichermassen abzielten. Der Graphik rechts kann entnommen werden, dass in allen Ländern Ausgleichszahlungen («Budgetary transfers») die häufigste Art umgesetzter Massnahme darstellen. Nebst Ausgleichszahlungen wurden hauptsächlich auch steuerliche Massnahmen ergriffen.

4.1.3 MERRA-2 Wetterdaten

Die «Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications, Version 2» (oder MERRA-2) ist eine globale atmosphärische Reanalyse, die vom NASA Global Modeling and Assimilation Office (GMAO) erstellt wird und frei verfügbar ist.¹⁸ Sie umfasst den Zeitraum der Satellitenbeobachtung von 1980 bis heute. Wir nutzen diese Datenquelle, da sie mehrere entscheidende Vorteile bietet. Zum einen sind die Daten in hoher räumlicher ($1/2^\circ$ Breitengrad \times $5/8^\circ$ Längengrad) sowie zeitlicher (stündlicher) Auflösung über den gesamten Zeitraum weltweit verfügbar. Zum anderen werden nicht nur Temperaturen gemessen, sondern darüber hinaus eine Reihe weiterer atmosphärischer Variablen, wie beispielsweise die Windgeschwindigkeit.

Für die vorliegende Analyse wurden nur die den einzelnen betrachteten Ländern geografisch zugeordneten Daten der MERRA-2 Datenbank verwendet. Pro Land wird das arithmetische Mittel der geografisch relevanten Daten (Gridpunkte) für jede Stunde berechnet. Wir berücksichtigen konkret zwei Variablen der MERRA-2 Datenbank: die Temperatur (gemessen in Kelvin in zwei Meter Höhe oberhalb der Verdrängungshöhe) und die Windgeschwindigkeit (gemessen in m/s zehn Meter oberhalb der Verdrängungshöhe).¹⁹ Für die Analyse konvertieren wir die Temperatur in die Celsius-Skala.

4.2 Identifikationsstrategie

Das Ziel der vorliegenden Analyse ist es, den kausalen Effekt eines Strompreisanstiegs auf die Nachfrage im Strommarkt unter der Berücksichtigung von unterschiedlichen regulatorischen Rahmenbedingungen und politischen Massnahmen zu untersuchen. Wir schätzen ein einfaches Regressionsmodell, bei dem die aggregierte Last auf (i) den Grosshandelspreis, (ii) die eingeführten Massnahmen sowie (iii) deren Interaktion mit dem Grosshandelspreis regressiert wird und die Windgeschwindigkeit als Instrument für den Grosshandelspreis dient, damit wir den kausalen Effekt identifizieren können. Verbrauchs- und

¹⁸ <https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA-2/>.

¹⁹ Vegetation oder Bebauung können den Wind nach oben verdrängen. Daher werden die atmosphärischen Werte relativ zur Verdrängungshöhe berechnet, da unterhalb der Verdrängungshöhe andere physikalische Prozesse die Werte bestimmen als das Berechnungsmodell vorsieht. Die Verdrängungshöhe im Falle der MERRA-2 Daten ist die Höhe, in der das Log-Windprofil eine Windgeschwindigkeit von Null projiziert (<https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA-2/FAQ/>).

Preisdaten liegen in stündlicher Frequenz vor. Die Daten zu den Massnahmen sind tagesgenau. Die regulatorischen Rahmenbedingungen liegen meist auf Jahresbasis vor. Der Koeffizient des Grosshandelspreises spiegelt dann den Effekt von Preisveränderungen auf Nachfragereaktionen dar und die Koeffizienten der Interaktionsterme zeigen den Einfluss einzelner Massnahmen auf diesen Effekt. Unterschiedliche regulatorische Rahmenbedingungen werden berücksichtigt, indem wir dieses Modell für jedes Land einzeln schätzen und zeitliche Entwicklungen, wie beispielsweise Temperaturänderungen, über fixe Zeiteffekte auffangen.

Ein solches Regressionsmodell unterliegt folgenden Herausforderungen:

- **Endogenität des Preises:** Der Preis bestimmt die Nachfrage und die Nachfrage bestimmt den Preis. Somit liegt simultane Kausalität vor, was zu einer Verzerrung der Preiselastizität führt. Das Problem wird in der vorliegenden Analyse mit einem *IV-Regressionsmodell* und der Nutzung der Windgeschwindigkeit als Instrument behoben.
- **Autokorrelation der Nachfrage:** Es ist höchst wahrscheinlich, dass die Nachfrage in einer Stunde hoch ist, wenn die Nachfrage in der vorherigen Stunde ebenfalls hoch war. Dies führt ebenfalls zu Verzerrungen bei der Schätzung der Preiselastizität. Wir schätzen ein zweites Regressionsmodell, das *CIV-Regressionsmodell*, welches dieses Problem behebt, um die Robustheit der Resultate des IV-Regressionsmodells zu überprüfen.

Appendix E führt die technischen Details zu den IV- und CIV- Regressionsmodellen aus und legt die Annahmen dar, unter welchen die Schätzungen glaubwürdig sind. Ein wichtiger weiterer Aspekt ist die Tatsache, dass die Grosshandelspreise nicht direkt die Stromnachfrage kausal verändern (siehe das kausale Modell in Abbildung 6 sowie Kapitel 2). Endkonsumenten reagieren auf Veränderungen der Endkundenpreise und nicht direkt auf die Grosshandelspreise und die Transmission zu den Endkundenpreisen kann von Land zu Land unterschiedlich sein. Da wir das Modell für jedes Land einzeln schätzen, erlauben wir für beliebige Unterschiede in der Transmission zwischen Ländern. Der unterschiedliche regulatorische Kontext sollte aber in der Interpretation der Ergebnisse berücksichtigt werden. Für die Interpretation der geschätzten Preiselastizitäten lässt sich dies wie folgt zusammenfassen:

- Eine geringere Preiselastizität wird in Ländern mit stärkerer Preisregulierung erwartet.
- Angenommen die Haushalte sind diejenigen Verbraucher mit regulierten Preisen, so wird die Preiselastizität hauptsächlich durch Nicht-Haushaltskunden getrieben.
- Angenommen die Haushalte sind diejenigen Verbraucher mit regulierten Preisen, so wird die Preiselastizität tiefer sein in Ländern, in denen der Anteil des gesamten Stromverbrauchs von Haushalten höher ist.

4.3 Resultate

Tabelle 2 zeigt die Ergebnisse des IV-Regressionsmodells mit stündlichen Daten über den Zeitraum von 2018 bis 2023 für die Länder Schweiz, Deutschland, Frankreich, Dänemark (mit den Regelzonen Dänemark 1 und Dänemark 2) und die Niederlande und von 2019 bis

2022 für Österreich auf.²⁰ Für jedes der untersuchten Länder wurde separat eine Regression geschätzt. Die ausgewiesene F-Statistik von über 10 für jedes Land in Tabelle 2 zeigt, dass die Windgeschwindigkeit als Instrument relevant ist.²¹

Die erste Zeile von Tabelle 2 weist die geschätzten kurzfristigen Preiselastizitäten aus, wären *keine* politischen Massnahmen umgesetzt worden. Die entsprechenden Werte sind als Prozentveränderungen der aggregierten Last zu lesen, wenn sich der Grosshandelspreis um ein Prozent erhöht. Alle weiteren Zeilen in Tabelle 2 stellen die Auswirkungen der jeweiligen Massnahme auf die Preiselastizität dar. Die Werte entsprechen also der Änderung der Preiselastizität, wenn der Grosshandelspreis um ein Prozent steigt *und eine zusätzliche Massnahme* umgesetzt wird, beispielsweise eine weitere Massnahme der Kategorie Budgetary Transfer. Diese Werte sind als Prozentpunktänderungen der Preiselastizität zu interpretieren. Beispielsweise weist Deutschland eine Preiselastizität von -0.035 auf. Wird ein zusätzlicher Sozialtransfer eingeführt, so steigt zudem die Preiselastizität um -0.023 Prozentpunkte. Werden die beiden Koeffizienten also addiert, so erhält man den Effekt eines ein-prozentigen Anstiegs des Grosshandelspreises auf die Nachfrage, gegeben eine umgesetzte Massnahme der Kategorie Budgetary Transfer. Im Falle Deutschlands ergibt sich eine Preiselastizität von -0.58%.

Das vorliegende Modell unterliegt mehreren Herausforderungen, welche die Schätzung der Koeffizienten und somit deren Glaubwürdigkeit beeinflussen. Die erste Herausforderung ist die Relevanz der Windgeschwindigkeit als Instrument für die Schweiz, sowie auch für Österreich. Obwohl die F-Statistik in beiden Fällen einen Wert über 10 ausweist, sollten die Schätzungen vorsichtig interpretiert werden. In beiden Ländern spielt die Erzeugung von Energie durch eigene Windanlagen nur eine geringfügige Rolle. Somit wird dadurch auch der Grosshandelspreis von Strom nur geringfügig beeinflusst und die Korrelation mit der Windgeschwindigkeit entsteht vermutlich aufgrund ähnlicher Windgeschwindigkeiten in benachbarten Ländern, sowie Arbitrage-Möglichkeiten im grenzüberschreitenden Handel.²² Eine zweite Herausforderung stellen simultane Einführungen der Massnahmen dar, welche wenig Variation für die Identifikation der Effekte der Massnahmen bieten und in der Regressionsanalyse zu Multikollinearitätsproblemen führen, sodass die Effekte der Massnahmen schwer zu identifizieren sind.²³ Vor allem Frankreich und Österreich haben viele Massnahmen simultan eingeführt, was die Schätzung der Effektgrössen der Massnahmen erschwert. Aus diesen Gründen müssen die Resultate von Österreich und der Schweiz, sowie die Koeffizienten der Massnahmen für Frankreich vorsichtig interpretiert werden.

²⁰ Am 1. Oktober 2018 hat sich Österreich von der gemeinsamen Strompreiszone (mit Deutschland und Luxemburg) getrennt, daher berücksichtigen wir für Österreich nicht das Jahr 2018. Zudem fehlen aktuell die Wetterdaten von 2023 für Österreich.

²¹ Instrumente mit einer F-Statistik unter 10 werden allgemein als schwache Instrumente betrachtet. Die detaillierte «First Stage» der einzelnen Regressionen findet sich im Appendix C.

²² Die Schweiz insbesondere wird häufig als „price taker“ im europäischen Stromhandel angesehen.

²³ Wir dokumentieren die Einführung und Dauer der Massnahmen in Appendix B.

Deshalb wird im Folgenden ein grösserer Fokus auf die Interpretation der relativ belastbaren Ergebnisse von Deutschland, Dänemark und den Niederlanden gelegt (hervorgehoben in Tabelle 2). Da das Problem der Simultanität der Massnahmen jedoch über alle Länder hinweg zu einem gewissen Ausmass besteht, sollten die Effektgrössen der Massnahmen auf die Preiselastizität in allen Ländern vorsichtig interpretiert werden.

Tabelle 2: Ergebnisse des IV-Regressionsmodells

| IV Second Stage Resultate | | | | | | | |
|-----------------------------|------------------------|--------------------------------------|------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|------------------------|
| <i>Abhängige Variable:</i> | | | | | | | |
| log(Nachfrage) | | | | | | | |
| | AT | DE | FR | NL | DK1 | DK2 | CH |
| | (1) | (2) | (3) | (4) | (5) | (6) | (7) |
| log(Preis) | 0.0020 (0.0029) | -0.0354*** (0.0010) | -0.0421*** (0.0035) | -0.0769*** (0.0036) | -0.0219*** (0.0013) | -0.0167*** (0.0013) | -0.0777*** (0.0049) |
| log(Preis) x Bud. Transfer | -0.1850*** (0.0211) | -0.0230*** (0.0030) | 0.0161 (0.0123) | -0.0003 (0.0076) | -0.0213*** (0.0021) | 0.0067*** (0.0015) | |
| log(Preis) x Tax Measure | 0.0343*** (0.0052) | 0.0271*** (0.0053) | 0.0569** (0.0246) | 0.0325*** (0.0035) | -0.0702*** (0.0050) | -0.0253*** (0.0037) | |
| log(Preis) x Loan Line | | 0.0424*** (0.0053) | | | 0.0492*** (0.0073) | 0.0374*** (0.0058) | |
| log(Preis) x Marginal Price | 0.4301*** (0.0463) | | -0.0383*** (0.0129) | 0.0127*** (0.0046) | | | |
| log(Preis) x Average Price | | -0.0944*** (0.0084) | | 0.0517*** (0.0108) | | | |
| Beobachtungen | 34,340 | 39,975 | 46,431 | 46,522 | 46,524 | 46,528 | 46,518 |
| F-Statistik | 817.49*** | 732.20*** | 1'808.45*** | 752.72*** | 975.50*** | 962.29*** | 100.83*** |
| Fixe Effekte | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| Zeitraum | 2019-2022 | 2018-2023 | 2018-2023 | 2018-2023 | 2018-2023 | 2018-2023 | 2018-2023 |

* p < 0.1, ** p < 0.05, *** p < 0.01

Die Preiselastizitäten auf den Grosshandelsmärkten werden ohne umgesetzte Massnahmen auf -0.0167 bis -0.0769 über den untersuchten Zeitraum geschätzt. Steigt der Grosshandelspreis also innerhalb einer Stunde um zehn Prozent und wird in den Ländern keine politische Massnahme ergriffen, so sinkt die aggregierte Last um ca. 0.2 bis 0.8 Prozent. Wir finden die höchste Preiselastizität in den Niederlanden und der Schweiz (ca. 0.8 Prozent) und die geringste in Dänemark (ca. 0.2 Prozent). Deutschland und Frankreich liegen in der Mitte bei ungefähr 0.4 Prozent. Die Preiselastizität in Österreich ist statistisch insignifikant und kann daher nicht interpretiert werden. Somit ist die Endkundenachfrage über alle Länder hinweg sehr unelastisch. Dies ist aufgrund der hohen Frequenz der Daten und, wie in Abschnitt 2.2 dargelegt, aufgrund gebundener, längerfristiger Verträge und regulierter Preise auch zu erwarten. Die (relativ) hohe Preiselastizität niederländischer Verbraucher spiegelt

vermutlich den sehr geringen Anteil Haushalte am Gesamtverbrauch wieder (siehe Abbildung 3), da wir davon ausgehen, dass Unternehmen eine höhere Preiselastizität im Durchschnitt aufweisen als Haushalte,²⁴ während die geringere Deutschlands vermutlich die deutlich geringere Korrelation der Endkunden- mit den Grosshandelspreisen und somit eine reduzierte oder verzögerte Transmission abbildet (siehe Abbildung 4). Die Preiselastizität Frankreichs hingegen fällt (relativ) höher als erwartet aus, allerdings findet auch die existierende Literatur eine relativ hohe Preiselastizität.²⁵

Der Effekt einer eingeführten Massnahme auf die Preiselastizität sollte, wie in Abschnitt 2.3 ausgeführt, für alle Massnahmen ausser für «marginal price» Massnahmen positiv sein, sprich die Preiselastizität sollte tiefer ausfallen. Im Fall von «marginal price» Massnahmen kann zudem auch ein Nulleffekt erwartet werden. Im Folgenden ist der Fokus aufgrund der zuvor diskutierten statistischen Herausforderungen hauptsächlich auf Deutschland, die Niederlande und Dänemark gelegt.

Die absolute Preiselastizität wird mit einem zusätzlichen Sozialtransfer tendenziell grösser um ca. 0.2 Prozentpunkte, was entgegen den Erwartungen ist. Dies könnte darauf hindeuten, dass die Einkommenserhöhung nicht für höheren Stromkonsum genutzt wurde, sondern für andere Güter, da mit den steigenden Energiepreisen auch die Preise anderer Güter (bei denen Energie ein wichtiger Input ist) teils erheblich gestiegen sind. Im Fall einer steuerlichen Massnahme nimmt die Preiselastizität ab in Deutschland und den Niederlanden (um ca. 0.3-0.5 Prozentpunkte) und zu in Dänemark (um ca. 0.3-0.7 Prozentpunkte). Kreditmassnahmen haben die Preiselastizität in Deutschland und in Dänemark (um 0.4-0.5 Prozentpunkte) reduziert.

«Marginal price» Massnahmen (beispielsweise Obergrenzen für Endkundenpreise) haben einen negativen Effekt auf die absolute Preiselastizität in den Niederlanden (um ca. 0.1 Prozentpunkte). Schliesslich führt eine «average price» Massnahme (beispielsweise Unterstützungen auf Basis des Vorjahresverbrauchs) zu einer höheren absoluten Preiselastizität in Deutschland (ca. 0.9 Prozentpunkte) und einer geringeren absoluten Preiselastizität in den Niederlanden (ca. 0.5 Prozentpunkte).

Wie in Abschnitt 4.2 diskutiert, wurde zusätzlich ein CIV-Regressionsmodell implementiert, um das Problem der Autokorrelation zu lösen und die Robustheit der Resultate zu überprüfen. **Tabelle 3** zeigt die Resultate dieses Modells und bestätigt die statistischen Herausforderungen der Analyse, die in Kapitel 3 und Abschnitt 4.2 diskutiert wurden. Die Koeffizienten für Österreich und Frankreich sind fast alle statistisch insignifikant und können daher nicht interpretiert werden. Zudem sind die Koeffizienten von «marginal price» Massnahmen insignifikant im Vergleich zu Tabelle 3. Diese Art Massnahmen enthalten Obergrenzen für Preiserhöhungen, welche jeweils erst dann Auswirkungen haben, wenn die

²⁴ Diese Hypothese bestätigt sich in der Analyse in Kapitel 5.

²⁵ Auray, Caponi & Ravel (2019).

Obergrenze auch wirklich erreicht ist. Die Koeffizienten, welche statistisch signifikant geblieben sind, sind vergleichbar mit denjenigen in Tabelle 3.

Tabelle 3: Ergebnisse des CIV-Regressionsmodells

| | CIV Second Stage Resultate | | | | | | |
|-----------------------------|----------------------------|--------------------------------------|---------------------|-------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|-----------------------|
| | Abhängige Variable: | | | | | | |
| | log(Nachfrage) | | | | | | |
| | AT | DE | FR | NL | DK1 | DK2 | CH |
| | (1) | (2) | (3) | (4) | (5) | (6) | (7) |
| log(Preis) | 0.0114 (0.0211) | -0.0311** (0.0144) | 0.5763 (0.3745) | -0.6863** (0.3364) | -0.0475** (0.0211) | -0.0201** (0.0089) | 0.1457*** (0.0377) |
| log(Preis) x Bud. Transfer | -0.1429 (0.0995) | -0.0216*** (0.0067) | -0.2876 (0.1872) | -0.0988 (0.0634) | -0.0230*** (0.0028) | 0.0074*** (0.0025) | |
| log(Preis) x Tax Measure | 0.0260 (0.0212) | 0.0250*** (0.0086) | 0.3137* (0.1759) | 0.1510** (0.0669) | -0.0893*** (0.0172) | -0.0262*** (0.0049) | |
| log(Preis) x Loan Line | | 0.0413*** (0.0088) | | | 0.0739*** (0.0225) | 0.0387*** (0.0076) | |
| log(Preis) x Marginal Price | 0.3361 (0.2169) | | 0.3361 (0.2301) | 0.1344* (0.0704) | | | |
| log(Preis) x Average Price | | -0.0882*** (0.0247) | | 0.2170** (0.1018) | | | |
| Beobachtungen | 34,338 | 39,973 | 46,425 | 46,518 | 46,520 | 46,524 | 46,514 |
| F-Statistik | 773.99*** | 703.09*** | 1,712.21*** | 718.40*** | 932.38*** | 920.51*** | 94.47*** |
| Fixe Effekte | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| Zeitraum | 2019-2022 | 2018-2023 | 2018-2023 | 2018-2023 | 2018-2023 | 2018-2023 | 2018-2023 |

* p < 0.1, ** p < 0.05, *** p < 0.01

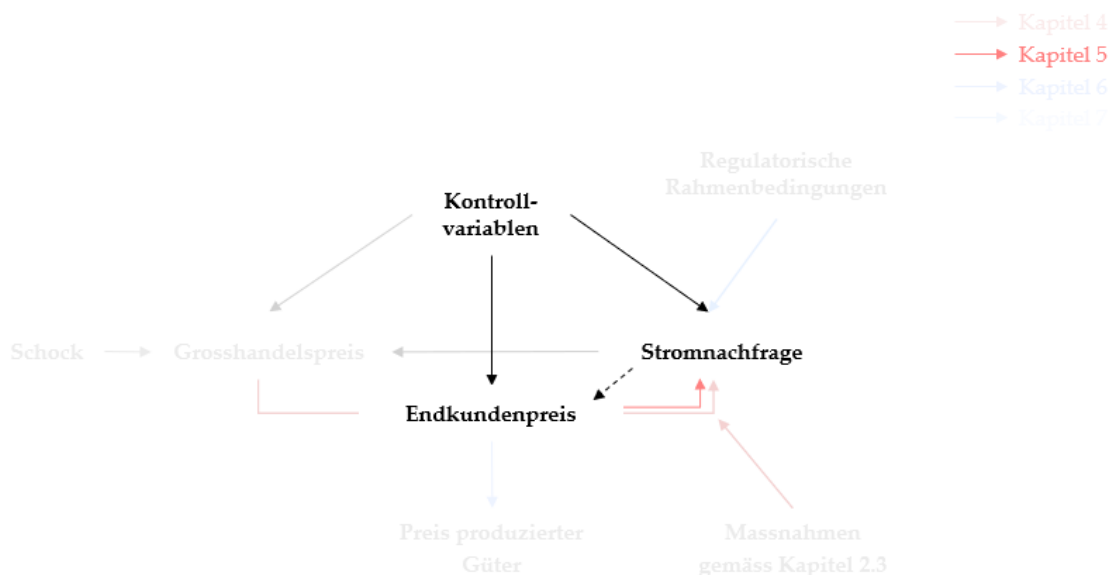
Dies bestätigt erneut, dass die Preiselastizitäten im Bereich zwischen -0.07 und -0.02 belastbar sind. Die Massnahmen in den belastbaren Ländern (Deutschland, Niederlande und Dänemark) haben einen signifikanten Effekt auf die Preiselastizität und schwächen diese mehrheitlich mit gewissen Abweichungen ab. Die Ergebnisse eines weiteren untersuchten Modells sind im **Appendix C** ausgewiesen. Diese umfassen eine binäre Kodierung der politischen Massnahmen (sprich, wurde mindestens eine Massnahme der Kategorie eingeführt oder nicht) und deren IV- und CIV-Spezifikationen. Die Schätzungen der Preiselastizitäten dieses Modells liegen erneut im Bereich zwischen -0.07 und -0.02 und bestätigen die Belastbarkeit der Schätzungen der Preiselastizitäten. Auch die Vorzeichen der Massnahmeneffekte sind mit denen in diesem Abschnitt vergleichbar. Durch perfekte Multikollinearität können jedoch einzelne Massnahmeneffekte im **Appendix C** ausgewiesenen Modell nicht geschätzt werden.

5 Reaktion Schweizer Unternehmen und Haushalte

Im folgenden Kapitel betrachten wir den Endkundenmarkt in der Schweiz. Wir analysieren die Preiselastizitäten Schweizer Unternehmen und Haushalte in Reaktion auf

Veränderungen der Endkundenpreise. Hierzu nutzen wir mehrere Datenquellen von anonymisierten, vertraulichen Daten der Lastgänge von Kunden Schweizer Energieversorgungsunternehmen (EVUs).

Abbildung 11: Wirkungsmodell Reaktion Schweizer Unternehmen und Haushalte



Quelle: Swiss Economics.

Abbildung 11 zeigt das kausale Wirkungsmodell für diese Analyse. Wir konzentrieren uns auf den Pfad vom Endkundenpreis zur Stromnachfrage. Wie in Kapitel 3 diskutiert, ist das Endogenitätsproblem auf dem Endkundenmarkt für einzelne Verbraucher wahrscheinlich deutlich weniger signifikant als auf dem Grosshandelsmarkt.²⁶ Daher beschränken wir uns in der Analyse auf ein einfacheres Regressionsmodell in dem wir stets die jährlichen Grundversorgungspreise pro kWh (oder MWh) auf Messungen des Verbrauchs der Endkunden regressieren, da kein Instrument zur Verfügung steht. Wir spezifizieren unser Modell als sogenanntes «first-difference» Modell, sprich wir regressieren nicht die absoluten Werte der Preise und Verbräuche, sondern die Veränderung relativ zum vorherigen Zeitpunkt. Dies hat den Vorteil, dass alle weiteren endkundenspezifischen Charakteristika, die wir nicht beobachten können in den Daten und die konstant über die Zeit sind (beispielsweise die spezifische Branche eines Unternehmens oder die Grösse der Wohnung eines

²⁶ In verwandten Arbeiten wurde die Variation in den Netznutzungsentgelten oder Abgaben als Instrument genutzt (z.B. Volland & Tilov, 2018). Die Netznutzungsentgelte können von Jahr zu Jahr variieren, beispielsweise aufgrund der linearen Wertminderung der technischen Anlagen oder aufgrund von Unterhaltsarbeiten/Investitionen in das Verteilnetz. Ähnlich können sich Steuern und Abgaben auf Gemeindeebene im Laufe der Zeit innerhalb derselben Gemeinde ändern. Untersuchung dieser möglichen Instrumente mit den vorliegenden Datensätzen zeigt aber, dass diese keine Korrelation mit den Elektrizitätspreisen aufweisen – eine entscheidende Bedingung für ein valides Instrument. Dies gilt insbesondere für Abgaben an Kantone und Gemeinden.

Haushalts) keine Auswirkungen auf die Ergebnisse haben.²⁷ Die Heterogenität unter den verschiedenen Endkunden ist vermutlich sehr gross, selbst nach einer Unterscheidung zwischen privaten Haushalten und Unternehmen oder Verbraucherkategorien. Zusätzlich kontrollieren wir für fixe Verbraucher- und Zeiteffekte. Somit werden alle Effekte, die entweder (i) für einen konkreten Endkunden über den gesamten Zeitraum konstant sind oder (ii) von einer Periode zur anderen variieren, aber über alle Endkunden der untersuchten Verbrauchergruppe konstant sind, «herausgerechnet» und beeinflussen nicht die Ergebnisse. Wir dokumentieren die genaue Schätzgleichung in Appendix E.

Das Kapitel ist wie folgt gegliedert. In Abschnitt 5.1 stellen wir die verfügbaren Daten vor und erklären die Datenaufbereitung. In Abschnitt 5.2 werden die Ergebnisse der jeweiligen Analysen präsentiert. In Abschnitt 5.3 fassen wir die Ergebnisse kurz zusammen, ordnen sie ein und ziehen Schlussfolgerungen.

5.1 Datensätze

Wir nutzen drei unterschiedliche Datensätze von Schweizer EVUs. Diese unterscheiden sich in der zeitlichen Frequenz der Datenerhebung sowie den vorhandenen Informationen. **Tabelle 4** zeigt eine kurze Übersicht der wichtigsten Charakteristika der unterschiedlichen Datensätze. Gemeinsam bieten die drei Datensätze ein sehr umfangreiches Bild der Schweizer Endkunden im Strommarkt ab.

Tabelle 4: Übersicht der Datensätze von EVUs

| | EVU1 | CKW | BKW |
|-------------------------------|------------------|------------------------|---------------------|
| Zeitraum | 2013 – 2022 | Jan-2021 – Aug-2023 | Jan-2020 – Okt-2023 |
| Frequenz | Jährlich | Viertelstündlich | Viertelstündlich |
| Anzahl Haushalte | 70'000 | 110'626 | – |
| Anzahl Nicht-Haushalte | 48' 834 | 1'771 | 820 |
| Preisdaten | Jahresabrechnung | Grundversorgungspreise | Vertragspreise |

Anmerkung: Die Anzahl Haushalte und nicht-Haushalte im CKW-Datensatz sind auf Basis des Jahresverbrauchs geschätzt. Die Preise entsprechen den von der ElCom publizierten Preisen. Die Anzahl Haushalte für EVU1 sind aufgrund des langjährigen Zeitraums geschätzt auf Basis der veröffentlichten Anzahl Haushalte der lokalen Gemeinde(n).

Quelle: Swiss Economics auf Basis von Daten der EVU1, CKW und BKW.

²⁷ Womit es auch überflüssig wird für beobachtbare, konstante Charakteristika zu kontrollieren, wie beispielsweise die Verbrauchskategorie eines Kunden.

Diese Datensätze ergänzen wir mit den von der ElCom veröffentlichten Preisdaten der einzelnen Netzbetreiber und mit den Verbraucherprofilen der Elcom.²⁸ Konkret sind die von den einzelnen Netzbetreibern erhobenen Preise in jährlicher Frequenz über den gesamten für uns relevanten Zeitraum von 2013-2023 verfügbar. Diese werden für 15 unterschiedliche, typische Verbrauchsprofile erhoben («Verbrauchskategorien» laut ElCom). Mit «H1» bis «H8» werden Verbrauchskategorien für Haushalte bezeichnet und mit «C1» bis «C7» Verbrauchskategorien für Gewerbe- und Industriebetriebe. **Tabelle 5** dokumentiert die unterschiedlichen Verbrauchskategorien der beiden Gruppen von Endverbrauchern.

Tabelle 5: Verbrauchskategorien gemäss ElCom «Strompreise Schweiz»

| Haushalte | | Gewerbe- und Industriebetriebe | |
|-----------|---|--------------------------------|--|
| H1 | 1'600 kWh/Jahr: 2-Zimmerwohnung mit Elektroherd | C1 | 8'000 kWh/Jahr: Kleinstbetrieb, max. beanspruchte Leistung: 8 kW |
| H2 | 2'500 kWh/Jahr: 4-Zimmerwohnung mit Elektroherd | C2 | 30'000 kWh/Jahr: Kleinbetrieb, max. beanspruchte Leistung: 15 kW |
| H3 | 4'500 kWh/Jahr: 4-Zimmerwohnung mit Elektroherd und Elektroboiler | C3 | 150'000 kWh/Jahr: Mittlerer Betrieb, max. beanspruchte Leistung: 50 kW |
| H4 | 4'500 kWh/Jahr: 5-Zimmerwohnung mit Elektroherd und Tumbler (ohne Elektroboiler) | C4 | 500'000 kWh/Jahr: Grosser Betrieb, max. beanspruchte Leistung: 150 kW, Niederspannung |
| H5 | 7'500 kWh/Jahr: 5-Zimmer-Einfamilienhaus mit Elektroherd, Elektroboiler und Tumbler | C5 | 500'000 kWh/Jahr: Grosser Betrieb, max. beanspruchte Leistung: 150 kW, Mittelspannung, eigene Transformatorenstation |
| H6 | 25'000 kWh/Jahr: 5-Zimmer-Einfamilienhaus mit Elektroherd, Elektroboiler, Tumbler und mit elektrischer Widerstandsheizung | C6 | 1'500'000 kWh/Jahr: Grosser Betrieb, max. beanspruchte Leistung: 400 kW, Mittelspannung, eigene Transformatorenstation |
| H7 | 13'000 kWh/Jahr: 5-Zimmer-Einfamilienhaus mit Elektroherd, Elektroboiler, Tumbler, Wärmepumpe 5 kW zur Beheizung | C7 | 7'500'000 kWh/Jahr: Grosser Betrieb, max. beanspruchte Leistung: 1'630 kW, Mittelspannung, eigene Transformatorenstation |
| H8 | 7'500 kWh/Jahr: Grosse, hoch elektrifizierte Eigentumswohnung | | |

Quelle: Swiss Economics auf Basis der ElCom - Verbrauchskategorien auf <https://www.strompreis.elcom.ch/>.

Basierend auf den durchschnittlichen Jahresverbräuchen der einzelnen Verbraucher in unseren Datensätzen ordnen wir diese den jeweiligen Verbrauchskategorien zu und können somit im Anschluss die Preisdaten der ElCom den Datensätzen hinzufügen. Da die Kategorien H3 und H4, H5 und H8, sowie auch C4 und C5 dieselben Durchschnittswerte besitzen, kann zwischen den Verbrauchern dieser Profile nicht unterschieden werden.²⁹ Daher werden in der folgenden Analyse die entsprechenden Verbraucher ausschliesslich

²⁸ <https://www.strompreis.elcom.ch.>

²⁹ Die genaue Zuordnung dokumentieren wir in Appendix A.

in H3, H5 und C4 klassifiziert. Im Folgenden diskutieren wir die einzelnen Datensätze im Detail.

5.1.1 Datensatz EVU1

Zur Verfügung steht ein Datensatz der Verbrauchsdaten aller Privathaushalte und Unternehmen im gesamten Netz über die Jahre 2013 bis 2022. Ausgeschlossen sind lediglich wenige Grossbetriebe, die auf Basis der Verbrauchsdaten identifiziert werden konnten. Die Haushalte und Unternehmen sind mithilfe eines einzigartigen Hash identifiziert.³⁰ Dieser Datensatz bildet im Vergleich zu den beiden anderen Datensätzen also den grössten «Querschnitt» von Verbrauchern über einen längeren Zeitraum ab.

Insgesamt ist hiermit der Jahresverbrauch von 70'000 Haushalten und 48'834 nicht-Haushalten nachverfolgbar. Ebenso sind die Gesamtkosten und Leistungsspitzen des Verbrauchs in jedem Jahr bzw. im Falle der Leistungsspitzen auch pro Monat verfügbar.³¹ Da die nicht-Haushalte zu grossen Teilen aus privaten Unternehmen bestehen, bezeichnen wir diese Gruppe im Folgenden der Einfachheit halber als «Unternehmen». **Abbildung 12** zeigt die Verteilung der Haushalte und Unternehmen. Der grösste Anteil der Unternehmen sind Dienstleistungsunternehmen. **Abbildung 36** im Appendix B dokumentiert die Verteilung der Verbrauchskategorien für Unternehmen.

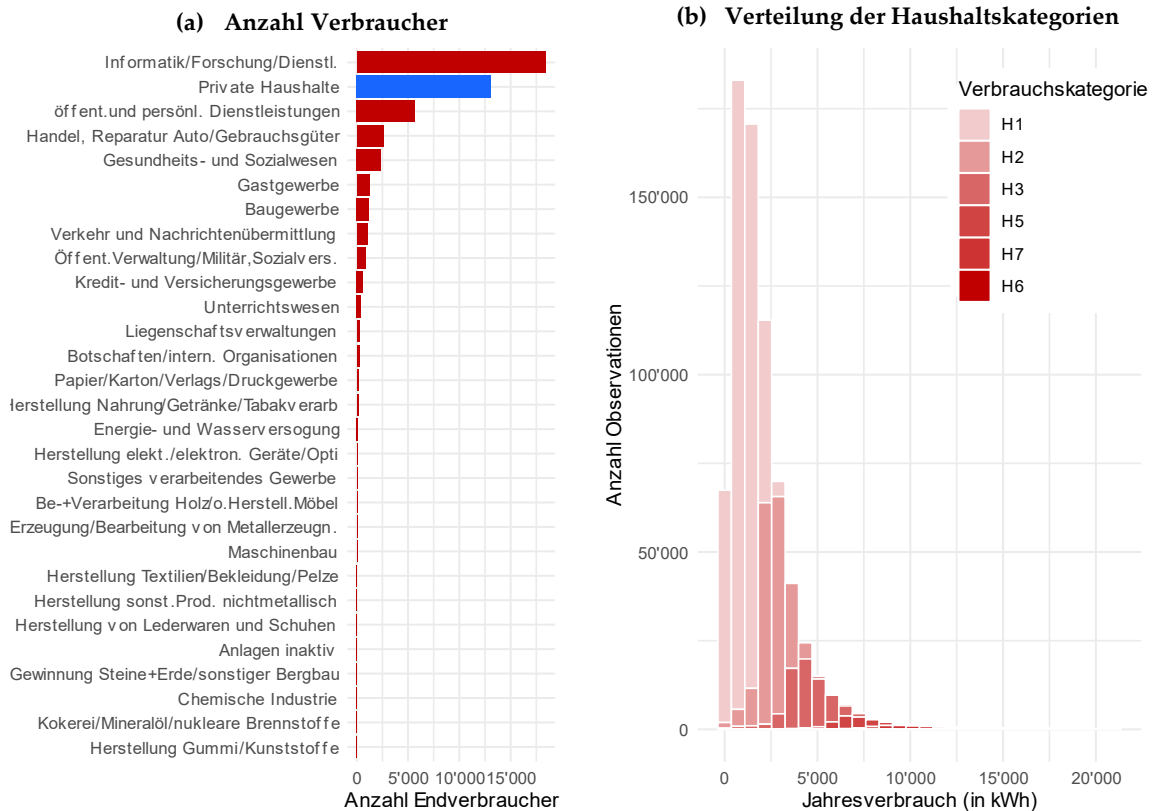
Im Datensatz sind ebenso die Gesamtkosten der Energielieferung – sprich, die Jahresabrechnung – pro Jahr und Verbraucher enthalten. Wir teilen diese um die verbrauchte Menge im Jahr, um die Energietarife zu berechnen. Zusätzlich nutzen wir die von der ElCom für EVU1 publizierten Energietarife. Hierzu beschränken wir unsere weitere Analyse auf Verbraucher, die nicht nur im Netz von EVU1 angeschlossen sind, sondern deren Liefervertrag ebenfalls mit EVU1 besteht.³² Dies ermöglicht es uns, die für EVU1 publizierten Energietarife diesem Datensatz hinzuzufügen. In Appendix B vergleicht die aus separaten Datensätzen stammenden Elektrizitätspreise (Datenquelle ElCom) und berechneten Energietarife gegeben die Gesamtkosten der Energielieferung (Datenquelle EVU1). Die entsprechenden Kosten der Jahresabrechnung sind eng linear korreliert. Somit sollte die Variation in den hinzugefügten Elektrizitätspreisen die Variation in den tatsächlichen Verbraucherpreisen widerspiegeln.

³⁰ Eine „Hashfunktion“ bildet eine grosse Eingabemenge auf eine kleinere Zielmenge (die «Hashwerte» oder «Hashes») ab. So lässt sich ein Input in eine Richtung mithilfe einer Hashfunktion einfach verschlüsseln, während sich der verschlüsselte Text nur sehr schwer in den Ursprungstext zurückrechnen lässt. Der Hash-Identifikator eines Unternehmens im Datensatz lässt somit keine Rückschlüsse über den Klarnamen des Endverbrauchers zu.

³¹ Die Leistungsspitze bezeichnet das Maximum der gemessenen Viertelstunden-Leistungswerte im Jahr respektive Monat.

³² Dies betrifft weniger als 5% des Datensatzes.

Abbildung 12: EVU1 – Verteilung der Haushalte und Unternehmen



Quelle: Swiss Economics auf Basis der Daten EVU1 und ElCom - Verbrauchskategorien.

5.1.2 Datensatz Centralschweizerische Kraftwerke AG (CKW)

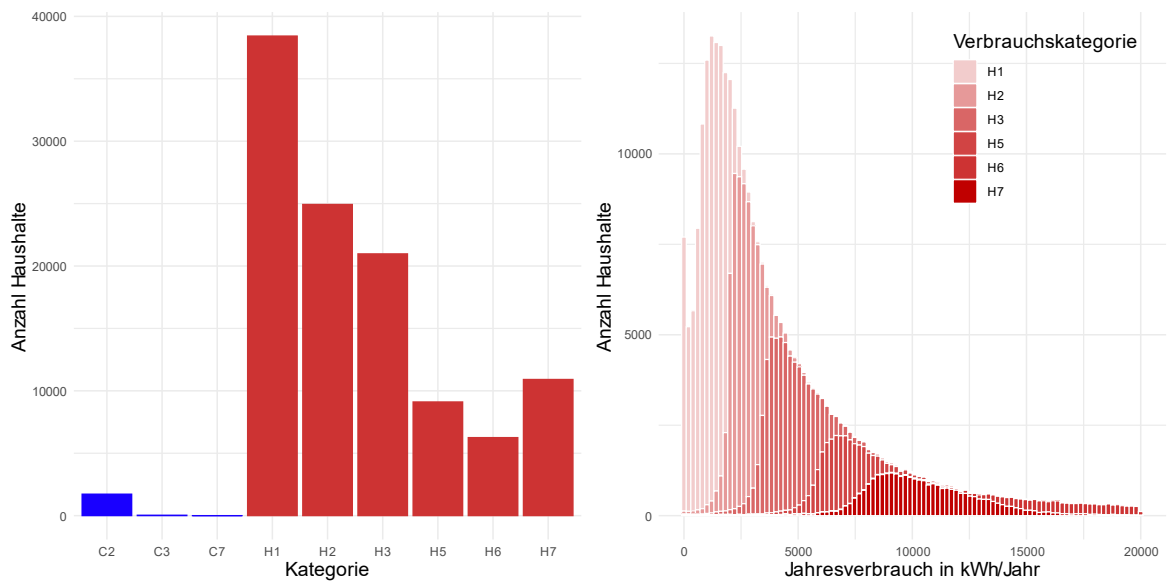
Der vorliegende Datensatz enthält die öffentlichen Smart-Meter Daten der CKW.³³ Dies sind anonymisierte und nicht-geo-lokalisierte, viertelstündliche Verbrauchsdaten von Privathaushalten und Kleinbetrieben mit Smart Meter von Januar 2021 bis August 2023. Es sind nur Verbraucher mit einem maximalen Jahresverbrauch von 25 MWh abgedeckt, sodass hauptsächlich Haushalte in der Grundversorgung abgebildet sind.

Der Datensatz enthält jedoch keine Unterteilung der Verbraucher in Haushalte und Unternehmen. Daher wurde anhand des durchschnittlichen Jahresverbrauchs die Klassifizierung der ElCom (Tabelle 5) dem CKW-Datensatz zugeordnet. Allerdings sind die Kategorien H6 und H7 nicht klar trennbar von den Kategorien C1 und C2, was bei der Interpretation der Datenanalyse zu berücksichtigen ist. Konkret ist zu erwarten, dass alle als Unternehmen klassifizierten Verbraucher der Kategorien C3 bis C7 korrekt identifiziert wurden, da es sehr unwahrscheinlich ist, dass ein privater Haushalt über 30 MWh im Jahr verbraucht. Ein Anteil der als H6 und H7 klassifizierten Verbraucher hingegen sind mit hoher Wahrscheinlichkeit fälschlich als private Haushalte klassifiziert.

³³ <https://www.ckw.ch/landingpages/open-data> [20.11.2023].

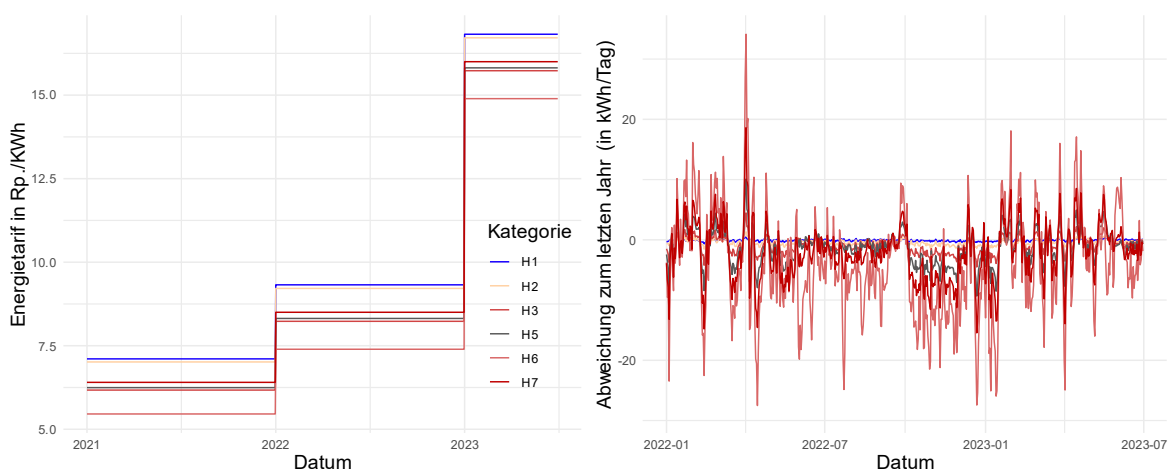
Da private Haushalte ca. 90 Prozent des Datensatzes ausmachen, wird im Folgenden auf diese näher eingegangen. **Abbildung 13** zeigt die Verteilung aller im Datensatz enthaltenen Kategorien und die Verteilung des Jahresverbrauchs nach Haushaltskategorie. Der grösste Teil der Haushalte fallen in die Kategorien H1 und H2. Der Datensatz enthält sehr wenige Unternehmen. Davon fällt ein Grossteil in die Kategorie C2. Die Verteilung des Jahresverbrauchs der Haushaltskategorien zeigt auf, dass der Grossteil der Haushalte einen Jahresverbrauch bis zu 5'000 kWh/Jahr hat.

Abbildung 13: CKW – Anzahl und Verteilung der Kategorien



Quelle: Swiss Economics auf Basis von Daten der CKW.

Abbildung 14: CKW – Entwicklung des Energietarifs und des Verbrauchs



Quelle: Swiss Economics auf Basis von Daten der CKW und ElCom.

Abbildung 14 zeigt die Energietarifentwicklung für jede Haushaltskategorie (links) und die Änderung im Verbrauch im Vergleich zum vorherigen Jahr (rechts). Der Energietarif ist von Januar 2021 bis August 2023 um ca. zehn Rp./kWh für alle Haushaltskategorien gestiegen. Der Tagesverbrauch relativ zum Verbrauch vom gleichen Tag des vorherigen Jahres

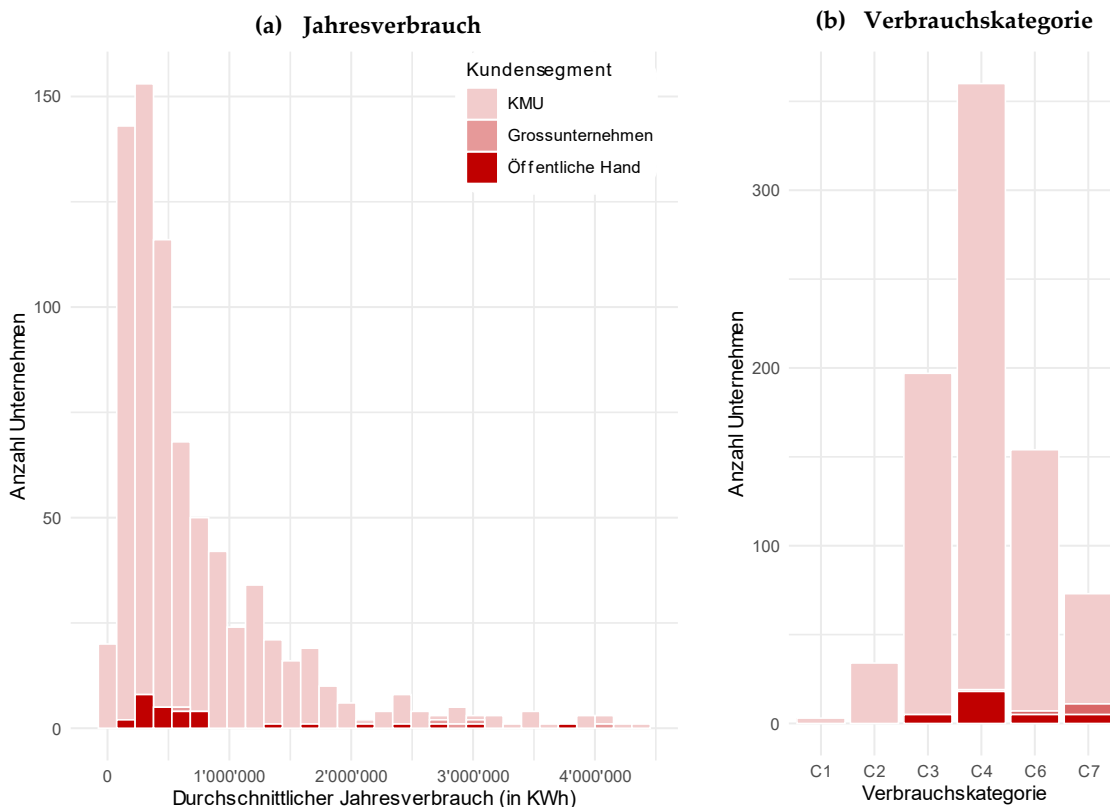
ist überwiegend negativ, was einen negativen Effekt der Preiserhöhungen auf die Verbräuche widerspiegeln könnte.

5.1.3 Datensatz BKW Energie AG (BKW)

Der zur Verfügung stehende Datensatz bildet 820 Unternehmenskunden ab, die alle am freien Markt und nicht in der Grundversorgung sind. Dies ist der entscheidende Unterschied im Vergleich zu den beiden anderen Datensätzen. Es ermöglicht uns, das Verhalten von Verbrauchern, die nicht in der Grundversorgung sein müssen, explizit zu untersuchen. Dabei handelt es sich um 778 kleine und mittlere Unternehmen (KMU), neun Grossunternehmen, sowie 33 Verbraucher der öffentlichen Hand.

Abbildung 15 zeigt die Verteilung der Unternehmen sowie deren durchschnittlichen Jahresverbrauch nach Kundensegmenten. KMUs, die den Grossteil der Beobachtungen ausmachen, sind relativ breit verteilt mit Jahresverbräuchen zwischen 105'000 kWh (5% Perzentil) und 509'000 kWh (95% Perzentil). Grossunternehmen und Unternehmen der öffentlichen Hand hingegen haben Verbräuche in einem kleineren Intervall von 143'000 kWh (5% Perzentil) bis 404'000 kWh (95% Perzentil) respektive 262'000 kWh (5% Perzentil) bis 588'000 kWh (95% Perzentil). Entsprechend finden sich KMUs in allen Verbrauchskategorien, während Grossunternehmen und Unternehmen der öffentlichen Hand nur in den Kategorien C3 bis C7 zu finden sind.

Abbildung 15: BKW – Klassifizierung der Unternehmen



Quelle: Swiss Economics auf Basis von Daten der BKW.

Die Daten beinhalten die abgerufene Leistung in 15-minütigen Intervallen, sowie den Zeitpunkt des Vertragsabschlusses, den Zeitpunkt des Vertragsstarts und -endes, sowie für 814 Unternehmen den vertraglich vereinbarten Preis in MWh. Für diese 814 Unternehmen entsprechen die Verträge Fixpreisverträge, bei denen der Preis über die Dauer des Vertrages nicht variiert. Dies geschieht mithilfe von mehrjährigen Terminmarktgeschäften, die das EVU für die Kunden unternimmt. Daher bezeichnen wir im Folgenden diese Verträge als Terminverträge. Die restlichen sechs Unternehmen haben Verträge für den Spotmarkt³⁴; sie bezahlen die jeweiligen aktuellen Spotmarktpreise.³⁵

Abbildung 16 zeigt die Entwicklung der Settlement Preise der jährlichen Futures im Terminmarkt an der EEX-Börse sowie die durchschnittlichen Preise der Terminverträge. Der reine Durchschnittspreis der Terminverträge ist über die Zeit sehr konstant, da es sich um Fixpreisverträge handelt. Auffällig ist, dass es Preisänderungen fast durchgehend jeweils zum Jahreswechsel gibt, was zu sprunghaften Veränderungen im durchschnittlichen Preis führt, die jedoch fast durchgehend in den vergangenen Jahren unterhalb der Terminmarktpreise lagen. Dies liegt daran, dass die Preise im Vorhinein vertraglich fixiert wurden und im Anschluss die Terminmarktpreise anstiegen. Wie zu erwarten ist, orientieren sich die Vertragspreise nämlich direkt an den Terminmarktpreisen: die Preise *zum Zeitpunkt des Vertragsabschlusses* entsprechen jeweils mehrheitlich den Terminmarktpreisen für einjährige Futures der Schweiz wie ebenfalls aus **Abbildung 16** hervorgeht. In einzelnen Fällen liegen die Preise stattdessen nah an den Settlement Preisen eines zwei-jährigen Futures.

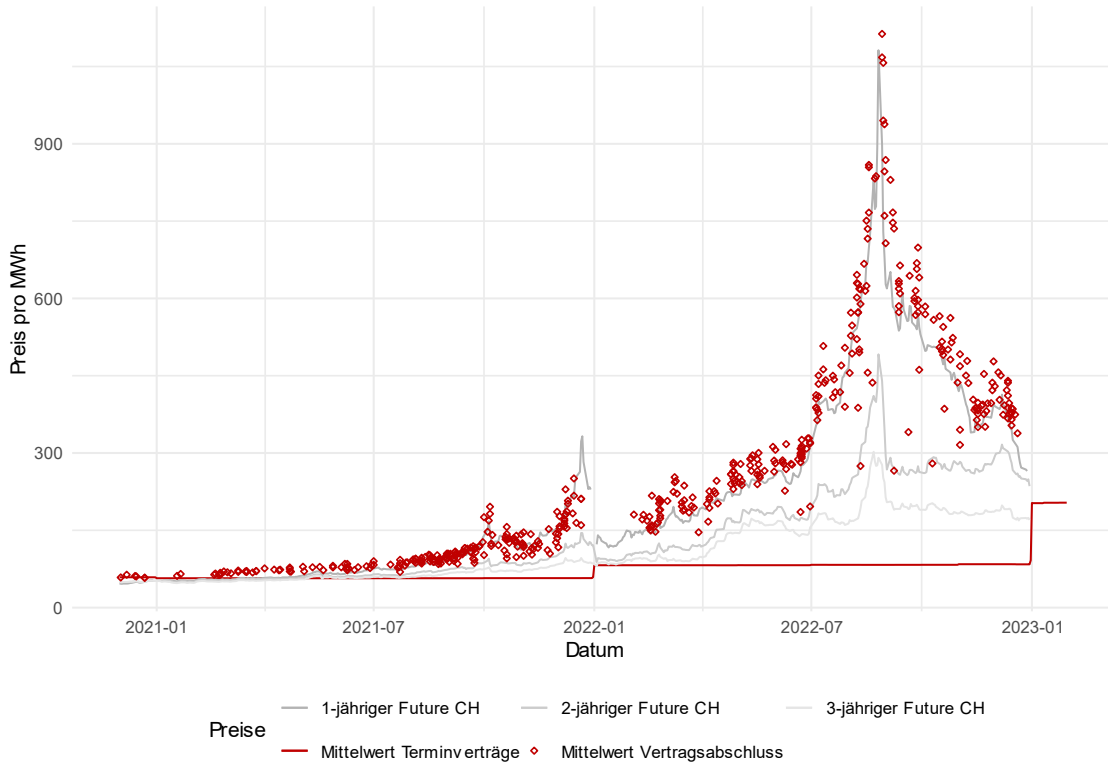
Die sprunghaften Anpassungen des Durchschnittspreises zum jeweiligen Jahresbeginn entstehen, da die Kunden fast ausschliesslich Verträge mit einem Lieferbeginn zum jeweiligen 1. Januar abschliessen. **Abbildung 17** zeigt die Vertragsdauer, sowie das Vertragsende der Terminverträge. Verträge werden fast durchgehend in 12-monatigen Zeitfenstern abgeschlossen für zumeist drei oder fünf Jahre und enden immer am 31. Dezember des jeweiligen Jahres. Im Anschluss beginnt ein neuer Vertrag mit Vertragsbeginn am 1. Januar des folgenden Jahres.³⁶ Die wenigen Spotverträge haben eine kürzere Laufzeit von ein oder zwei Jahren.

³⁴ Im Falle der Spotmarktverträge sind die Preisdaten nicht enthalten, können aber dank des Zeitstempels von den verfügbaren Preiszeitreihen der EPEX SPOT hinzugefügt werden.

³⁵ Es existiert nur ein Unternehmen im Datensatz, welches zwischen einem Fixpreisvertrag und einem Spotvertrag im Laufe der Zeit wechselt.

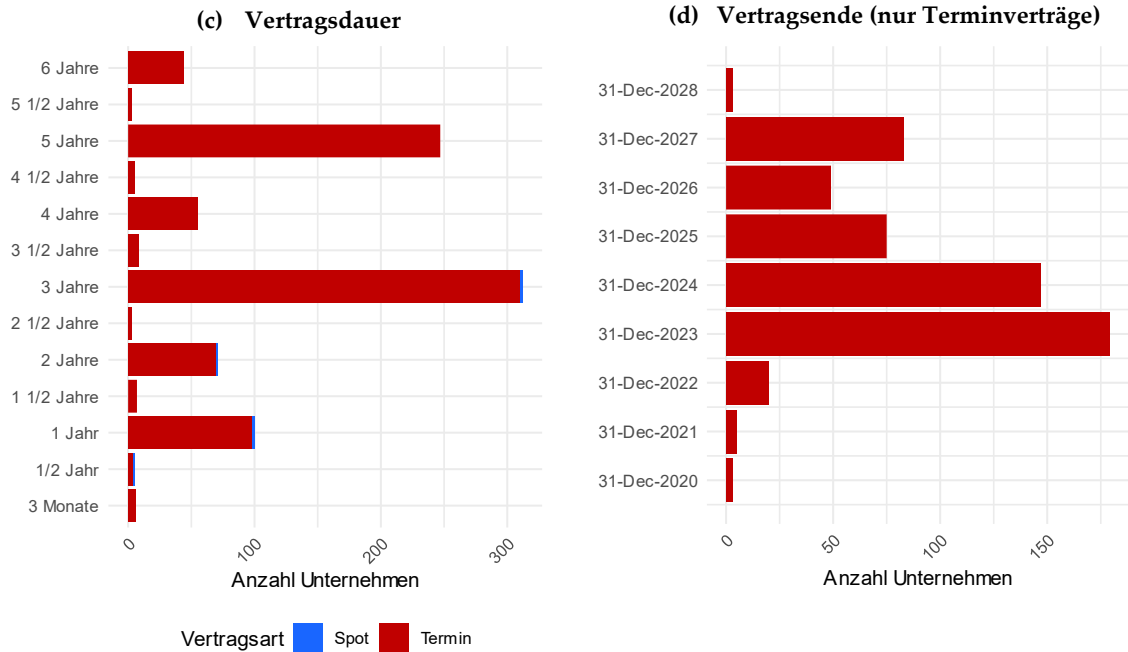
³⁶ Genau genommen beginnt die Zählung des neuen Vertrags jeweils am 31. Dezember um 23.00 Uhr des Vorjahres.

Abbildung 16: BKW – Preisentwicklung der Settlement Preise und der Terminverträge



Quelle: Swiss Economics auf Basis von Daten der BKW und EEX. Abgebildet sind die Base Power Futures.

Abbildung 17: BKW – Laufzeiten der Verträge



Quelle: Swiss Economics auf Basis von Daten der BKW.

Somit sehen sich auch Unternehmen, die am freien Markt teilnehmen und nicht in der Grundversorgung sind, de facto nicht unmittelbar den Preissignalen am Strommarkt

ausgesetzt. Ihre Vertragspreise entsprechen zwar den Marktpreisen zum Zeitpunkt des Vertragsabschlusses, aber sind weiterhin mindestens zwölf Monate fix – ähnlich wie für Verbraucher in der Grundversorgung. Dies spiegelt mit hoher Wahrscheinlichkeit wider, dass auch Unternehmen, welche die Wahl haben am Grosshandelsmarkt teilzunehmen, sich vor allem absichern möchten und langfristige Planbarkeit ihrer Stromkosten hoch gewichten, statt auf kurzfristige Preissignale reagieren zu wollen.

5.2 Ergebnisse der Analyse der EVU-Datensätze

Im Folgenden dokumentieren und interpretieren wir die Ergebnisse der Analysen aller drei Datensätze. **Tabelle 6** liefert einen Überblick über die Ergebnisse jeweils getrennt für Unternehmen und Haushalte, sowie im Falle der BKW-Daten getrennt nach Terminmarkt- und Spotverträgen. Anschliessend untersuchen wir die Heterogenität der Resultate im Detail, indem wir separate Schätzungen nach Branchen bzw. Verbrauchskategorien analysieren.

Die Resultate deuten darauf hin, dass Preisänderungen eine spürbare Wirkung auf den Stromverbrauch haben. Die geschätzte kurzfristige Elastizität liegt zwischen -0.15 und -0.34 für private Haushalte, was bedeutet, dass in der kurzen Frist eine Strompreiserhöhung von zehn Prozent den Stromverbrauch privater Haushalte um 1.5 Prozent bis 3.4 Prozent reduziert. Interessant ist hierbei, dass die kleinere Elastizität für die Jahre 2013 bis 2022 gemessen ist, während die grössere Elastizität nur die Jahre der Corona- und Energiekrise abdeckt. Dies deutet auf einen Effekt der Energiekrise auf die Preiselastizität hin und wird im Appendix C dokumentiert. Allerdings kann der Koeffizient für Haushalte auf Basis der CKW-Daten etwas überschätzt sein, da mit hoher Wahrscheinlichkeit einzelne kleine Unternehmen fälschlich als private Haushalte klassifiziert wurden und wir bei Unternehmen im Durchschnitt eine höhere Preiselastizität erwarten würden im Vergleich zu privaten Haushalten.

Tabelle 6: Überblick der Ergebnisse aller Regressionsmodelle

| <i>Abhängige Variable:</i> | EVU1 | | CKW | | BKW | |
|----------------------------|------------------------|---------------------------|------------------------|--------------------|---------------------|---------------------|
| | log(Jahresverbrauch) | | log(Tagesverbrauch) | | log(Tagesverbrauch) | |
| | Haushalte | Unternehmen ³⁷ | Haushalte | Unternehmen | Termin | Spot |
| | (1) | (2) | (3) | (4) | (5) | (6) |
| log(Preis) | -0.15*** (0.01) | -0.41*** (0.02) | -0.34*** (0.003) | -0.47*** (0.08) | -0.26*** (0.057) | -3.27*** (0.468) |
| Fixe Effekte | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| Beobachtungen | 550'371 | 198'169 | 78'228'426 | 735'988 | 532'718 | 21'960 |
| Preisdaten | Grundversorgungspreise | | Grundversorgungspreise | | Vertragspreise | |

³⁷ Hier wurde zusätzlich noch geprüft, ob die Energieintensität der Branche einen Effekt hat (siehe Tabelle 14 im Appendix 0). Die Ergebnisse sind statistisch insignifikant. Dies ist möglicherweise darauf zurückzuführen, dass die Branchendefinition der Daten zu Energieintensitäten und die hier verwendete Branchenklassifikation nicht deckungsgleich sind, sodass nur ein Teil zugeordnet werden kann.

* $p < 0.1$, ** $p < 0.05$, *** $p < 0.01$

Quelle: Swiss Economics auf Basis von Daten EVU1, CKW, BKW und ElCom.

Die Schätzungen für Unternehmen untermauern diese Hypothese. Wir finden durchgehend höhere Preiselastizitäten relativ zu privaten Haushalten. Die geschätzten Koeffizienten liegen zwischen -0.41 und -0.47 bzw. sogar -3.27 im Falle der Spot-Verträge. Dieser Koeffizient für Unternehmen mit Spotvertrag ist allerdings mit Vorsicht zu geniessen, da der Datensatz lediglich aus 6 Unternehmen besteht und dieses Vertragsmodell vermutlich von sehr flexibel produzierenden Unternehmen gewählt wird. Nichtsdestotrotz würden wir hier einen deutlich höheren Koeffizienten erwarten. Die Ergebnisse deuten darauf hin, dass eine Strompreiserhöhung von zehn Prozent den Stromverbrauch von Unternehmen im Durchschnitt um ca. vier Prozent bis fünf Prozent (bzw. 33 Prozent) reduziert; ungefähr das Doppelte der Ergebnisse für private Haushalte. Auch hier gilt, wie bei den Schätzungen für die Haushalte, dass unterschiedlich lange Zeiträume betrachtet wurden und die Krisenjahre möglicherweise die Elastizität beeinflussen. Auffällig ist, dass Unternehmen am freien Markt nicht per se eine höhere Preiselastizität aufweisen. So finden wir sogar einen kleineren Koeffizienten für alle Unternehmen mit Terminverträgen im Vergleich zu den Ergebnissen des CKW-Datensatzes.

Da wir für diese Schätzungen kein Instrument gebrauchen, besteht die Möglichkeit, dass die Ergebnisse aufgrund der Endogenität des Preises verzerrt sind. Konkret würden wir in diesem Fall erwarten, dass diese Resultate die wahre Preiselastizität *unterschätzen*: in Zeiten hoher Nachfrage würden wir ebenfalls hohe Preise erwarten, was einer positiven Korrelation entspricht und somit absolut einer Reduktion der gemessenen Preiselastizität.

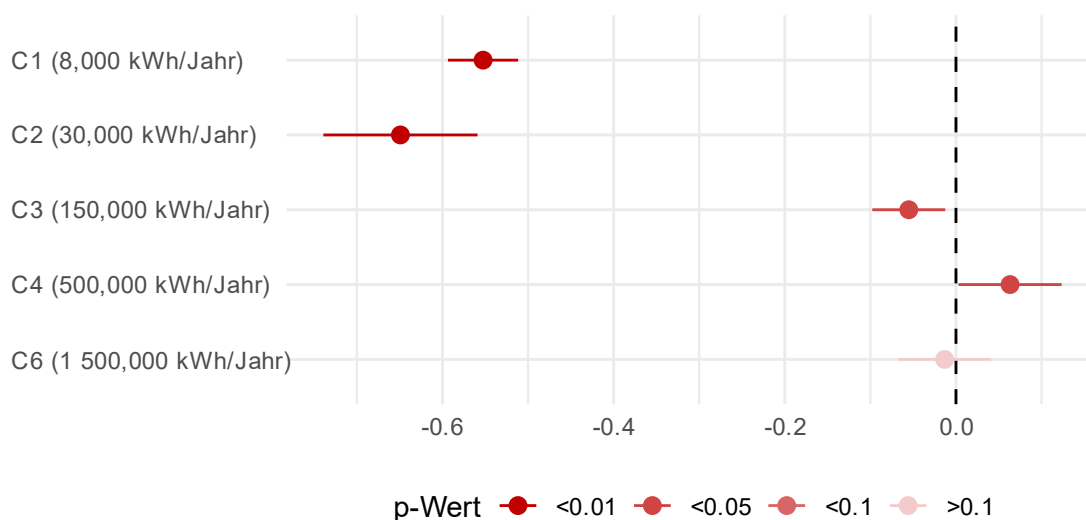
Insgesamt stammen die Ergebnisse gut mit früheren kurzfristigen Schätzungen für die Schweiz überein (z.B. Boogen et al., 2017; Filippini, 1999; Volland & Thilov, 2018). Sie deuten klar darauf hin, dass die kurzfristige Elastizität für Unternehmen deutlich höher ist als für Haushalte. Im Folgenden analysieren wir die jeweiligen Schätzungen der drei Datensätze im Detail nach Verbrauchergruppen.

5.2.1 EVU1

Wir vertiefen die Ergebnisse aus Tabelle 6 für die detailliertesten Verbrauchsgruppen, die wir identifizieren können. **Abbildung 18** und **Abbildung 19** dokumentieren die Ergebnisse für Unternehmen nach Unternehmenskategorie (Unternehmen sowie Haushalte) und -branche.³⁸ Die Preiselastizität ist für die Unternehmenskategorien C1 und C2 relativ gross und für Kategorien C3 und C4 nahe Null. Für die grössten Stromverbraucher ist somit kaum ein Effekt festzustellen, allerdings ist die Stichprobe dieser Kategorien auch klein.

³⁸ Wir zeigen nur die Ergebnisse für Verbrauchergruppen mit mindestens 100 Observationen. Die Verbrauchergruppen sind absteigend nach Anzahl Observationen sortiert.

Abbildung 18: EVU1 – Schätzung der Preiselastizität nach Verbrauchskategorie



Anmerkung: Der Punkt zeigt die Punktschätzung und das Intervall das 95%-Konfidenz-Intervall.

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Daten EVU1.

Wir finden zudem die grössten Effekte von fünf bis acht Prozent (bei einer Strompreisveränderung von zehn Prozent) im Gastgewerbe, Baugewerbe, sowie in Handel, Reparatur Auto/Gebrauchsgüter und der öffentlichen Verwaltung. Geringere Effekte sind sichtbar bei Forschung und Informatik (ca. drei Prozent bei einer zehnpromzentigen Preisveränderung).

Ebenso analysieren wir private Haushalte detaillierter und schätzen die Preiselastizität pro Verbrauchskategorie (siehe Tabelle 5). Die Ergebnisse sind in **Abbildung 20** dokumentiert.

Es zeigt sich, dass die durchschnittliche Preiselastizität von -1.5 Prozent (bei einer Preiserhöhung um zehn Prozent, siehe Abbildung 42) getrieben wird durch kleine Haushalte der Verbrauchskategorie H1 und grosse Haushalten der Kategorie H7 (sowie H6). Für Haushalte mittlerer Grösse (H3 und H5) erhalten wir stattdessen sogar teilweise positive Ergebnisse, sprich eine Erhöhung des Preises korreliert mit einem höheren Verbrauch.³⁹

Insgesamt zeigt sich, dass die Preiselastizität von privaten Verbrauchern geringer ist als von Unternehmen. Zudem gibt es signifikante Heterogenität: beispielsweise finden wir für den Handel und die Reparatur von Autos und Gebrauchsteilen eine mehr als doppelt so hohe Preiselastizität als für Unternehmen der Kategorie Informatik/Forschung/ Dienstleistungen. Ebenso finden wir eine grössere Preiselastizität für grosse private Haushalte als für kleinere; die Ergebnisse hier sind aber vorsichtig zu interpretieren, da wir sogar gegenläufige Ergebnisse für einzelne Verbrauchskategorien privater Haushalte erhalten.

³⁹ Der Grund hierfür ist schwer zu ermitteln. In den Daten finden sich keine klaren Hinweise auf ein Muster.

Abbildung 19: EVU1 – Schätzung der Preiselastizität nach Unternehmensbranche

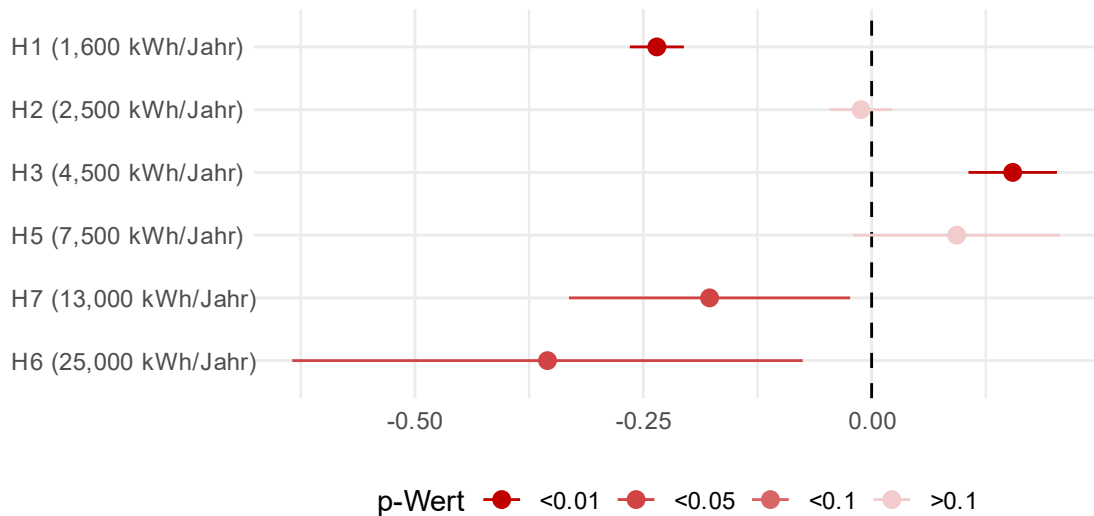


Anmerkung: Der Punkt zeigt die Punktschätzung und das Intervall das 95%-Konfidenz-Intervall.

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Daten EVU1.

In Appendix C dokumentieren wir zusätzlich separate Schätzungen des Zeitraums vor der Energiekrise (2013-2020) und nach (bzw. während) der Energiekrise (2021-2023). Die Ergebnisse zeigen, dass die Preiselastizität im Zeitraum 2021-2023 deutlich geringer ist als in 2013-2020. Für Haushalte finden wir eine Preiselastizität von -0.1 vor der Krise und statistisch insignifikante Ergebnisse während der Krise, für Unternehmen einen Koeffizienten von ungefähr -0.4 vor der Krise und -0.2 während der Krise. Eine mögliche Erklärung für diese Ergebnisse ist, dass Verbraucherreaktionen keine lineare Funktion der Preisveränderung sind und diese bei starken Preisveränderungen proportional weniger reagieren können als bei kleineren Preisveränderungen. Die durchschnittliche Preisveränderung (Jahr zu Jahr) vor der Krise ist wie zu erwarten deutlich kleiner als während/nach der Krise. Gemessen nach den Energietarifen im Datensatz verdoppelt sich die durchschnittliche Preisveränderung.

Abbildung 20: EVU1 – Schätzung der Preiselastizität nach Verbrauchskategorie



Anmerkung: Der Punkt zeigt die Punktschätzung und das Intervall das 95%-Konfidenz-Intervall.

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Daten EVU1.

5.2.2 Centralschweizerische Kraftwerke AG (CKW)

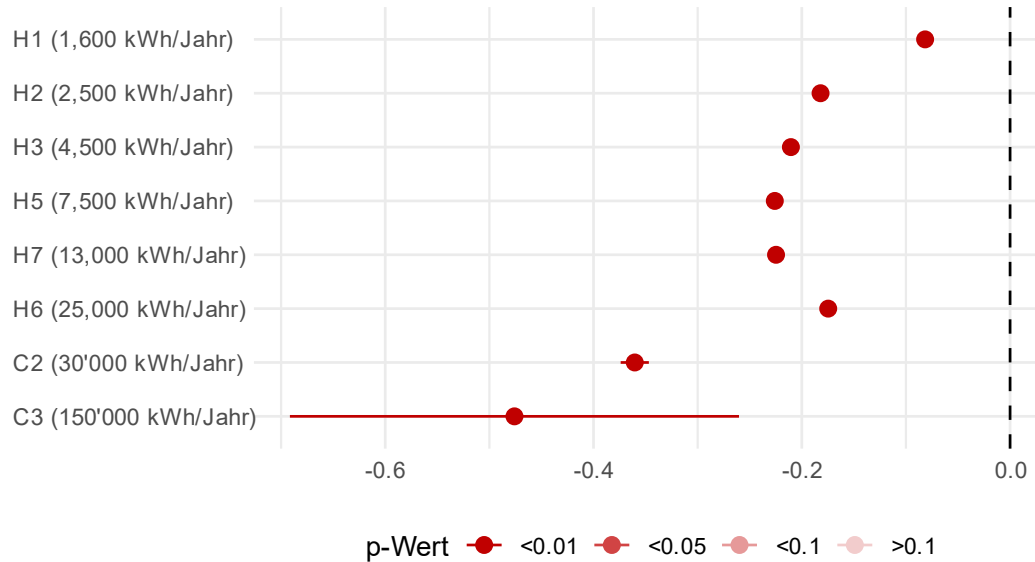
Wir verfeinern die Resultate aus Tabelle 6 für den CKW-Datensatz, indem wir die Regression für unterschiedliche Verbrauchsgruppen wiederholen. **Abbildung 21** dokumentiert die Ergebnisse für die im Datensatz enthaltenen Haushalts- und Unternehmenskategorien.

Die geschätzten absoluten Elastizitäten für Haushalte liegen zwischen 0.8 Prozent bis 2.2 Prozent bei einer zehnjährigen Strompreisveränderung. Die Nachfrage der Kleinststromverbraucher (H1) ist relativ unelastisch und sinkt um 0.8 Prozent, wenn der Strompreis um zehn Prozent steigt. Die grösste Elastizität weisen die grössten Haushalte auf. Steigt der Strompreis um zehn Prozent, so sinkt die Nachfrage von Haushalten der Kategorie H7 um 2.2 Prozent. Durch die ungenaue Trennung von grossen Haushalten und Kleinst- und Kleinbetrieben im Datensatz, erwarten wir jedoch, dass die Elastizitäten der Haushaltskategorien H5, H6 und H7 etwas überschätzt werden. Es ist wahrscheinlich, dass diese Kategorien einige Kleinst- und Kleinunternehmen enthalten, welche allgemein stärker auf Strompreisänderungen reagieren als private Haushalte. Nichtsdestotrotz zeigt sich eine klare Struktur: grössere Haushalte (im Sinne eines höheren Jahresverbrauchs) reagieren stärker auf Preissignale als kleinere Haushalte.

Die absolute Elastizität der Unternehmen entspricht 0,36 für ein Unternehmen der Kategorie C2 und 0,48 für ein Unternehmen der Kategorie C3. Steigt der Stromverbraucherpreis also um zehn Prozent, so sinkt die Nachfrage um 3.6 Prozent bzw. 4.8 Prozent. Im Appendix C ist zusätzlich die Schätzung der Unternehmenskategorie C7 enthalten, welche jedoch nur ein einzelnes Unternehmen enthält. Diese kann daher nicht extrapoliert werden, jedoch zeigt sie die Tendenz einer steigenden Preiselastizität, wenn der Stromverbrauch steigt. Somit geht hervor, dass Unternehmen stärker auf Preisveränderungen reagieren als die Haushalte. Die Unterschiede sind hier teilweise sehr markant: Die gemessenen

Preiselastizitäten für Unternehmen der Kategorien C2 und C3 sind knapp doppelt so hoch wie die höchsten gemessenen Preiselastizitäten von privaten Haushalten (H5 und H7).

Abbildung 21: CKW – Schätzung der Preiselastizität nach Verbrauchskategorie



Anmerkung: Der Punkt zeigt die Punktschätzung und das Intervall das 95%-Konfidenz-Intervall.

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Daten der CKW.

5.2.3 BKW Energie AG (BKW)

Auch die Ergebnisse der BKW-Daten aus Tabelle 6 werden im Detail analysiert. Im Folgenden werden die Ergebnisse pro Verbrauchskategorie der Unternehmenskunden sowie nach Kundensegment (KMU, Grossunternehmen oder Öffentliche Hand) präsentiert. Alle Schätzungen beziehen sich nur auf Kunden mit Terminvertrag.

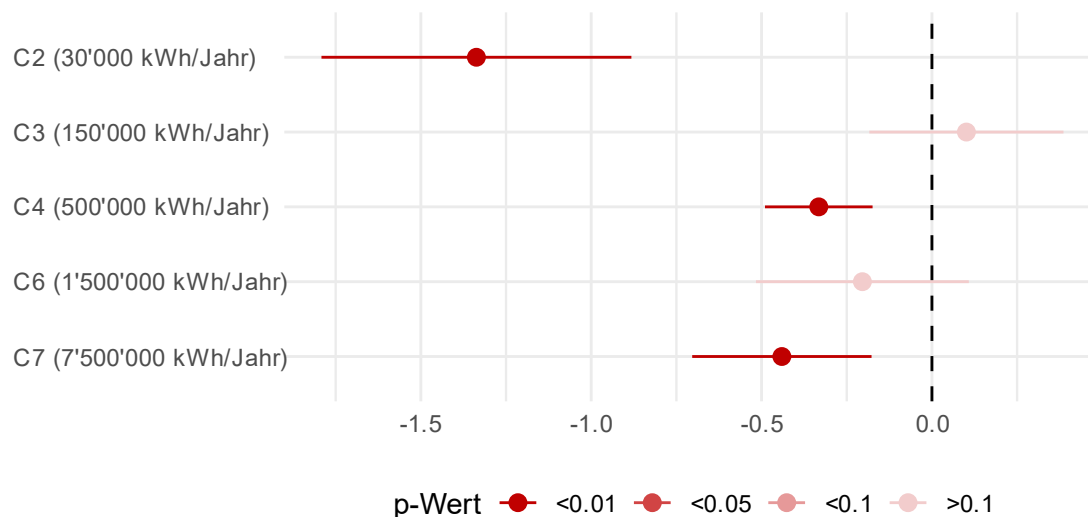
Abbildung 22 zeigt die geschätzte Preiselastizität nach Verbrauchskategorie von C2 bis C7.⁴⁰ Wir finden für Unternehmen der Kategorien C3 bis C7 eine ähnliche Struktur wie zuvor: grössere Verbraucher weisen eine höhere Preiselastizität auf. Während Unternehmen der Kategorie C4 eine Preiselastizität von ca. -0,35 aufweisen, liegt diese bei Unternehmen der Kategorie C7 bei fast -0,5. Die Kategorie C2 hingegen liegt weit ausserhalb dieser Struktur und weist eine Preiselastizität von ca. -1,4 auf – eine zehn-prozentige Preiserhöhung würde zu einer Nachfragereduktion von 14 Prozent führen.

Wir vermuten, dass dies zurückzuführen ist auf die spezielle Auswahl von Unternehmen im Datensatz. Es sind ausschliesslich Unternehmen am freien Markt enthalten. Das bedeutet, es muss sich zum einen um relativ grössere Verbraucher handeln, die nicht in der Grundversorgung sein müssen, und zum anderen um Unternehmen, die freiwillig am freien Markt beschaffen. Die kleineren dieser Unternehmen (Kategorie C2) sind vermutlich

⁴⁰ Die Kategorie C1 enthält lediglich 3 Unternehmen. Ergebnisse wären hier nicht aussagekräftig.

nominell kleine, aber sehr energieintensive Unternehmen, bei denen die Stromkosten mitunter der wichtigste Kostenpunkt sind, z.B. Bäckereien.

Abbildung 22: BKW – Schätzung der Preiselastizität nach Verbrauchskategorie



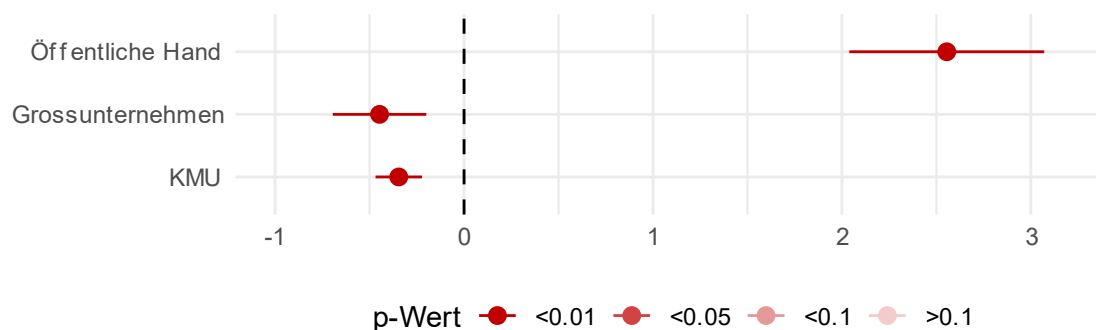
Anmerkung: Der Punkt zeigt die Punktschätzung und das Intervall das 95%-Konfidenz-Intervall.

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Daten der BKW.

Abbildung 23 dokumentiert die Ergebnisse nach Kundensegment. Wir finden Preiselastizitäten für KMUs und Grossunternehmen in der erwarteten Grössenordnung. Während KMUs im Durchschnitt bei einer zehn-prozentigen Preiserhöhung ihren Verbrauch um ca. 3,5 Prozent senken, reduziert sich der Verbrauch bei Grossunternehmen um ca. fünf Prozent.

Wir finden zudem einen positiven Koeffizienten von ca. +2,5 für die Öffentliche Hand. Es ist äusserst unwahrscheinlich, dass dies einen kausalen Effekt repräsentiert. Grundsätzlich handelt es sich hierbei um eine sehr spezielle Kundengruppe mit zudem einer geringen Anzahl im Datensatz (33 Kunden).

Abbildung 23: BKW – Schätzung der Preiselastizität nach Kundensegment



Anmerkung: Der Punkt zeigt die Punktschätzung und das Intervall das 95%-Konfidenz-Intervall.

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Daten der BKW.

In Appendix B dokumentieren wir zusätzlich die durchschnittliche Vertragsdauer sowie die Anzahl Verträge über die Zeit. Analysen zeigen keine statistisch messbaren Zusammenhänge mit der Preisentwicklung. Die grafische Analyse deutet aber darauf hin, dass Unternehmen in der Vorkrisenzeit die Vertragsdauer sukzessive gesenkt haben, womöglich in Erwartung tieferer zukünftiger Preise, und im Zuge der Krise die Vertragsdauer wieder deutlich erhöht haben.

5.3 Zusammenfassung

Die Datensätze der EVU1, der CKW und der BKW bieten ein sehr umfangreiches Bild der Schweizer Endkunden im Strommarkt ab, da verschiedene Verbrauchertypen enthalten sind und somit verglichen werden können. Aus der Analyse der Daten geht hervor, dass (i) Unternehmen stärker auf Preisveränderungen reagieren als die Haushalte und, dass (ii) grössere Strombezüger eine elastischere Nachfrage haben.

Die Ergebnisse der Analysen der Haushalte zeigen, dass mit hoher Wahrscheinlichkeit die kurzfristige Preiselastizität für den Grossteil der privaten Haushalte durchschnittlich bei einem Prozent liegt (bei einer Preiserhöhung von zehn Prozent). Haushalte mit einem höheren Jahresverbrauch weisen tendenziell eine höhere Preissensitivität auf.

Ähnliches gilt für Unternehmen. Hier liegt die Preiselastizität mit hoher Wahrscheinlichkeit bei zwei Prozent und ist somit ungefähr doppelt so hoch im Vergleich zu privaten Haushalten. Ebenso gilt, dass die Preiselastizität grösserer Unternehmen (im Sinne eines höheren Jahresverbrauch) tendenziell höher ist und dass die Preiselastizität von KMUs geringer ist als von Grossunternehmen. Aber es existiert signifikante Variation. So gibt es sowohl Branchen, in denen die Elastizität sehr gering bei zwei Prozent ist, wie auch Branchen, in denen sie bei sechs bis sieben Prozent liegt. Darüber hinaus finden sich auch «auffällige» Elastizitäten, die deutlich höher liegen. So finden wir für Unternehmen mit Terminmarktverträgen, die also am freien Markt und nicht in der Grundversorgung sind, für die Verbrauchskategorie C2 eine Elastizität von ca. 13 Prozent und für Unternehmen mit Spotmarktvertrag sogar eine Elastizität von 33 Prozent. Diese Ergebnisse sind möglicherweise eine Überschätzung, spiegeln aber die grosse Heterogenität unter Unternehmen wider: einzelne Verbraucher mit sehr energieintensiven Geschäftsmodellen spüren deutlich stärkere Auswirkungen von Preisveränderungen.

Es zeigt sich zudem, dass die Preiselastizitäten sich nicht per se unter Unternehmen in der Grundversorgung und solchen am freien Markt unterscheiden, was wohl auch darauf zurückgeführt werden kann, dass auch die Preise im Terminmarkt meist mindestens ein Jahr fixiert sind. Somit sind die Ergebnisse für Unternehmen mit Terminmarktvertrag sehr vergleichbar zu den Ergebnissen für Unternehmen in der Grundversorgung im Durchschnitt. Zentral für die Heterogenität ist stattdessen die Grösse des Unternehmens und das konkrete Geschäftsmodell. Ebenso wie Unternehmen in der Grundversorgung suchen auch Verbraucher am freien Markt hauptsächlich die langfristige Absicherung und nutzen mehrjährige Terminmarktverträge. Sie sind somit ähnlich wie Verbraucher in der Grundversicherung nur in (mehr-) jährlichen Intervallen Preisanpassungen ausgesetzt. Die wenigen

Unternehmen, die dies nicht tun und der Spotmarktfluktuation ausgesetzt sind, weisen eine deutlich höhere Preiselastizität auf. Somit zeigt sich, dass (manche) Verbraucher durchaus in der Lage sind, signifikant auf kurzfristige Preisveränderungen zu reagieren, aber nur die wenigsten Endkunden bislang ein Interesse daran zeigen, dies zu tun.

6 Preisliche Weitergabe in der Schweiz («pass-on»)

Im folgenden Kapitel untersuchen wir das Ausmass der preislichen Weitergabe der gestiegenen Strompreise im Schweizer Markt. Unternehmen haben grundsätzlich die Möglichkeit in Reaktion auf veränderte Strompreise nicht nur den eigenen Stromverbrauch anzupassen, sondern (Teile) dieser veränderten Kosten an die nächstgelagerte Marktebene weiterzugeben. Dieser kausale Pfad ist in blau in Abbildung 5 dargestellt.

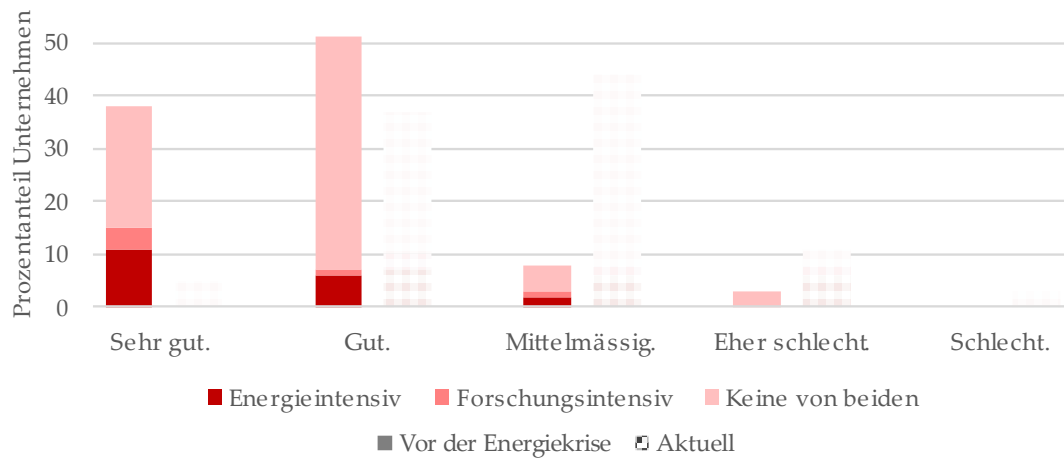
Diese preisliche Weitergabe ist quantitativ aber schwer zu untersuchen, da es dazu sowohl die gezahlten Strompreise wie auch Verkaufspreise in hoher Frequenz über mehrere Jahre benötigt. Daher wurde eine Umfrage unter Kunden mehrerer Schweizer EVUs durchgeführt. Insgesamt wurden Antworten von 100 Kunden ausgewertet. Unter den Befragten kann es insbesondere bei besonders betroffenen Unternehmen zu einer strategischen Beantwortung der Fragen kommen. Zudem hängt die preisliche Weitergabe nicht allein von einer Änderung des Endkundenpreises ab, sondern auch von anderen Faktoren wie beispielsweise der Konjunkturlage, welche wir in der weiteren Analyse nicht beachten. Schliesslich kann es auch länger als bisher dauern, bis die Unternehmen die gestiegenen Kosten an ihre Kunden weitergegeben haben. Diese Punkte sind bei der Interpretation der Auswertung zu berücksichtigen.

6.1 Auswirkungen der Strompreiserhöhungen auf das Unternehmen

Die Befragten wurden gebeten, ihre Geschäftslage vor und nach der Energiekrise zu bewerten. Die Ergebnisse sind in **Abbildung 24** illustriert. Es ist klar erkennbar, dass sich die Einschätzungen zur Geschäftslage nach der Energiekrise im Vergleich zu der Zeit davor deutlich verschlechtert haben. Während vor der Energiekrise noch eine grössere Zahl von Unternehmen ihre Lage als *gut* oder sogar *sehr gut* einschätzte, zeigt die aktuelle Bewertung eine Verschiebung hin zu *mittelmässig* oder *eher schlecht*. Dies spiegelt die Herausforderungen wider, mit denen die Unternehmen in Zeiten erhöhter Energiepreise und wirtschaftlicher Unsicherheit konfrontiert sind. Hier ist es wichtig zu beachten, dass der Begriff «Energiekrise» unterschiedliche Aspekte umfassen kann und nur ein Gefühl gefragt ist.

Es gibt keinen klaren Trend zwischen den Sektoren oder der Unternehmensgrösse. Allerdings scheinen energieintensive Unternehmen etwas stärker betroffen zu sein als andere. Unter den nicht-energieintensiven Unternehmen ändert sich die Anzahl Unternehmen, die die Geschäftslage als *eher schlecht* einstufen kaum. Stattdessen sind es fast ausschliesslich energieintensive Unternehmen, die in Folge der Energiekrise ihre Geschäftslage neu als *eher schlecht* beurteilen.

Abbildung 24: Bewertung der Geschäftslage vor und nach der Energiekrise



Quelle: Swiss Economics auf Basis der Umfrageantworten.

6.2 Weitergabe an Kunden

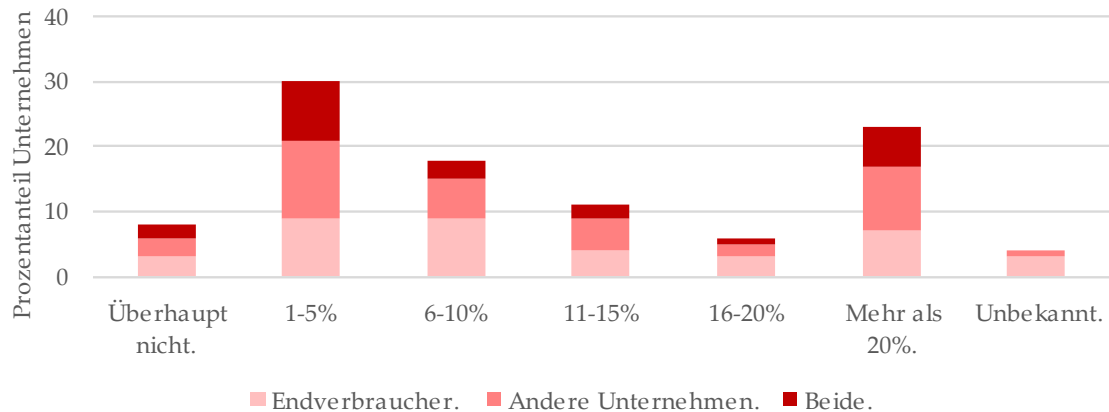
Zuerst sollten die Befragten schätzen, um wie viel ihre Gesamtkosten zwischen 2021 und 2023 aufgrund der Änderung der Strompreise gestiegen sind. 88 Prozent gaben eine Steigerung ihrer Gesamtkosten an, wobei etwa ein Viertel eine Zunahme von über 20 Prozent berichtete. 21 Prozent aller befragten energieintensiven Unternehmen fallen in diese Untergruppe. Dabei gibt es keinen klaren Trend, welcher von der Kundengruppe der Befragten abhängt. Diese Ergebnisse sind in **Abbildung 25** dargestellt.

Relativ zu den beobachteten Preissteigerungen, die wir in den proprietären Daten der drei EVUs beobachten, ist dies moderat. Der Medianpreis für Kunden am Terminmarkt stieg um 12 Prozent von 2021 auf 2022 und um über 50 Prozent von 2022 auf 2023. In den Daten von EVU1 beobachten wir hingegen sogar eine Reduktion der Median-Jahresabrechnung der Energielieferung von -13 Prozent von 2021 auf 2022, dies ist aber auf einen geringeren Verbrauch zurückzuführen, denn der Median-Stromtarif steigt in diesem Zeitraum um 10 Prozent.

Die 88 Unternehmen, die eine Steigerung ihrer Kosten verzeichneten, wurden anschliessend gefragt, zu welchem Anteil sie die höheren Stromkosten an ihre Kunden weitergeben konnten. Über ein Drittel berichtete, dass sie keine Kosten an ihre Kunden weitergegeben haben, während nur etwa 12 Prozent angaben, mehr als die Hälfte der Kosten weitergegeben zu haben.

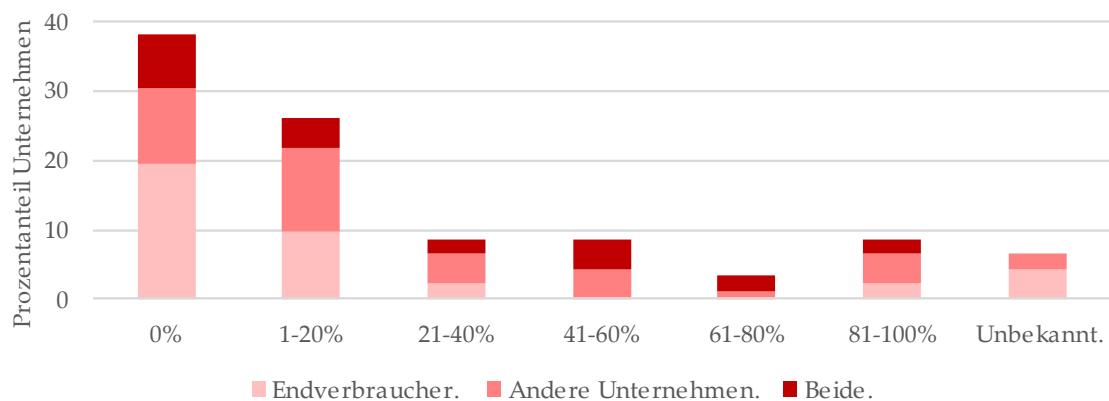
Aus **Abbildung 26** geht hervor, dass Unternehmen, welche hauptsächlich Endverbraucher als Kunden haben, die gestiegenen Kosten grösstenteils nicht weitergegeben haben oder nur zu einem geringen Ausmass. Die Ergebnisse sind weniger eindeutig für jene Firmen, die an andere Unternehmen oder an beide Kundengruppen verkaufen. Es kann keine klare Korrelation zwischen dem Prozentsatz der Veränderung der Gesamtkosten und dem Anteil der an Kunden weitergegebenen Kostensteigerung beobachtet werden.

Abbildung 25: Veränderung der Gesamtkosten zwischen 2021 und 2023 aufgrund der gestiegenen Strompreise



Quelle: Swiss Economics auf Basis der Umfrageantworten.

Abbildung 26: Anteil der weitergegebenen Kostensteigerung an Kunden



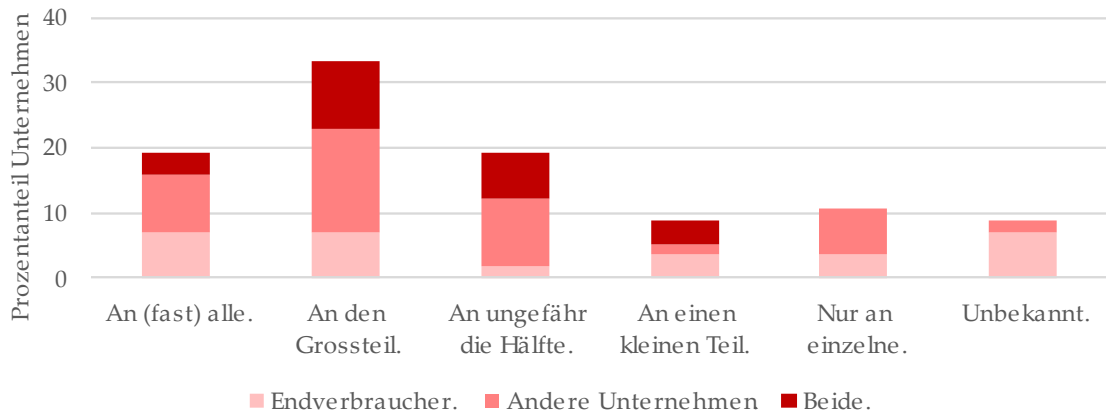
Quelle: Swiss Economics auf Basis der Umfrageantworten.

Anschliessend wurden diejenigen 57 Unternehmen, welche eine Kostensteigerung erfahren und einen Teil davon weitergegeben haben, gebeten, den Anteil der Kunden zu schätzen, an die sie die gestiegenen Kosten weitergeben konnten. Ungefähr 70 Prozent dieser Subgruppe berichteten, dass sie in der Lage waren, die Kostensteigerung an mindestens die Hälfte ihrer Kunden weiterzugeben. Diese Ergebnisse sind in **Abbildung 27** dargestellt.

Alle (bis auf zwei) der Mikro- und kleinen Unternehmen berichteten, dass sie in der Lage waren, ihre gestiegenen Kosten an alle oder den grössten Teil ihrer Kunden weiterzugeben. Für mittlere und grosse Unternehmen lässt sich kein klarer Trend erkennen. Ein allgemeiner Trend zeichnet sich jedoch ab, wobei Unternehmen, die einen grösseren Anteil ihrer gestiegenen Kosten weitergegeben haben, dies bei einem grösseren Kundenkreis taten.

Die gleichen Unternehmen wurden daraufhin gebeten, die Geschwindigkeit einzuschätzen, mit welcher sie ihre gestiegenen Kosten weitergeben konnten. **Abbildung 28** zeigt die Antworten. Zwei Drittel der Firmen haben berichtet, dass sie ihre gestiegenen Stromkosten nach sechs Monaten bis zu einem Jahr weitergeben konnten. Es gibt keinen klaren Trend hinsichtlich der Unternehmensgrösse oder den Endkunden.

Abbildung 27: Anteil der Kunden, an die gestiegene Stromkosten weitergegeben wurden

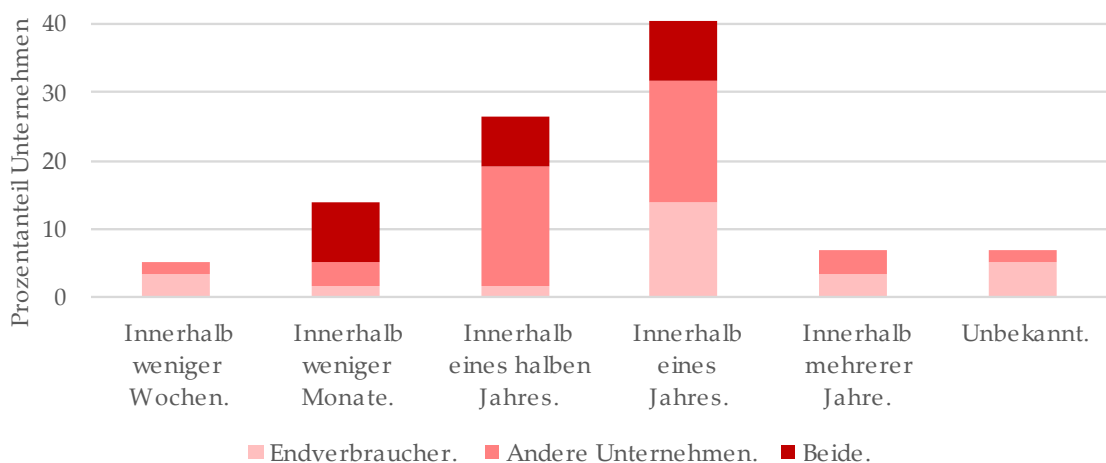


Quelle: Swiss Economics auf Basis der Umfrageantworten.

Schliesslich wurden dieselben Unternehmen auch gefragt, wie sich die Nachfrage ihrer Kunden nach den Preiserhöhungen verändert hat. Interessanterweise zeigt sich, dass bei Firmen, die an andere Unternehmen und an beide Kundengruppen verkaufen, die Nachfrage fast systematisch gesunken ist. Bei Unternehmen, die an Endverbraucher verkaufen, blieb die Nachfrage mehrheitlich gleich. Diese Ergebnisse sind in **Abbildung 29** zusammengefasst. Dies könnte daran liegen, dass ein höherer Anteil der gestiegenen Kosten an andere Unternehmen als an Endverbraucher weitergegeben wurde. Da ihre Preise weniger stark erhöht wurden, ist die Nachfrage weniger zurückgegangen.

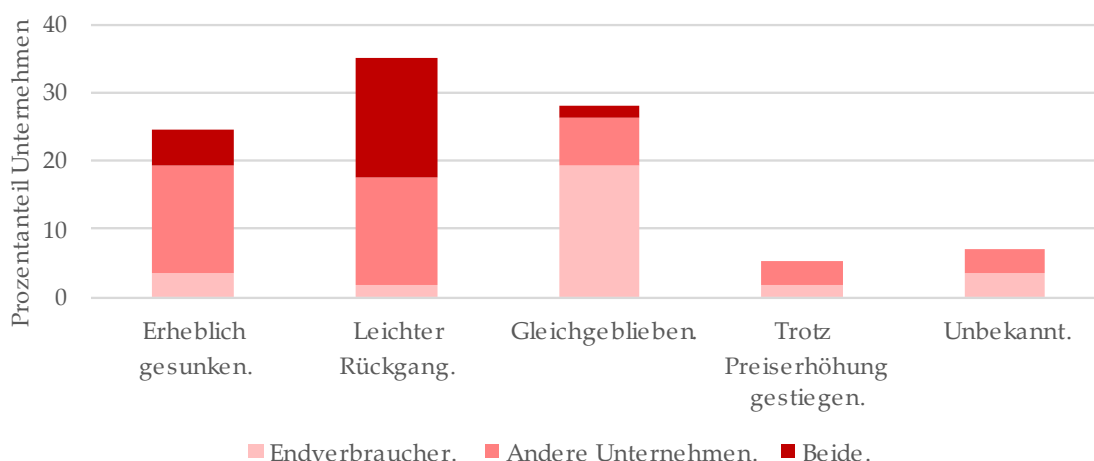
Ungefähr Zwei Drittel der Unternehmen, die keinen Nachfragerückgang erlebt haben, zählen zu den Unternehmen, die nur einen kleinen Teil (1-20 Prozent) ihrer gestiegenen Kosten weitergegeben haben. Umgekehrt gilt für zwei Drittel von Unternehmen, die einen hohen Anteil ihrer gestiegenen Kosten weitergegeben haben, dass sie einen spürbaren Rückgang der Nachfrage erfahren haben.

Abbildung 28: Geschwindigkeit der Weitergabe



Quelle: Swiss Economics auf Basis der Umfrageantworten.

Abbildung 29: Reaktion der Nachfrage aufgrund der Preiserhöhungen



Quelle: Swiss Economics auf Basis der Umfrageantworten.

7 Unterstützende regulatorische Rahmenbedingungen

Im folgenden Kapitel untersuchen wir den Einfluss regulatorischer Rahmenbedingungen auf die Reaktionen von Schweizer Unternehmen. Dies ist wichtig, denn die Anpassung des eigenen Stromverbrauchs findet im Kontext des Regulierungsrahmens statt. Dieser kausale Pfad ist in hellblau in Abbildung 5 dargestellt.

Für die Analyse des Einflusses regulatorischer Rahmenbedingungen nutzen wir die Umfrage unter Kunden mehrerer Schweizer EVUs aus Kapitel 6 (siehe Appendix F). Die Umfrage enthält 100 Kunden.

7.1 Massnahmen zur Effizienzsteigerung

Die Teilnehmer wurden zunächst gefragt, wie das Unternehmen auf den Anstieg der Strompreise reagiert hat und ob weitere Massnahmen eingeführt werden sollen. Die Antworten auf diese beiden Fragen sind in **Abbildung 30** dargestellt.

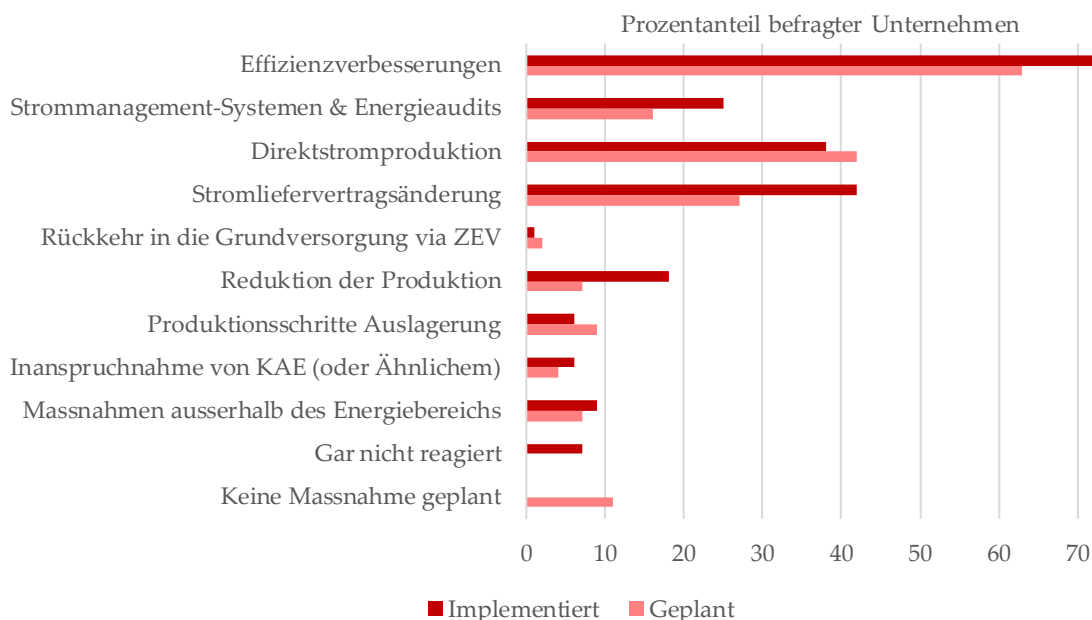
24 Prozent der Befragten haben genau eine Massnahme und 69 Prozent der Befragten mehrere Massnahmen seit dem Anstieg der Strompreise eingeführt, während 89 Prozent planen weitere Massnahmen einzuführen. Von den Unternehmen, die mindestens eine Massnahme durchgeführt haben und bei denen die Kosten gestiegen sind, haben 42 Prozent die gestiegenen Kosten nicht weitergegeben.

Dabei sind *Effizienzverbesserungen* die am häufigsten umgesetzte Massnahme. Dies könnte darauf zurückzuführen sein, dass derartige Massnahmen schnell und mit geringem Aufwand eingeführt werden können. Dies macht Effizienzverbesserungsmassnahmen zu einer attraktiven Reaktion auf steigende Energiekosten. Zudem sind Effizienzverbesserungen auch diejenige Massnahme, welche von den Unternehmen am häufigsten noch durchzuführen ist. Ähnliches gilt für die zweithäufigste Antwort (*Änderung des Stromlieferungsvertrags*), da auch hier Unternehmensprozesse nicht angepasst werden müssen.

Direktstromproduktion ist ebenfalls eine häufige Antwort, welche jedoch mehrheitlich geplant wird und noch nicht umgesetzt wurde. Dies macht Sinn, den der Aufbau einer eigenen Stromproduktion, beispielsweise durch Photovoltaikanlagen, erfordert in der Regel eine längere Planungs- und Umsetzungsphase.

Antwortoptionen wie die *Rückkehr in die Grundversorgung via ZEV*, die *Reduktion der Produktion*, die *Auslagerung von Produktionsschritten* und die *Inanspruchnahme von KAE* wurden weniger häufig gewählt. Wenn diese Optionen gewählt wurden, haben fast alle Unternehmen gleichzeitig auch andere Massnahmen wie Effizienzsteigerungen durchgeführt. Daher wurde selten allein Massnahmen betreffen Produktion umgesetzt. Dies könnte daran liegen, dass diese Art Massnahmen entweder besondere Situationen betreffen, grössere Umstrukturierungen erfordern oder als weniger effektiv im Hinblick auf Kostenersparnisse angesehen werden. Insbesondere Massnahmen, die eine Reduktion der Produktion oder eine Auslagerung von Produktionsschritten erfordern, könnten sich direkt negativ auf die Geschäftstätigkeit auswirken, was Unternehmen vermutlich zu vermeiden suchen. Dies könnte auch darauf hindeuten, dass für die meisten Unternehmen die Strompreise keine so gravierenden Folgen hatten, dass sie ihre Produktion hätten reduzieren müssen. Die Umfrage ergibt kein Muster bezüglich des Ausmasses der preislichen Weitergabe unter denjenigen Unternehmen, welche ihre Produktion reduziert haben. Es zeigt sich jedoch, dass die Unternehmen, die ihre Produktion reduziert haben, überwiegend keine Kurzarbeit in Anspruch genommen haben.

Abbildung 30: Reaktion auf den Anstieg der Strompreise



Anmerkung: Die detaillierten Titel der Antworten finden sich im Appendix F.

Quelle: Swiss Economics auf Basis der Umfrageantworten.

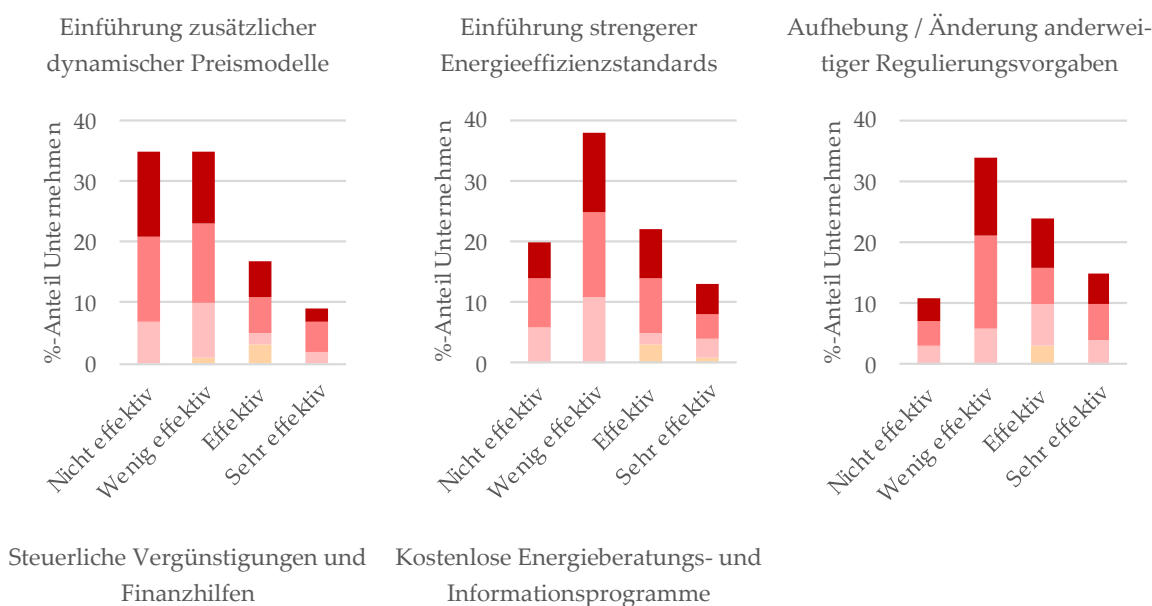
Genannte *Massnahmen ausserhalb des Energiebereichs* umfassen unter anderem Personaleinsparungen und die Kürzung von Öffnungszeiten. Auch der Wechsel der Wärmequelle für

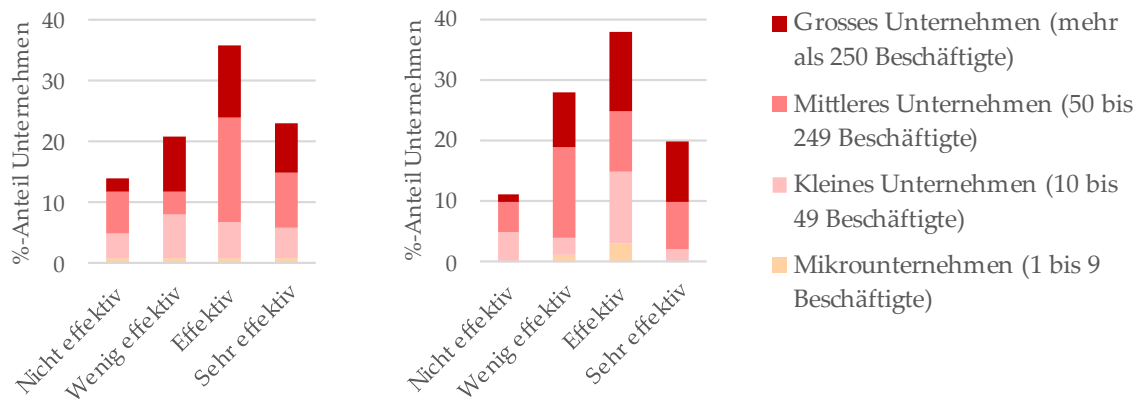
die Heizung wurde in einzelnen Antworten explizit erwähnt. Alle Antwortmöglichkeiten sind im **Appendix F** dokumentiert.

Die Befragten wurden ebenfalls gebeten, die Wirksamkeit potenzieller Massnahmen zur Steuerung des Stromverbrauchs zu bewerten. Die Ergebnisse sind in **Abbildung 31** dargestellt. Die am effektivsten eingestufteten Massnahmen sind *steuerliche Vergünstigungen und Finanzhilfen* (für den Kauf von stromeffizienten Maschinen und Anlagen, die Umsetzung von Stromeffizienzprojekten oder die Entwicklung stromsparender Technologien und Prozesse) sowie *kostenlose Energieberatungs- und Informationsprogramme*. Als am wenigsten effektiv wurde die *Einführung zusätzlicher dynamischer Preismodelle* genannt. Unternehmen, die höhere Kostensteigerungen erfahren haben, tendierten eher dazu, diese Massnahme zu befürworten. Dies zeigt erneut, dass Unternehmen Planbarkeit und Sicherheit präferieren.

Im mittleren Bereich der Effektivität der Massnahmen liegen die *Einführung strengerer Energieeffizienzstandards* und die *Aufhebung oder Änderung anderweitiger Regulierungsvorhaben*. Einzelne Rückmeldungen benennen konkrete Regulierungen oder Hindernisse, die kritisiert werden. Hierzu zählen «Baubewilligungsverfahren», «Bauregulierungen», «Verhinderung von Bau von PV-Anlagen an Staumauern», sowie «Raumtemperaturen» und «Bewilligung für kleine Windanlagen auf Industriegelände». Die Antworten fallen hier vielfältig aus, ohne jedoch eine klare Korrelation mit der Grösse eines Unternehmens oder dessen Energie- oder Forschungsintensität zu haben.

Abbildung 31: Bewertung der Wirksamkeit von Massnahmen zur Steuerung des Stromverbrauchs





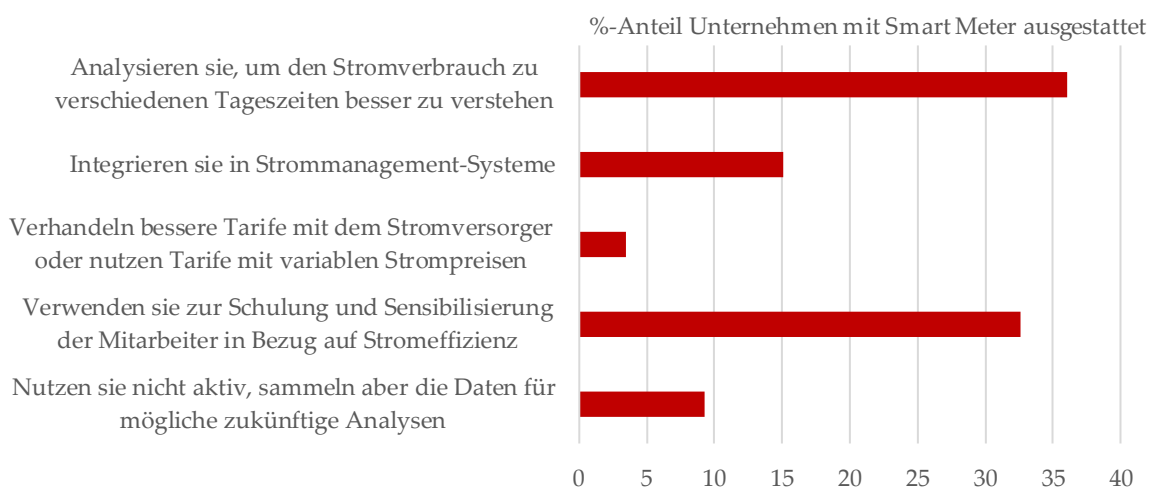
Quelle: Swiss Economics auf Basis der Umfrageantworten.

7.2 Smart Meter

Des Weiteren wurden die Unternehmen gefragt, ob sie mit Smart Metern ausgestattet sind. Die Antworten ergaben, dass 23 Prozent keine Smart Meter haben, während 13 Prozent angaben, dass eine Minderheit ihrer Betriebe ausgestattet ist. Weitere 13 Prozent antworteten, dass die meisten ihrer Betriebe bereits über Smart Meter verfügen, und 30 Prozent gaben an, dass all ihre Betriebe ausgestattet sind. Weitere 21 Prozent wissen es nicht.

Von den 56 Prozent, welche angaben, dass mindestens einige ihrer Betriebe mit Smart Metern ausgestattet seien, berichteten 80 Prozent, dass sie die Informationen der Smart Meter verfolgen. Etwas weniger als die Hälfte davon gab an, diese Informationen tatsächlich zur Reduzierung ihres Stromverbrauchs zu nutzen. Dies verdeutlicht, dass Smart Meter eine wertvolle Informationsquelle für Unternehmen sind. Die Art und Weise, wie die Unternehmen ihre Smart Meter Daten nutzen, wird in **Abbildung 32** gezeigt.

Abbildung 32: Nutzung der Smart Meter Daten

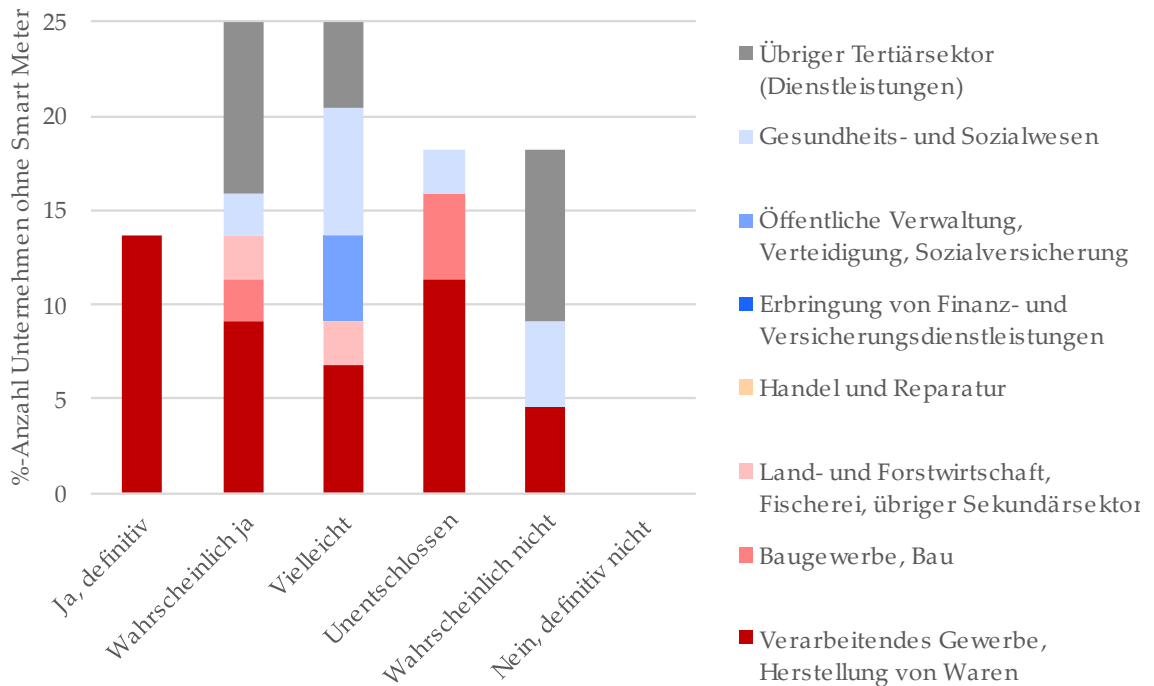


Quelle: Swiss Economics auf Basis der Umfrageantworten.

Von den 44 Prozent, die kein Smart Meter haben oder nichts von dessen Ausstattung wissen, ist kein Unternehmen strikt gegen die Nutzung seiner Daten. Viele sind gegenüber der

Nutzung der Daten offen, wie **Abbildung 33** zeigt. Diese Bereitschaft ist vor allem im verarbeitenden Gewerbe hoch, während sie im Dienstleistungssektor weniger ausgeprägt ist. Die Ergebnisse deuten darauf hin, dass signifikantes Potenzial besteht, die Reduzierung des Stromverbrauchs durch die Installation von Smart Metern in mehr Betrieben zu fördern, wodurch ihre Daten effektiv genutzt werden können. Die Umfrageergebnisse legen nahe, dass die meisten Unternehmen für solche Massnahmen offen sind.

Abbildung 33: Bereitschaft Smart Meter Daten zu nutzen



Quelle: Swiss Economics auf Basis der Umfrageantworten.

8 Synthese

Der Stromverbrauch und die Einspeisung in das Stromnetz verändern sich im Minutentakt. Entsprechend vollzieht der Strompreis auf dem Grosshandelsmarkt diese Änderungen von Nachfrage und Angebot nach und schwankt in 15-minütigen Intervallen. Damit entstehen wichtige Preissignale – Anreize für Marktteilnehmer, in Zeiten niedriger Strompreise den Verbrauch zu erhöhen oder die Stromeinspeisung zu reduzieren (und umgekehrt in Zeiten hoher Strompreise) und somit zur Stabilität des Stromnetzes beizutragen. Die Transmission dieser Preissignale zu den Endkunden ist jedoch unvollständig. Zum einen da die Energietarife nur einen Teil des Endkundenpreises ausmachen (siehe Kapitel 2), vor allem aber, da viele Endkunden in der Grundversorgung sind und selbst grössere Verbraucher ausserhalb der Grundversorgung längerfristige Verträge mit Fixpreisen abschliessen (siehe Kapitel 5). Allerdings unterscheidet sich die Transmission in der Grundversorgung vermutlich zwischen Kunden von EVUs, die ihre Energie am Markt beschaffen (ca. zwei Drittel) und somit vermutlich eine stärkere Transmission erfahren und Kunden von EVUs, die ihre Energie

selber produzieren. Die Kunden in der Grundversorgung haben unterjährig keinen Anreiz auf Strompreisvariationen zu reagieren, sondern tun dies höchstens im Jahresrhythmus. Langfristiger Planbarkeit und Sicherheit vor Preiserhöhungen messen viele Endnutzer eine hohe Bedeutung bei. Entsprechend finden wir in unserer Analyse eine (allzu) geringe Preiselastizität der Nachfrage auf dem Grosshandelsmarkt (siehe Kapitel 4).

Dies führt aber zu Kosten für die Allgemeinheit:

- Zu Spitzenlastzeiten wird mehr Energie verbraucht, was dazu führt, dass besonders teure (i.d.R. fossile) Kraftwerke angefahren werden müssen, welche aufgrund des Merit-Ordersystems die Preise aller Erzeuger erhöhen. Eine zusätzliche verbrauchte Energieeinheit Einzelner führt so zu höheren Preisen für alle anderen Nachfrager. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass eine Energieeinschränkung Einzelner zu Spitzenlastzeiten positive Auswirkungen auf alle anderen Nachfrager zur Folge hat. Um dies zu berücksichtigen, müssten Preise nicht durch Festverträge abgesichert werden, sondern möglichst verhaltensrelevant sein.
- Ebenso wird die Regelenenergie teurer, d.h. die kurzfristige Abregelung oder Erhöhung von Produktion von Kraftwerken durch Swissgrid zur Spannungshaltung des Energiesystems. Dies gilt sowohl in Spitzenlastzeiten, in denen flexible Verbraucher ihren Stromverbrauch reduzieren sollten, wie auch in Tiefpreisphasen, in denen flexible Verbraucher ihren Verbrauch erhöhen sollten. Die Kosten für die Regelenenergie und Wasserreserven werden sodann auf alle Energiekunden umgewälzt via der Netzentgelte (siehe Kapitel 2), sodass Kunden mit fixen Preisen quasi quersubventioniert werden.

Ein immer grösserer Ausbau Erneuerbarer Energien verstärkt diese Problematik noch weiter, da Erneuerbare in Abhängigkeit von Wind und Sonneneinstrahlung Strom produzieren und daher nicht gut steuerbar sind, sodass auch die Angebotsseite unflexibler wird. Wie in Kapitel 6 dokumentiert, werden Strompreisanstiege zu signifikanten Teilen an die nächstgelagerte Marktebene weitergegeben mithilfe von Preiserhöhungen. Die Kosten einer unflexiblen Nachfrage tragen somit zu einem signifikanten Teil die Endkunden und die Anreize für die Energieproduktion mit flexiblen Kraftwerken und für Speicher steigen.

Die zentrale Herausforderung ist also, die nachfrageseitige Flexibilität durch Preissignale zu erhöhen und Endverbrauchern gleichzeitig ausreichend Sicherheit zu ermöglichen. Wie in Swiss Economics (2022) diskutiert, fehlt ein Instrument im Markt, welches diese Ziele vereint. Ein fester Rappen-pro-kWh-Tarif genügt diesen Anforderungen nicht. Solche Tarife schützen Verbraucher zwar befristet vor Preisrisiken, dämpfen aber auch jegliche Anreize zum Energiesparen in Krisenzeiten oder für nachfrageseitige Flexibilität, wie das Laden von Elektrofahrzeugen in Zeiten mit reichlich vorhandenem Strom. Die Analyse zeigt, dass das volkswirtschaftliche Potenzial für dezentrale Flexibilität sehr wohl substantiell ist:

- Auch eine geringe Elastizität kann bei hohen Schwankungen signifikante Auswirkungen auf den Verbrauch haben. Gemessen beispielsweise an der Volatilität während der jüngsten Energiekrise resultiert die geschätzte Preiselastizität durchaus in substantiellen Nachfragereduktionen. Allerdings greift dies in drohenden Mangellagen wiederum

deutlich zu kurz; hier verhindern fixe Preise eine ausreichende Anpassung der Nachfrage, sodass nur über die Angebotsseite gegengesteuert werden kann;

- Verbraucher reagieren deutlich stärker auf Veränderungen in den Endkundenpreisen als Grosshandelspreisen, was zeigt, dass eine höhere Transmission die nachfrageseitige Flexibilität fördern würde;
- Gleichzeitig nimmt die Elastizität mit steigendem Verbrauch zu, was darauf hindeutet, dass Grossverbraucher flexibler sind und ein grösseres Potenzial bei dieser Kategorie besteht;
- Bei den Unternehmen erstaunt, dass die grosse Mehrheit fixe Preise bevorzugt, obwohl sie im freien Markt mehr Optionen hätten. Diese Präferenz für Fixpreisverträge könnte darauf zurückzuführen sein, dass sie ihren Verbrauch unterjährig kaum anpassen können. Andererseits zeigen die Umfrageergebnisse ebenso, dass viele Unternehmen Effizienzmassnahmen umsetzen wollen und der Nutzung von Smart Metern gegenüber sehr aufgeschlossen sind (Kapitel 7). Verbraucher, die sich Spotmarktveränderungen ausgesetzt sehen, weisen entsprechend eine deutlich höhere Preiselastizität auf als Verbraucher in der Grundversorgung und können also flexibler reagieren (siehe Kapitel 5).

Die Analyse zeigt aber auch, dass Verbraucher bislang ablehnend auf den Vorschlag dynamischer Preismodelle reagieren (siehe Kapitel 7). Eine Option wären daher «intelligente Tarife», bei denen Endkunden zwar einen vereinbarten Preis zahlen, aber nur, wenn sie entlang eines vorgängig vereinbarten Lastgangprofils verbrauchen. Abweichungen von diesem erwarteten Verbrauch würden gemäss den aktuellen Spotpreisen verrechnet. Spotpreise fallen regelmässig bis auf Nullpreise und gar darunter herab (siehe Abbildung 2), sodass es hier ein grosses Einsparungspotenzial für Endverbraucher gibt. Derartige Verträge müssen aber längerfristig gelten, damit Endkunden nicht in Zeiten niedriger Preise zu Versorgern mit variablen Preisen wechseln, nur um in Phasen hoher Preise wieder zurück zu Versorgern mit fixen, langfristig am Markt abgesicherten Preisen zu wechseln. Die dadurch fehlende langfristige Planbarkeit würde es EVUs schwer machen, sich langfristig am Markt abzusichern und überhaupt fixe Tarife oder Profile vereinbaren zu können.

Neben «intelligenten Tarifen» sind eine Reihe weiterer Modelle zur Variabilisierung der Stromtarife denkbar. Dazu zählen «differenzierte Tarifstufen», die am Vortag vom Lieferanten bekanntgemacht werden, «Fixe Tarife mit Boni», welche den Bezug zu günstigen Zeitpunkten belohnen, oder Modelle, die an Franchisesysteme im Gesundheitswesen erinnern, bei denen ein Teil der Stromlieferung bis zu einem zu definierenden Punkt abgesichert ist und danach variable Tarife gelten. Des Weiteren sind netzseitige Tarifflexibilisierungen denkbar, welche nicht den Energieliefertarif, sondern den Energietransporttarif betreffen. Welches System am vorteilhaftesten wäre, ist nicht Teil dieser Studie, die Ergebnisse zeigen jedoch, dass mit einer Variabilisierung der Energietarife, die auch die Grundversorgung miteinschliessen sollte, positive Wohlfahrtswirkungen erzielt werden können. Somit wäre wichtig, dass die EVU derartige Modelle anbieten können.

9 Referenzen

- Al-Faris, A. R. F. (2002). The demand for electricity in the GCC countries. *Energy Policy*, 30(2), 117-124.
- Auray, S., Caponi, V. & B. Ravel (2019). Price elasticity of electricity demand in France. *Economie et Statistique / Economics and Statistics*, 513, 91–103.
<https://doi.org/10.24187/ecostat.2019.513.2002>.
- Beenstock, M., Goldin, E., & Nabot, D. (1999). The demand for electricity in Israel. *Energy Economics*, 21(2), 168-183.
- Bellemare, M.F. and Wichman, C.J. (2020), Elasticities and the Inverse Hyperbolic Sine Transformation. *Oxf Bull Econ Stat*, 82: 50-61. <https://doi.org/10.1111/obes.12325>.
- Bjørner, T. B., & Jensen, H. H. (2002). Energy taxes, voluntary agreements and investment subsidies—a micro-panel analysis of the effect on Danish industrial companies' energy demand. *Resource and energy economics*, 24(3), 229-249.
- Caloghirou, Y. D., Mourelatos, A. G., & Thompson, H. (1997). Industrial energy substitution during the 1980s in the Greek economy. *Energy economics*, 19(4), 476-491.
- Council of European Energy Regulators (CEER) (2019). Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2018, C19-MRM-99-02.
- Deutscher Bundestag (2023). Energiepreisdeckel und die Koppelung von Strom- und Gaspreisen, *Wirtschaftliche Dienste* 5 - 3000 - 119/22.
- Enste, D., Hensen, J., & Potthoff, J. (2023). Hilft Nudging in der Krise? Verhaltens-ökonomische Massnahmen für freiheitswahrendes Energiesparen (No. 2/2023). *IW-Policy Paper*.
- European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) and the Council of European Energy Regulators (CEER) (2022). Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2021. *Energy Retail and Consumer Protection Volume*.
- Holtedahl, P., Loutz, F.J., 2004. Residential electricity demand in Taiwan. *Energy Economics* 26, 201–224.
- Kalkuhl, M., Flachsland, C., Knopf, B., Amberg, M., Bergmann, T., Kellner, M., ... & Edenhofer, O. (2022). Auswirkungen der Energiepreiskrise auf Haushalte in Deutschland: sozialpolitische Herausforderungen und Handlungsoptionen.
- Knaut, A., & Paulus, S. (2016). Hourly price elasticity pattern of electricity demand in the German day-ahead market (No. 16/07). *EWI Working Paper*.
- Lingens, J., & Werthschulte, M. (2023). Deutsche Haushalte schauen zu optimistisch auf Energiekosten und zu pessimistisch auf Hilfen der Bundesregierung (No. 01/2023). *ZEW policy brief*.

- OECD (2023), "Aiming Better: Government Support for Households and Firms During the Energy Crisis", OECD Economic Policy Papers No. 32, OECD Publishing: Paris. Verfügbar auf <https://doi.org/10.1787/839e3ae1-en>.
- Pellini, E. (2021). Estimating income and price elasticities of residential electricity demand with Autometrics. *Energy Economics*, 101, 105411.
- Swiss Economics (2022). Einordnung von Massnahmen gegen hohe Gas- und Strompreise.
- Thams, N., Søndergaard, R., Weichwald, S., & Peters, J. (2022). Identifying causal effects using instrumental time series: Nuisance iv and correcting for the past. arXiv preprint arXiv:2203.06056.
- Tiedemann, S., Sgarlato, R., & Hirth, L. (2023). Price elasticity of electricity demand: Using instrumental variable regressions to address endogeneity and autocorrelation of high-frequency time series. arXiv preprint arXiv:2306.12863.
- Volland, B., & Tilov, I. (2018). Price elasticities of electricity demand in Switzerland: Results from a household panel (No. 18-03). IRENE Working Paper.

A Datenaufbereitung

Kapitel 4: Preiselastizität und Effekte politischer Massnahmen an Grosshandelsmärkten

Vorgehen Datenaufbereitung

| | |
|--------------------------------|---|
| ENTSO-E Transparency Plattform | <ol style="list-style-type: none">1. Entfernung von fehlenden Werten und Ausreissern |
| OECD Energy Measures Tracker | <ol style="list-style-type: none">1. Erstellung eines Datensatzes, welcher für jeden Tag und für jedes der untersuchten Länder die Anzahl der Massnahmen im Strommarkt für jede Massnahmenkategorie angibt |
| Merra-2 Wetterdaten | <ol style="list-style-type: none">1. Berechnung des stündlichen Durchschnitts der relevanten geographischen Gridpunkte |
| Finaler Paneldatensatz | <ol style="list-style-type: none">1. Zusammenführung der ENTSO-E Daten, des Massnahmen-Datensatzes und der Merra-2 Wetterdaten anhand der Länderzone, des Datums und der Uhrzeit2. Zentrierung der Variablen Windgeschwindigkeit, Grosshandelspreis und Stromnachfrage |

Kapitel 5: Reaktion Schweizer Unternehmen und Haushalte

Vorgehen Datenaufbereitung

| | |
|------|--|
| EVU1 | <ol style="list-style-type: none">1. Entfernung von fehlenden Werten und Ausreissern2. Einschränkung auf Kunden von EVU1 sowie Verbraucher mit positivem Jahresverbrauch und Kosten, keine Verbraucher der Kategorie Eigenverbrauch oder Gemeinde3. Matching der Elcom Verbraucherkategorien anhand des Stromverbrauchs (siehe Tabelle 7)4. Matching des Energietarifs der Elcom anhand des Jahres und der Verbraucherkategorie |
| CKW | <ol style="list-style-type: none">1. Aufsummieren der viertelstündlichen Werte zu täglichen Werten2. Entfernung von fehlenden Werten und Ausreissern3. Matching der Elcom Verbraucherkategorien anhand des Stromverbrauchs (siehe Tabelle 7)4. Matching des Energietarifs der Elcom anhand des Jahrs und der Verbraucherkategorie |
| BKW | <ol style="list-style-type: none">1. Matching mit Spotpreisen der ENTSO-E Transparency Plattform anhand des Datums und der Uhrzeit2. Matching der Settlement Preise der EEX anhand des Datums3. Matching der Elcom Unternehmenskategories anhand des Stromverbrauchs (siehe Tabelle 7) |

Tabelle 7: Kategorisierung der Haushalte und Betriebe

| Haushalte | | Gewerbe- und Industriebetriebe | |
|-----------|---|--------------------------------|--|
| H1 | Verbrauch <2'000 kWh/Jahr | C1 | Verbrauch <20'000 kWh/Jahr |
| H2 | 2'000 kWh/Jahr <= Verbrauch <= 3'500 kWh/Jahr | C2 | 20'000 kWh/Jahr <= Verbrauch <= 100'000 kWh/Jahr |
| H3 | 3'500 kWh/Jahr < Verbrauch <= 6'000 kWh/Jahr | C3 | 100'000 kWh/Jahr < Verbrauch <= 400'000 kWh/Jahr |
| H5 | 6'000 kWh/Jahr < Verbrauch <= 8'000 kWh/Jahr | C4 | 400'000 kWh/Jahr < Verbrauch <= 1'000'000 kWh/Jahr |
| H6 | 8'000 kWh/Jahr < Verbrauch <= 14'000 kWh/Jahr | C5 | 1'000'000 kWh/Jahr < Verbrauch <= 5'000'000 kWh/Jahr |
| H7 | 14'000 kWh/Jahr < Verbrauch | C6 | 5'000'000 kWh/Jahr < Verbrauch |

B Graphiken

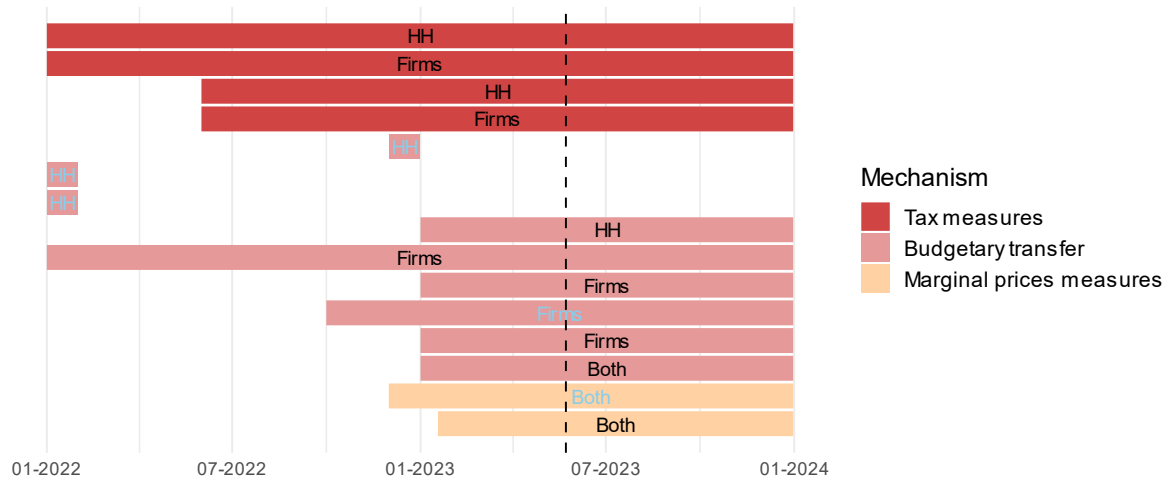
Abbildung 34: Länder mit Preisinterventionen im Strommarkt für Haushalte 2021

| Country | Non-vulnerable customers | | Vulnerable customers | |
|---------|--------------------------|-----|----------------------|-----|
| | Electricity | Gas | Electricity | Gas |
| BE | | X | X | X |
| BG | | X | | |
| CY | X | | X | |
| CZ | | | | |
| EE | | X | | X |
| ES | X | | X | |
| FR | X | X | | |
| GB | X | X | X | X |
| GR | X | X | X | |
| HR | | X | | |
| HU | X | X | | X |
| IT | X | X | | |
| LT | X | X | | |
| LV | | X | | |
| MT | X | | | |
| NL | X | X | X | |
| PL | X | X | | |
| PT | | | | X |
| RO | X | X | | X |
| SK | X | X | | X |

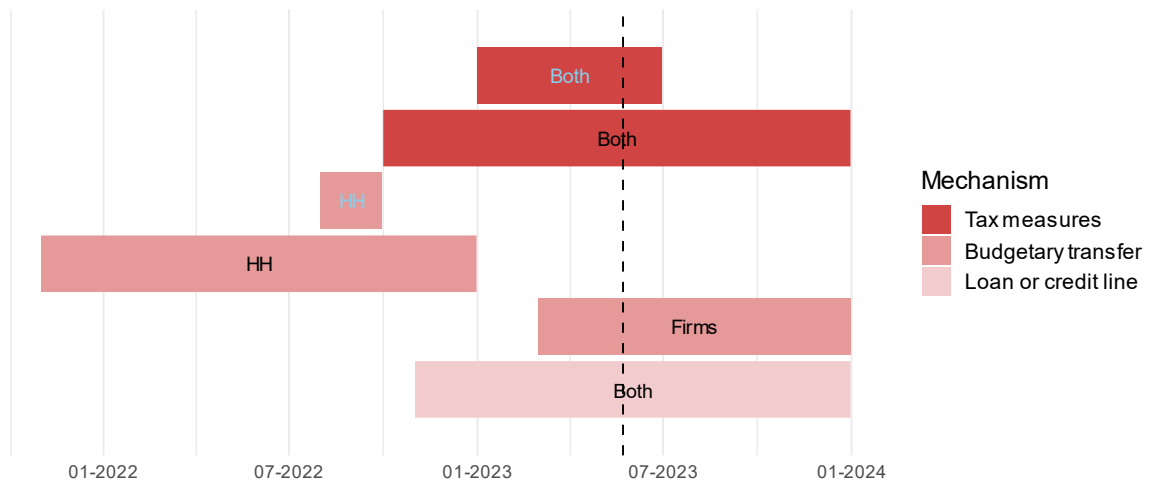
Quelle: ACER (2022).

Abbildung 35: Einführung der Massnahmen in Österreich, Dänemark, Frankreich, Deutschland und den Niederlanden

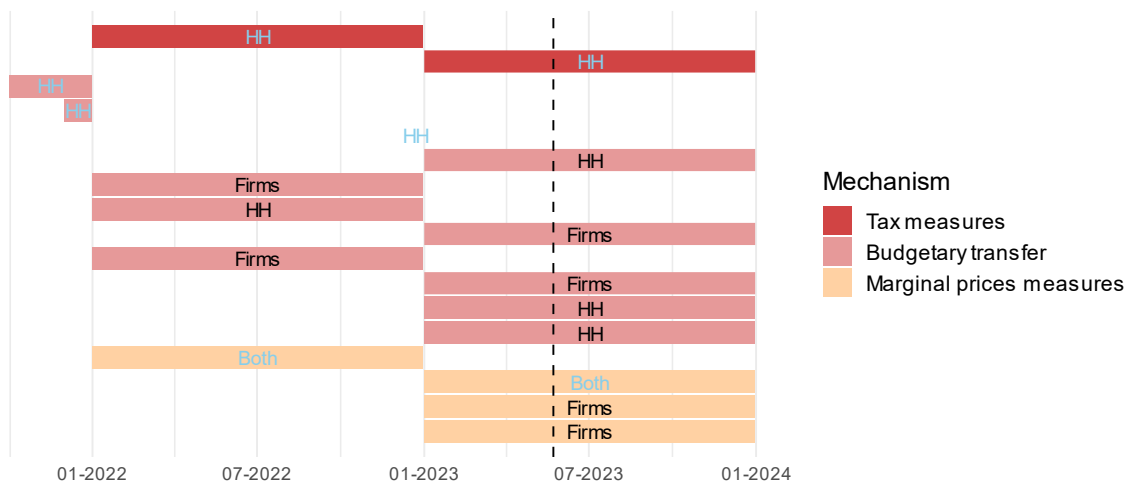
Massnahmen Austria



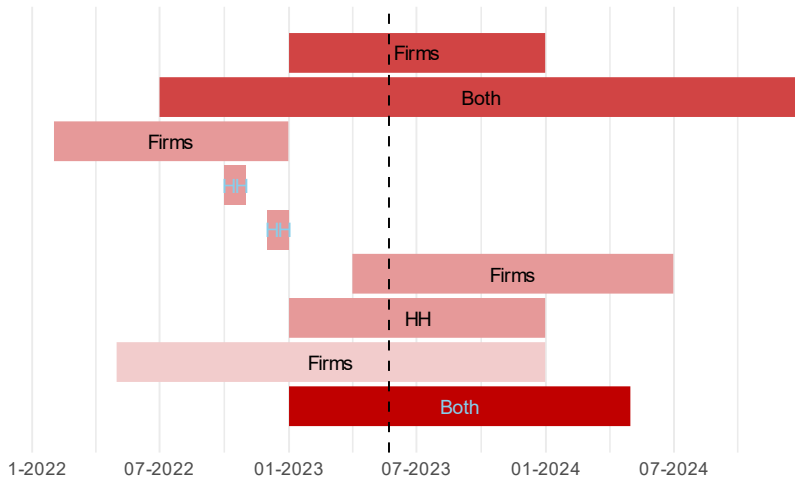
Massnahmen Denmark



Massnahmen France



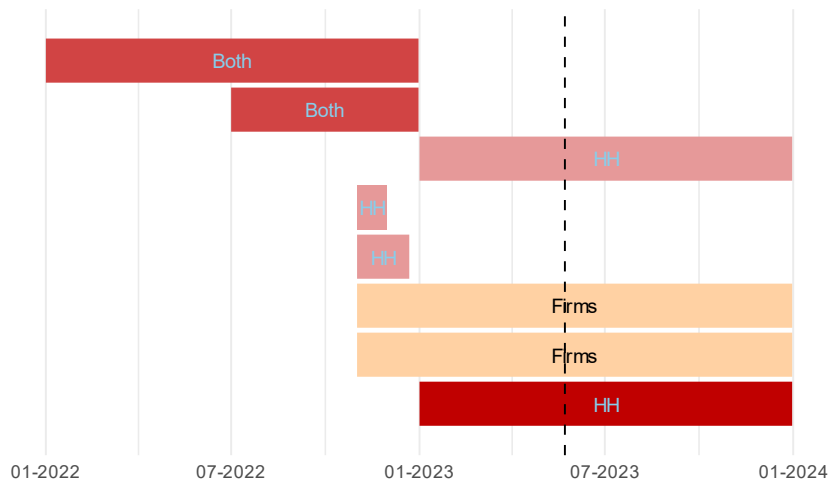
Massnahmen Germany



Mechanism

- Tax measures
- Budgetary transfer
- Loan or credit line
- Average prices measures

Massnahmen Netherlands

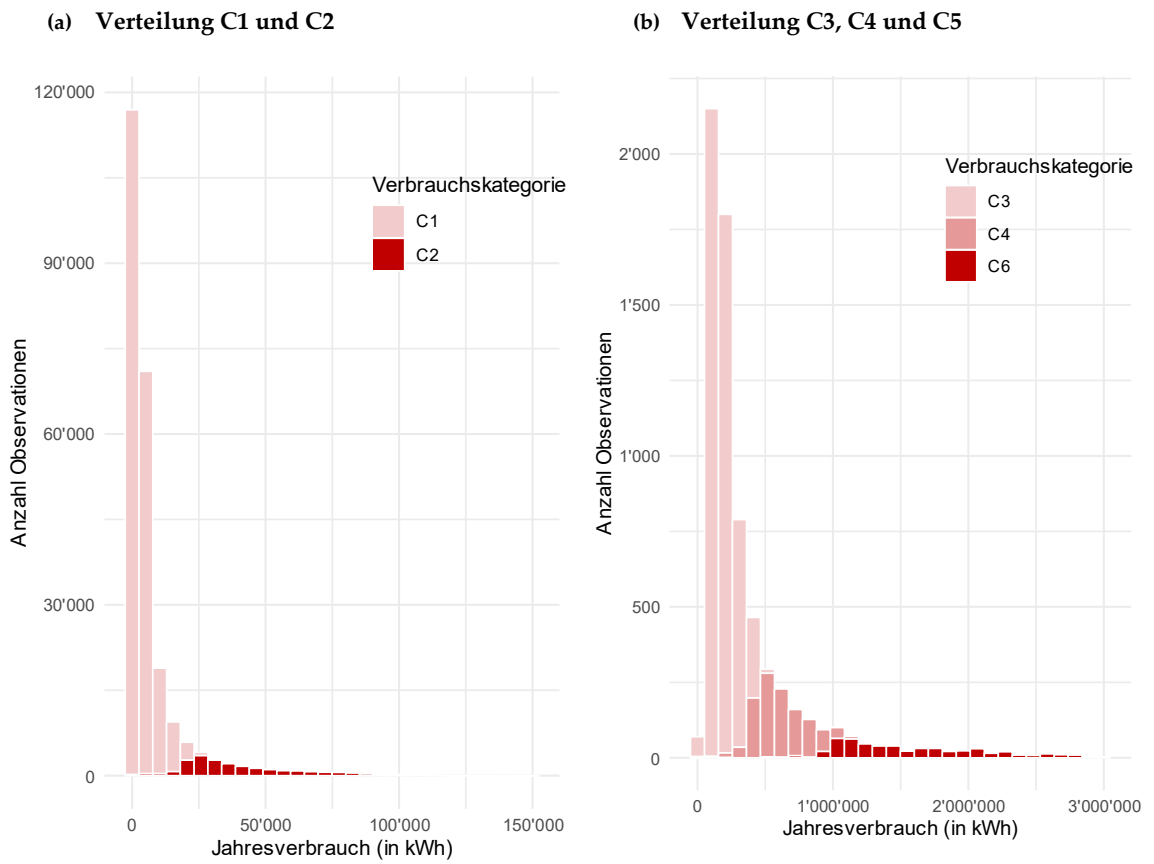


Mechanism

- Tax measures
- Budgetary transfer
- Marginal prices measures
- Average prices measures

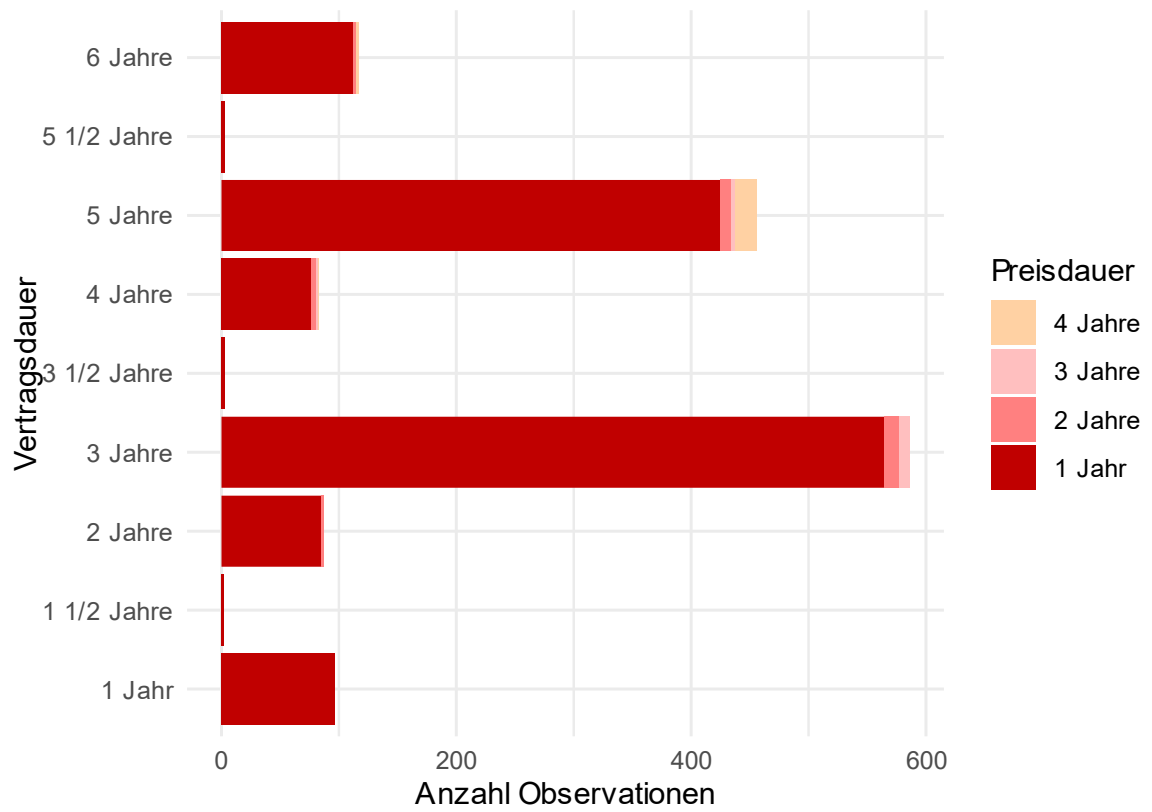
Quelle: Swiss Economics auf Basis von OECD Energy Measures Tracker.

Abbildung 36: EVU1 – Verteilung der Unternehmen



Quelle: Swiss Economics auf Basis der Daten EVU1 und ElCom - Verbrauchskategorien.

Abbildung 37: BKW – Zusammenhang der Vertragsdauer und der Preisdauer



Quelle: Swiss Economics auf Basis Daten BKW.

Abbildung 38: BKW – Trend der Vertragsdauer und Anzahl laufender Verträge

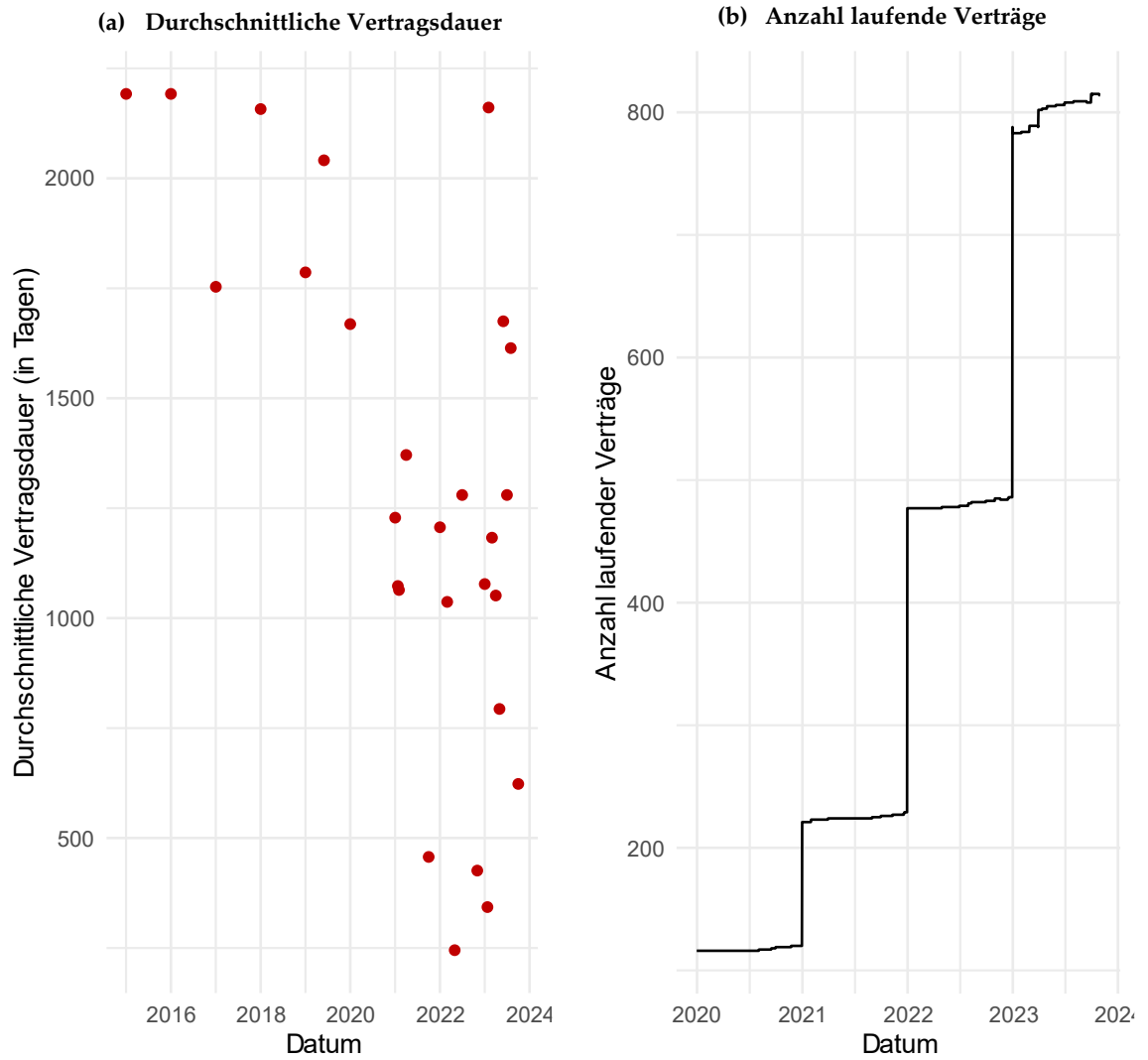
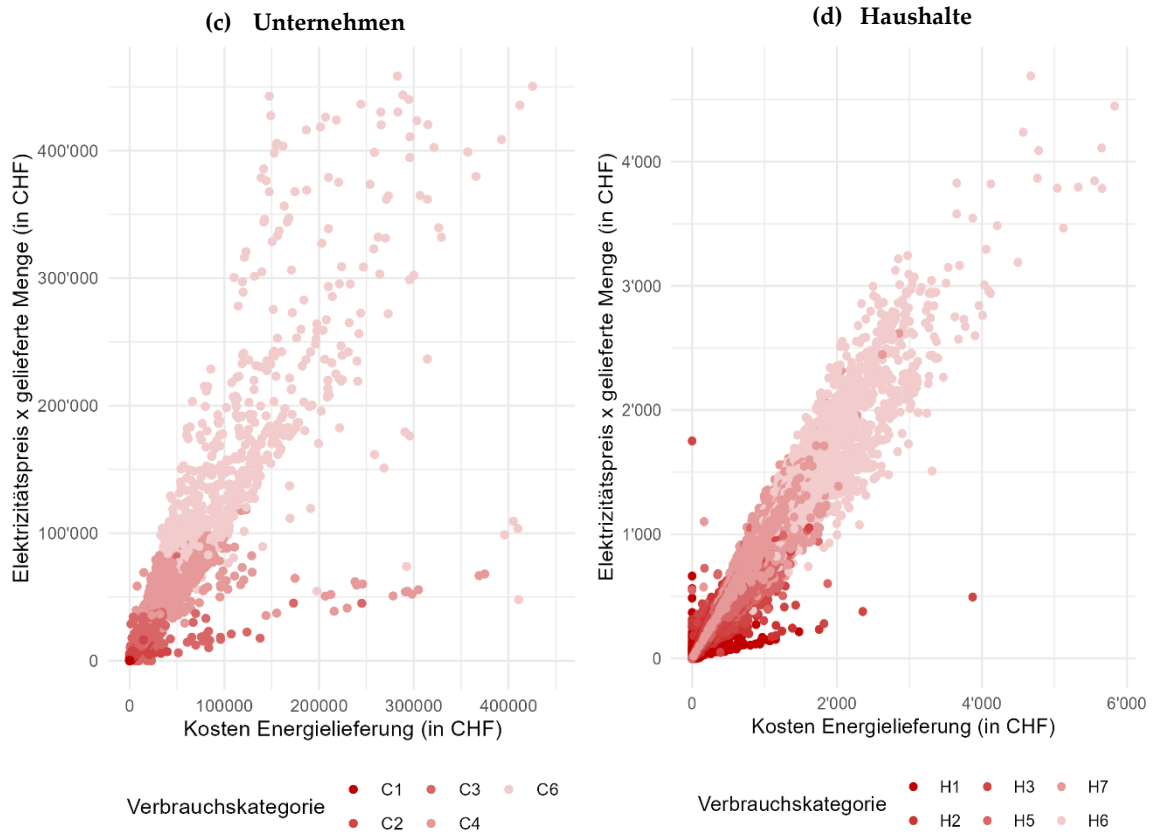


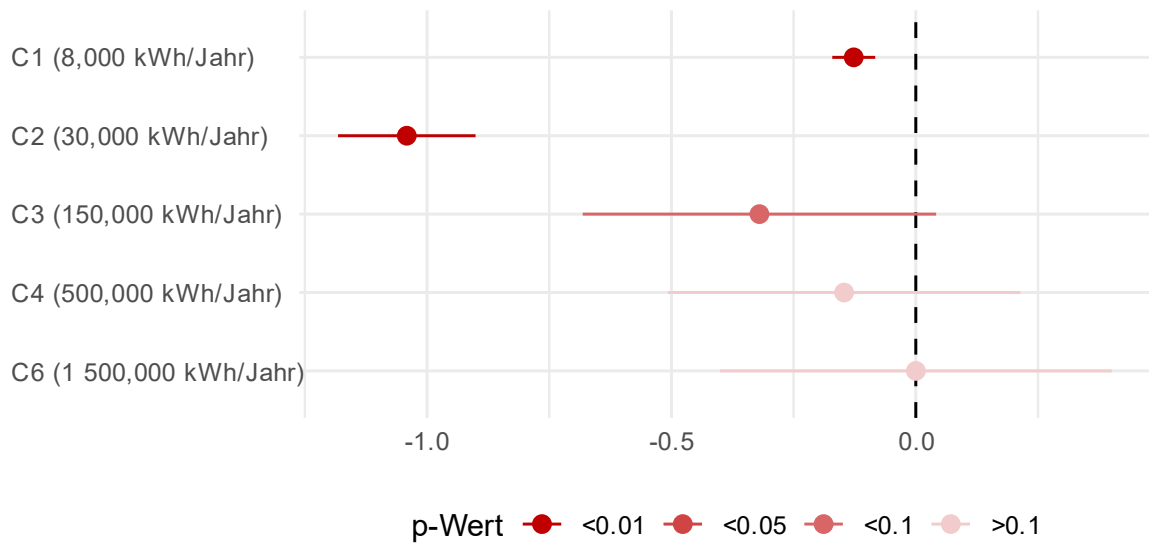
Abbildung 39: EVU1 – Vergleich der Elektrizitätspreise und Gesamtkosten⁴¹



Quelle: Swiss Economics auf Basis von Daten EVU1 und EICOM.

⁴¹ Die „Ausreisser“ unter den Unternehmen, welche deutlich höhere Kosten der Energielieferung im Vergleich zu den geschätzten Kosten auf Basis der Elektrizitätspreise aufweisen, sind Verbraucher mit auffällig hohen Leistungsspitzen.

**Abbildung 40: EVU1 – Schätzung der Preiselastizität nach Unternehmenskategorie
(mit Elcom-Energietarif als unabhängige Variable)**



Anmerkung: Der Punkt zeigt die Punktschätzung und das Intervall das 95%-Konfidenz-Intervall. Es werden nur Verbrauchergruppen mit mindestens 100 Observationen gezeigt. Die Verbrauchergruppen sind absteigend nach Anzahl Observationen sortiert.

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Daten der EVU1.

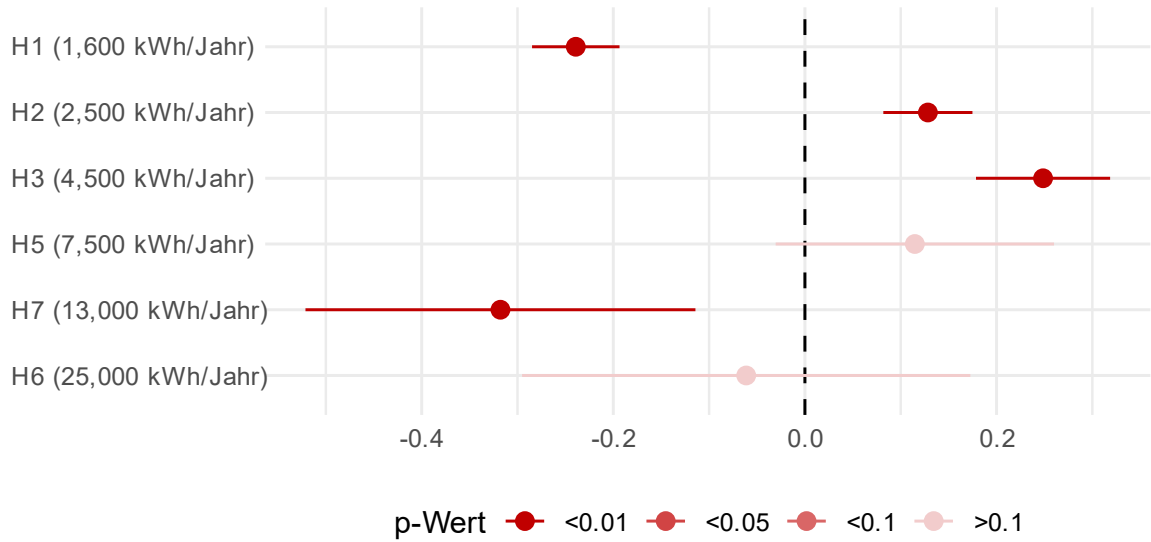
**Abbildung 41: EVU1 – Schätzung der Preiselastizität nach Unternehmensbranche
(mit Elcom-Energietarif als unabhängige Variable)**



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Daten der EVU1.

Anmerkung: Der Punkt zeigt die Punktschätzung und das Intervall das 95%-Konfidenz-Intervall. Es werden nur Verbrauchergruppen mit mindestens 100 Observationen gezeigt. Die Verbrauchergruppen sind absteigend nach Anzahl Observationen sortiert.

Abbildung 42: EVU1 – Schätzung der Preiselastizität nach Verbrauchskategorie der privaten Haushalte (mit Elcom-Energietarif als unabhängige Variable)



Anmerkung: Der Punkt zeigt die Punktschätzung und das Intervall das 95%-Konfidenz-Intervall.

Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Daten der EVU1.

C Tabellen

Tabelle 8: First Stage IV-Regressionen mit einer Anzahl-Kodierung der Massnahmen

| IV First Stage Resultate | | | | | | | |
|--------------------------|----------------------------|----------------------------|------------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|
| Abhängige Variable: | | | | | | | |
| | log(Preis) | | | | | | |
| | AT | DE | FR | NL | DK1 | DK2 | CH |
| | (1) | (2) | (3) | (4) | (5) | (6) | (7) |
| log(Wind) | -0.61*** (0.02) | -1.64*** (0.02) | -0.59*** (0.01) | -0.42*** (0.01) | -1.01*** (0.01) | -0.73*** (0.01) | -0.33*** (0.01) |
| Weekend | -0.40*** (0.01) | -0.58*** (0.01) | -0.36*** (0.01) | -0.32*** (0.01) | -0.44*** (0.01) | -0.38*** (0.01) | -0.29*** (0.01) |
| Heating Degree Days | 0.03*** (0.001) | 0.04*** (0.001) | 0.02*** (0.001) | 0.02*** (0.001) | 0.01*** (0.001) | 0.01*** (0.001) | 0.02*** (0.001) |
| Cooling Degree Days | 0.001 (0.005) | -0.01* (0.01) | 0.03*** (0.003) | -0.03*** (0.01) | 0.02 (0.02) | 0.01 (0.01) | 0.06*** (0.01) |
| Beobachtungen | 34,340 | 39,975 | 46,431 | 46,522 | 46,524 | 46,528 | 46,518 |
| F-Statistik | 817.49*** (df = 33; 34306) | 732.20*** (df = 35; 39939) | 1'808.45*** (df = 33; 46397) | 752.72*** (df = 35; 46486) | 975.50*** (df = 33; 46490) | 962.29*** (df = 33; 46494) | 100.83*** (df = 27; 46490) |

* p < 0.1, ** p < 0.05, *** p < 0.01

Tabelle 9: First Stage CIV-Regressionen mit einer Anzahl-Kodierung der Massnahmen

| CIV First Stage Resultate | | | | | | | |
|----------------------------------|----------------------------|----------------------------|------------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|---------------------------|
| <i>Abhängige Variable:</i> | | | | | | | |
| | log(Preis) | | | | | | |
| | AT | DE | FR | NL | DK1 | DK2 | CH |
| | (1) | (2) | (3) | (4) | (5) | (6) | (7) |
| log(Wind) | -0.42*** (0.07) | -0.84*** (0.14) | -0.09 (0.11) | -0.16* (0.10) | -0.82*** (0.14) | -1.16*** (0.12) | -0.30*** (0.07) |
| L1.log(Wind) | 0.18 (0.13) | 0.39 (0.25) | 0.10 (0.20) | 0.37** (0.18) | 0.99*** (0.26) | 1.86*** (0.22) | 0.18 (0.13) |
| L2.log(Wind) | -0.40*** (0.07) | -1.22*** (0.14) | -0.61*** (0.11) | -0.65*** (0.10) | -1.21*** (0.14) | -1.45*** (0.12) | -0.23*** (0.07) |
| Weekend | -0.40*** (0.01) | -0.58*** (0.01) | -0.36*** (0.01) | -0.32*** (0.01) | -0.44*** (0.01) | -0.38*** (0.01) | -0.29*** (0.01) |
| Heating Degree Days | 0.03*** (0.001) | 0.04*** (0.001) | 0.02*** (0.001) | 0.03*** (0.001) | 0.01*** (0.001) | 0.01*** (0.001) | 0.02*** (0.001) |
| Cooling Degree Days | -0.001 (0.005) | -0.01** (0.01) | 0.02*** (0.003) | -0.03*** (0.01) | 0.01 (0.02) | 0.004 (0.01) | 0.06*** (0.01) |
| Beobachtungen | 34,338 | 39,973 | 46,425 | 46,518 | 46,520 | 46,524 | 46,514 |
| F-Statistik | 773.99*** (df = 35; 34302) | 703.09*** (df = 37; 39935) | 1,712.21*** (df = 35; 46389) | 718.40*** (df = 37; 46480) | 932.38*** (df = 35; 46484) | 920.51*** (df = 35; 46488) | 94.47*** (df = 29; 46484) |

* p < 0.1, ** p < 0.05, *** p < 0.01

Tabelle 10: IV-Regressionen mit einer Binary-Kodierung der Massnahmen

| IV First Stage Resultate | | | | | | | |
|---------------------------------|----------------------------|----------------------------|------------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|
| <i>Abhängige Variable:</i> | | | | | | | |
| | log(Preis) | | | | | | |
| | AT | DE | FR | NL | DK1 | DK2 | CH |
| | (1) | (2) | (3) | (4) | (5) | (6) | (7) |
| log(Wind) | -0.56*** (0.02) | -1.66*** (0.02) | -0.56*** (0.01) | -0.40*** (0.01) | -0.96*** (0.01) | -0.68*** (0.01) | -0.33*** (0.01) |
| Weekend | -0.40*** (0.01) | -0.57*** (0.01) | -0.36*** (0.01) | -0.32*** (0.01) | -0.44*** (0.01) | -0.38*** (0.01) | -0.29*** (0.01) |
| Heating Degree Days | 0.02*** (0.001) | 0.04*** (0.001) | 0.02*** (0.001) | 0.02*** (0.001) | -0.001 (0.001) | 0.001 (0.001) | 0.02*** (0.001) |
| Cooling Degree Days | 0.02*** (0.005) | -0.02** (0.01) | 0.04*** (0.003) | -0.02** (0.01) | 0.02 (0.02) | 0.02 (0.01) | 0.06*** (0.01) |
| Beobachtungen | 34,340 | 39,975 | 46,431 | 46,522 | 46,524 | 46,528 | 46,518 |
| F-Statistik | 882.61*** (df = 31; 34308) | 836.35*** (df = 35; 39939) | 1,743.40*** (df = 31; 46399) | 764.14*** (df = 35; 46486) | 913.73*** (df = 33; 46490) | 886.65*** (df = 33; 46494) | 100.83*** (df = 27; 46490) |

| IV Second Stage Resultate | | | | | | | |
|----------------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|
| <i>Abhängige Variable:</i> | | | | | | | |
| | log(Nachfrage) | | | | | | |
| | AT | DE | FR | NL | DK1 | DK2 | CH |
| | (1) | (2) | (3) | (4) | (5) | (6) | (7) |
| log(Preis) | -0.0058** (0.0027) | -0.0343*** (0.0010) | -0.0461*** (0.0034) | -0.0743*** (0.0039) | -0.0221*** (0.0013) | -0.0148*** (0.0014) | -0.0777*** (0.0049) |
| log(Preis) x Bud. Transfer | -0.0748*** (0.0072) | -0.0299*** (0.0038) | -0.0141 (0.0142) | 0.0051 (0.0129) | -0.0225*** (0.0025) | -0.0023 (0.0018) | |
| log(Preis) x Tax Measure | | 0.0134*** (0.0049) | 0.0866*** (0.0138) | 0.0340*** (0.0061) | -0.0140* (0.0080) | 0.0388*** (0.0064) | |
| log(Preis) x Loan Line | | 0.0486*** (0.0057) | | | -0.0476*** (0.0085) | -0.0442*** (0.0068) | |
| log(Preis) x Marginal Price | 0.0963*** (0.0121) | | | 0.0466*** (0.0108) | | | |
| log(Preis) x Average Price | | -0.0496*** (0.0047) | | 0.0227* (0.0121) | | | |
| Beobachtungen | 34,340 | 39,975 | 46,431 | 46,522 | 46,524 | 46,528 | 46,518 |
| F-Statistik | 882.61*** | 836.35*** | 1,743.40*** | 764.14*** | 913.73*** | 886.65*** | 100.83*** |
| Fixe Effekte | Ja | Ja | Ja | Ja | Ja | Ja | Ja |
| Zeitraum | 2019-2022 | 2018-2023 | 2018-2023 | 2018-2023 | 2018-2023 | 2018-2023 | 2018-2023 |

* p < 0.1, ** p < 0.05, *** p < 0.01

Tabelle 11: CIV-Regressionen mit einer Binary-Kodierung der Massnahmen

| CIV First Stage Resultate | | | | | | | |
|----------------------------------|----------------------------|----------------------------|------------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|---------------------------|
| <i>Abhängige Variable:</i> | | | | | | | |
| | log(Preis) | | | | | | |
| | AT | DE | FR | NL | DK1 | DK2 | CH |
| | (1) | (2) | (3) | (4) | (5) | (6) | (7) |
| log(Wind) | -0.36*** (0.07) | -0.84*** (0.14) | -0.07 (0.12) | -0.13 (0.10) | -0.79*** (0.14) | -1.13*** (0.12) | -0.30*** (0.07) |
| L1.log(Wind) | 0.21* (0.13) | 0.39* (0.24) | 0.09 (0.21) | 0.35* (0.18) | 1.06*** (0.26) | 1.91*** (0.22) | 0.18 (0.13) |
| L2.log(Wind) | -0.44*** (0.07) | -1.24*** (0.14) | -0.59*** (0.12) | -0.63*** (0.10) | -1.26*** (0.14) | -1.49*** (0.12) | -0.23*** (0.07) |
| Weekend | -0.40*** (0.01) | -0.58*** (0.01) | -0.36*** (0.01) | -0.32*** (0.01) | -0.44*** (0.01) | -0.38*** (0.01) | -0.29*** (0.01) |
| Heating Degree Days | 0.02*** (0.001) | 0.04*** (0.001) | 0.02*** (0.001) | 0.02*** (0.001) | -0.0000 (0.001) | 0.001* (0.001) | 0.02*** (0.001) |
| Cooling Degree Days | 0.01*** (0.005) | -0.02*** (0.01) | 0.04*** (0.003) | -0.02** (0.01) | 0.01 (0.02) | 0.02 (0.01) | 0.06*** (0.01) |
| Beobachtungen | 34,338 | 39,973 | 46,425 | 46,518 | 46,520 | 46,524 | 46,514 |
| F-Statistik | 833.13*** (df = 33; 34304) | 803.30*** (df = 37; 39935) | 1,644.15*** (df = 33; 46391) | 729.20*** (df = 37; 46480) | 873.94*** (df = 35; 46484) | 848.82*** (df = 35; 46488) | 94.47*** (df = 29; 46484) |

| CIV Second Stage Resultate | | | | | | | |
|-----------------------------------|------------------------|------------------------|---------------------|----------------------|------------------------|------------------------|-----------------------|
| <i>Abhängige Variable:</i> | | | | | | | |
| | log(Nachfrage) | | | | | | |
| | AT | DE | FR | NL | DK1 | DK2 | CH |
| | (1) | (2) | (3) | (4) | (5) | (6) | (7) |
| log(Preis) | 0.0097 (0.0191) | -0.0308** (0.0142) | 0.6043 (0.4040) | -0.7737* (0.4063) | -0.0432** (0.0201) | -0.0185** (0.0094) | 0.1457*** (0.0377) |
| log(Preis) x Bud. Transfer | -0.0751*** (0.0068) | -0.0296*** (0.0051) | -0.0212 (0.0541) | -0.2297 (0.1479) | -0.0191*** (0.0043) | -0.0008 (0.0046) | |
| log(Preis) x Tax Measure | | 0.0124** (0.0056) | -0.2431 (0.2142) | 0.3818* (0.2037) | -0.0090 (0.0099) | 0.0391*** (0.0065) | |
| log(Preis) x Loan Line | | 0.0486*** (0.0072) | | | -0.0585*** (0.0138) | -0.0450*** (0.0070) | |
| log(Preis) x Marginal Price | 0.0907*** (0.0133) | | | 0.3108* (0.1615) | | | |
| log(Preis) x Average Price | | -0.0476*** (0.0114) | | 0.3759* (0.2117) | | | |
| Beobachtungen | 34,338 | 39,973 | 46,425 | 46,518 | 46,520 | 46,524 | 46,514 |
| F-Statistik | 833.13*** | 803.30*** | 1,644.15*** | 729.20*** | 873.94*** | 848.82*** | 94.47*** |
| Fixe Effekte | Ja | Ja | Ja | Ja | Ja | Ja | Ja |
| Zeitraum | 2019-2022 | 2018-2023 | 2018-2023 | 2018-2023 | 2018-2023 | 2018-2023 | 2018-2023 |

* p < 0.1, ** p < 0.05, *** p < 0.01

Tabelle 12: CKW-Resultate nach Haushaltskategorie

| | <i>Abhängige Variable</i> | | | | | |
|-------------------|---------------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| | Log(Täglicher Verbrauch) | | | | | |
| | H1 | H2 | H3 | H5 | H6 | H7 |
| Log(Energietarif) | -0.08*** (0.0004) | -0.18*** (0.001) | -0.21*** (0.001) | -0.23*** (0.001) | -0.17*** (0.001) | -0.22*** (0.001) |
| Beobachtungen | 26'779,622 | 17'661,920 | 15'109,147 | 6'609,013 | 4'408,414 | 7'770,936 |
| Fixe Effekte | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |

* p < 0.1, ** p < 0.05, *** p < 0.01

Tabelle 13: CKW-Resultate nach Unternehmenskategorie

| | <i>Abhängige Variable:</i> | | |
|-------------------|----------------------------|--------------------|---------------------|
| | Log(Täglicher Verbrauch) | | |
| | C2 | C3 | C7 |
| Log(Energietarif) | -0.36*** (0.01) | -0.48*** (0.11) | -10.22*** (0.35) |
| Beobachtungen | 730,123 | 7,628 | 1,038 |

* p < 0.1, ** p < 0.05, *** p < 0.01

Tabelle 14: EVU1-Resultate erweitert um die Energieintensität

| | <i>Abhängige Variable:</i> |
|--------------------------------------|----------------------------|
| | Log(Jährlicher Verbrauch) |
| Log(Energietarif) | -0.108 (0.0948) |
| Energieintensität | -0.065 (0.0731) |
| Log(Energietarif)* Energieintensität | 0.025 (0.0240) |
| Beobachtungen | 8,696 |
| F-Statistik | 0.78 (df = 3; 8715) |

* p < 0.1, ** p < 0.05, *** p < 0.01

Tabelle 15: EVU1-Resultate für Haushalte für die Vor- und Krisenzeit

| | <i>Abhängige Variable:</i> | |
|-------------------|----------------------------|-----------------|
| | Log(Jährlicher Verbrauch) | |
| | Vorkrisenzeit | Krisenzeit |
| Log(Energietarif) | -0.105*** (0.016) | 0.018 (0.18) |
| Beobachtungen | 505'053 | 217'100 |

* p < 0.1, ** p < 0.05, *** p < 0.01

Tabelle 16: EVU1-Resultate für Unternehmen für die Vor- und Krisenzeit

| | <i>Abhängige Variable:</i> | |
|-------------------|----------------------------|---------------------|
| | Log(Jährlicher Verbrauch) | |
| | Vorkrisenzeit | Krisenzeit |
| Log(Energietarif) | -0.461*** (0.02) | -0.217*** (0.02) |
| Beobachtungen | 172'231 | 74'816 |

* $p < 0.1$, ** $p < 0.05$, *** $p < 0.01$

D Wissenschaftliche Literatur

Die vorliegende Literaturübersicht bietet einen kurzen Überblick über den aktuellen Forschungsstand und die bedeutendsten Erkenntnisse (i) über die Methodik zur Identifizierung von Preiselastizitäten und deren geschätzten Werte und (ii) über den Effekt politischer Massnahmen im Energiemarkt. Dies ermöglicht den Stand der Forschung zu verstehen und Trends in diesen Bereich zu identifizieren, was eine Grundlage für die vorliegende Identifikationsstrategie bietet.

Schätzung von Preiselastizitäten

Die bisherige Forschung zur Schätzung von Preiselastizitäten zeigt auf, dass die Endogenität der Preise und die Autokorrelation der Zeitreihe gängige Schätzer beeinflusst und verzerrt. Tiedemann, Sgarlato und Hirth (2023) und Knaut und Paulus (2016) beispielsweise lösen das Endogenitätsproblem mit einem IV-Regressionsmodell mit Windgeschwindigkeit als Instrument. Dadurch wird die Preiselastizität nur noch mit einer exogenen Variation des Preises (hervorgerufen durch eine Änderung der Windgeschwindigkeit) geschätzt. Dies entspricht auch unserem Vorgehen. Volland und Tilov (2018) hingegen nutzen als Instrument die Variation der in der Schweiz lokalen topographiebedingten Netunterhaltskosten und Strombesteuerung. In anderen Analysen wird das Endogenitätsproblem ausgelassen. Pellini (2021) beispielsweise nutzt einen Algorithmus, um ausgehend von einem möglichst flexiblen Modell iterativ statistisch insignifikante Variablen zu eliminieren. Das Problem der Autokorrelation hingegen wird vor allem in Tiedemann, Sgarlato und Hirth (2023) mit zwei Erweiterungen der IV-Schätzung, sogenannten «conditional IV» and «nuisance IV», welche von Thams et al. (2022) vorgeschlagen wurden, diskutiert.

Die empirischen Ergebnisse zeigen, dass die Preiselastizitäten in europäischen Ländern in absolutem Wert kleiner als eins sind. Pellini (2021) schätzt die langfristigen Preiselastizitäten europäischer Länder von 1975-2018 zwischen -0.80 (Irland) und -0.08 (Niederlande). Die Ergebnisse zeigen grosse Unterschiede in den geschätzten Elastizitäten in den einzelnen Ländern, was laut Pellini (2021) auf Unterschiede im Pro-Kopf-BIP und im erreichten Energieeffizienzniveau zurückzuführen ist. In Knaut und Paulus (2016) erreicht die stündliche Preiselastizität für Deutschland im Jahr 2015 einen Höchstwert von etwa -0,006, was bedeutet, dass eine einprozentige Preiserhöhung die Nachfrage durchschnittlich innerhalb einer Stunde um 0,006 Prozent reduziert. Volland und Tilov (2018) finden für die Schweiz für die

Jahre 2016 und 2017 kurzfristige Elastizitäten von -0.3 und langfristige Elastizitäten oberhalb von -1.0.

Effekt politischer Massnahmen im Bereich der Energieeffizienz und bei Energiepreisanstiegen

Es existiert eine breite konzeptionelle und empirische Forschung zur Wirkung von politischen Massnahmen im Bereich der Energieeffizienz. Enste, Hensen und Potthoff (2023) beispielsweise untersuchen Nudging-Instrumente als Lösungsansatz um Einsparungen im Bereich des Energie- und Gasverbrauchs zu erzielen. Die analysierten Nudges von Feedback, Selbstverpflichtungen und Zielsetzungen, Gamification, Sozialem Vergleich und Default-Änderungen zeigen Einsparpotenziale im Bereich des Energie- und Gasverbrauchs von vier bis 20 Prozent pro Jahr. Der Deutsche Bundestag (2023) analysiert die Wirkung von Energiepreisdeckeln und konstatiert, dass Experten sich weitgehend uneinig sind bezüglich deren Effizienz. Ökonomen beispielsweise sehen Preisdeckel eher als problematisch an. Das Argument ist, dass Preisdeckel die Knappheit, die sich durch hohe Preise ausdrückt, eliminiert und somit Einsparanstrengungen ausbleiben. So stimmten in einer Umfrage unter internationalen Experten nur 15 Prozent der Befragten der Hypothese zu, dass gedeckelte Energiepreise für Endkonsumenten ein sinnvolles Instrument zur Bekämpfung der Inflation seien. 79 Prozent sprachen sich dagegen aus.⁴² Schliesslich zeigt eine Umfrage von Lings und Werthschulte (2023), dass Haushalte in Deutschland einerseits die gestiegenen Energiekosten unterschätzen und andererseits wenig Vertrauen in die Wirksamkeit der Massnahmen der Bundesregierung haben. Unklar bleibt jedoch, woher der Optimismus in den gestiegenen Energiekosten herkommt und inwieweit der Pessimismus über die Wirksamkeit am fehlenden Verständnis der oft sehr komplexen Politikmassnahmen liegt.

E Technische Ausführungen zu Kapitel 4 und Kapitel 5

Kapitel 4

Es wird angenommen, dass das folgende **Stunden-Fixe-Effekte-Regressionsmodell** für jedes der untersuchten Länder separat geschätzt wird:

$$\begin{aligned} \log(\text{Nachfrage}_{th}) & \\ &= \alpha_h + \beta \text{asinh}(\text{Grosshandelspreis}_{th}) + \sum_{n=1}^N \delta_n \text{Massnahme}_{tn} \\ &+ \sum_{n=1}^N \gamma_n (\text{Massnahme}_{tn} \cdot \text{asinh}(\text{Grosshandelspreis}_{th})) + \epsilon_{th} \end{aligned} \quad (1)$$

⁴² <https://blogs.lse.ac.uk/businessreview/2022/09/21/energy-costs-in-europe-economists-discuss-policy-options/>.

bei welchem der Logarithmus der aggregierten Last während der Stunde h des Datums t auf den inversen hyperbolischen Sinus des Grosshandelspreises zum gleichen Zeitpunkt und auf die eingeführten Massnahmen regressiert wird.^{43 44} β schätzt somit die Preiselastizität, δ_n erfasst die direkten Effekte verschiedener politischer Massnahmen auf die Nachfrage und γ_n schätzt den Effekt einer politischen Massnahme auf die Preiselastizität. β und γ_n stellen somit die für die vorliegende Analyse relevanten Koeffizienten dar. Unterschiedliche regulatorische Rahmenbedingungen werden berücksichtigt, indem die Schätzungen für jedes Land einzeln vorgenommen werden.

Ein solches Regressionsmodell unterliegt folgenden Herausforderungen:

- **Endogenität des Preises:** Der Preis bestimmt die Nachfrage und die Nachfrage bestimmt den Preis. Somit liegt simultane Kausalität vor, was zu einer Verzerrung der Preiselastizität führt. Das Problem wird in der vorliegenden Analyse mit einem *IV-Regressionsmodell* und der Nutzung der Windgeschwindigkeit als Instrument behoben.
- **Autokorrelation der Nachfrage:** Es ist höchst wahrscheinlich, dass die Nachfrage in einer Stunde hoch ist, wenn die Nachfrage in der vorherigen Stunde ebenfalls hoch war. Dies führt ebenfalls zu Verzerrungen bei der Schätzung der Preiselastizität. Wir schätzen ein zweites Regressionsmodell, das *CIV-Regressionsmodell*, welches dieses Problem behebt, um die Robustheit der Resultate des IV-Regressionsmodells zu überprüfen.

Im Folgenden werden diese Lösungen eingehend diskutiert:

Endogenität

Um das Problem der Endogenität des Preises zu lösen, wird eine Identifikationsstrategie gemäss Tiedemann, Sgarlato und Hirth (2023) und Knaut und Paulus (2016) implementiert. Die Preiselastizitäten werden anhand einer IV-Regressionsanalyse ermittelt, indem der Logarithmus der Nachfragemenge auf den inversen hyperbolischen Sinus des Preises und die notwendigen Kontrollvariablen regressiert werden. Dabei wird der inverse hyperbolische Sinus des Preises mit dem Logarithmus der Windgeschwindigkeit instrumentalisiert. Es wird also nur mit dem Anteil der Preisänderung gearbeitet, dessen Ursache in der Veränderung der Windgeschwindigkeit liegt.

Das beschriebene **IV-Regressionsmodell** nimmt die folgende zweistufige Form an:

⁴³ Das Logarithmieren der Variablen ermöglicht es, den Regressionskoeffizienten als prozentuale Änderung zu interpretieren. Werden beide Seiten der Regressionsgleichung logarithmiert, so gibt der Koeffizient die Elastizität approximativ gemessen in Prozent an.

⁴⁴ Wir verwenden die hyperbolische Sinusfunktion, da die Grosshandelspreise auch Werte von Null (oder negative Werte) annehmen können und bei Verwendung der Logarithmusfunktion keine Nullwerte im Datensatz berücksichtigt werden können. Dies ist ein übliches Vorgehen in der Praxis bei Observationen mit Nullwerten, siehe Bellemare & Wichman (2019).

$$\begin{aligned}
& asinh(\widehat{Grosshandelspreis}_{th}) \\
& = \alpha_h \\
& + \alpha_1 \log(Wind_{th}) + \sum_{n=1}^N \lambda_n Massnahme_{tn} \\
& + \sum_{n=1}^N \mu_n (Massnahme_{tn} \cdot \log(Wind_{th})) + \alpha_2 weekend_t + \alpha_3 HDD_{th} \\
& + \alpha_4 CDD_{th} + \epsilon_{th}
\end{aligned} \tag{2}$$

$$\begin{aligned}
& \log(Nachfrage_{th}) \\
& = \beta_h + \beta_1 asinh(\widehat{Grosshandelspreis}_{th}) + \sum_{n=1}^N \delta_n Massnahme_{tn} \\
& + \sum_{n=1}^N \gamma_n (Massnahme_{tn} \cdot asinh(\widehat{Grosshandelspreis}_{th})) \\
& + \beta_2 weekend_t + \beta_3 HDD_{th} + \beta_4 CDD_{th} + \epsilon_{th}
\end{aligned}$$

Im Folgenden werden alle für die Fragestellungen des Kapitels 4 relevanten Koeffizienten und die Annahmen und Bedingungen, unter welchen diese Koeffizienten glaubwürdige Schätzer darstellen, aufgeführt.

- **β_1** ist die Preiselastizität. Diese kann unter der Bedingung, dass die Instrumentenvariable valid ist als glaubwürdige Schätzung der Preiselastizität interpretiert werden. Eine Instrumentenvariable muss zwei Eigenschaften besitzen, um ein valides Instrument zu sein:
 - Das Instrument (die Windgeschwindigkeit) ist mit der erklärenden Variable (Preis) korreliert (Instrument-Relevanz): Eine höhere Windgeschwindigkeit führt zu erhöhter Stromproduktion, was den Strompreis senken sollte. Dies wird mit der sogenannten F-Statistik getestet, welche grösser als 10 sein sollte, damit die Instrument-Relevanz gegeben ist.
 - Das Instrument (die Windgeschwindigkeit) ist mit keiner weiteren Variable, welche wichtig ist für die Untersuchung der Kausalität, korreliert (Instrument-Exogenität): Die Windgeschwindigkeit ist ein exogener Faktor und daher ist die Instrument-Exogenität gegeben.
- **α_1** ist die Korrelation zwischen der Änderung des Preises und der Änderung der Windgeschwindigkeit. Dieser Koeffizient testet die Instrument-Relevanz, welcher für die Interpretation der Preiselastizität massgebend ist.
- **δ_n** ist der Haupteffekt der politischen Massnahme n auf die Stromnachfrage. Da die Ursachen der Energiekrise, welche zur Einführung der Massnahmen geführt haben, exogener Natur sind, können wir diesen Koeffizienten glaubwürdig interpretieren.
- **γ_n** ist der Interaktionseffekt der politischen Massnahmen n auf die Stromnachfrage, der vom Niveau des Preises abhängt. Er schätzt einen zusätzlichen Effekt des Preises auf die Nachfrage, der durch die Massnahme n getrieben ist und somit als der Effekt der politischen Massnahme n auf die Preiselastizität interpretiert werden kann. Dieser Koeffizient

kann als glaubwürdige Schätzung interpretiert werden, wenn die unter β_1 und δ_n aufgeführten Annahmen und Bedingungen zutreffen.

Des Weiteren sind die folgenden Kontrollvariablen im Regressionsmodell (2) eingefügt: α_h und β_h kontrollieren für die fixen Effekte der Tagesstunden, da der Stromverbrauch je nach Uhrzeit signifikant variieren kann. $weekend_t$ berücksichtigt die Unterscheidung im Stromverbrauch zwischen Wochentagen und dem Wochenende. HDD_{th} und CDD_{th} sind die Indizes für Heizungs- und Kühlungstagen, womit die Saisonalität in den Daten erfasst werden sollte.

Autokorrelation

Das IV-Regressionsmodell löst unter obigen Annahmen die Endogenität des Preises. Jedoch wird mit der Einführung von Windgeschwindigkeit als Instrument zugleich ein neues Problem eingeführt: die Autokorrelation der Windgeschwindigkeit. Die Windgeschwindigkeit in einer Stunde ist korreliert mit der Windgeschwindigkeit in der vorherigen Stunde.

Um das Problem der Autokorrelation der Nachfrage aber auch derjenigen der Windgeschwindigkeit zu lösen, wird das IV-Regressionsmodell wie in Thams et al. (2022) vorgeschlagen erweitert um die mehrere Perioden verzögerte Windgeschwindigkeiten. Thams et al. (2022) bezeichnen diesen Ansatz als Conditional Instrumental Variable Model (CIV). Sofern ausreichend verzögerte Terme für die Windgeschwindigkeit in der Regression enthalten sind, kann der kausale Effekt wieder identifiziert werden. Folglich entsteht das folgende **CIV-Regressionsmodell** für die Behebung der Autokorrelation der Windgeschwindigkeiten:

$$\begin{aligned}
 & asinh(\widehat{Grosshandelspreis}_{th}) \\
 & = \alpha_h \\
 & + \alpha_1 \log(Wind_{th}) + \sum_{i=1}^I \omega_i \log(Wind_{th-i}) + \sum_{n=1}^N \lambda_n Massnahme_{tn} \\
 & + \sum_{n=1}^N \mu_n (Massnahme_{tn} \cdot \log(Wind_{th})) + \alpha_2 weekend_t + \alpha_3 HDD_{th} \\
 & + \alpha_4 CDD_{th} + \epsilon_{th} \\
 & \log(Nachfrage_{th}) \\
 & = \beta_h + \beta_1 asinh(\widehat{Grosshandelspreis}_{th}) + \sum_{n=1}^N \delta_n Massnahme_{tn} \\
 & + \sum_{n=1}^N \gamma_n (Massnahme_{tn} \cdot asinh(\widehat{Grosshandelspreis}_{th})) \\
 & + \sum_{i=1}^I \theta_i \log(Wind_{th-i}) + \beta_2 weekend_t + \beta_3 HDD_{th} + \beta_4 CDD_{th} + \epsilon_{th}
 \end{aligned} \tag{3}$$

$\omega_i, i = 1, \dots, I$, sind die Koeffizienten der um i Stunden verzögerten Windgeschwindigkeiten, wobei die Anzahl an Lags I anhand von Akaike- und Bayesianisches Informationskriterien (AIC und BIC) in der First Stage Regression bestimmt wird.

Kapitel 5

Da wir Datensätze mit sehr vielen unterschiedlichen Verbrauchern vorliegen haben, führen wir die Analyse des Kapitels 5 für die unterschiedlichen Verbrauchergruppen jeweils separat durch. Zusätzlich kontrollieren wir für fixe Zeiteffekte. Wir spezifizieren unser Modell als sogenanntes «first-difference» Modell, sprich wir regressieren nicht die absoluten Werte der Preise und Jahresverbräuche, sondern die Veränderung relativ zum Vorjahr. Dies hat den Vorteil, dass alle weiteren Endkunden-spezifische Charakteristika, die wir nicht beobachten können in den Daten und die konstant über die Jahre sind (beispielsweise die spezifische Branche eines Unternehmens oder die Grösse der Wohnung eines Haushalts) ebenfalls keine Auswirkungen auf die Ergebnisse haben.⁴⁵ Wir wählen diese Spezifikation, da es äusserst wahrscheinlich ist, dass es starke Heterogenität zwischen verschiedenen Betrieben und Haushalten gibt, für die wir nicht kontrollieren können. Schliesslich wählen wir eine Spezifikation, in welcher der inverse hyperbolische Sinus der aggregierten Last die abhängige Variable und der inverse hyperbolische Sinus des Grosshandelspreises die unabhängige Variable darstellt (für eine Diskussion der Vorteile dieser Spezifikation, siehe Appendix E).

Zur Schätzung der Preiselastizität wird daher folgendes simples Panel-Modell in einer First-Difference Spezifikation verwendet:

$$\Delta \text{asinh}(\text{Nachfrage}_{ID,t}) = \alpha_{FE} + \alpha_1 \Delta \text{asinh}(\text{Grosshandelspreis}_{ID,t}) + \Delta \varepsilon_{ID,t} \quad (4)$$

Die Modellspezifikationen für die drei Datensätze unterscheiden sich einzig in der Zeitindexierung und der Wahl der fixen Effekte.

Für den EVU1-Datensatz gilt:

- $\Delta \text{asinh}(\text{Nachfrage}_{ID,Jahr}) = \text{asinh}(\text{Nachfrage}_{ID,Jahr}) - \text{asinh}(\text{Nachfrage}_{ID,Jahr-1})$
- $\Delta \text{asinh}(\text{Grosshandelspreis}_{ID,t}) = \text{asinh}(\text{Grosshandelspreis}_{ID,t}) - \text{asinh}(\text{Grosshandelspreis}_{ID,t-1})$
- $\alpha_{FE} = \alpha_{Jahr}$

Für die BKW und CKW-Datensätze gelten:

- $\Delta \text{asinh}(\text{Nachfrage}_{ID,Datum}) = \text{asinh}(\text{Nachfrage}_{ID,Datum}) - \text{asinh}(\text{Nachfrage}_{ID,Datum-365})$
- $\Delta \text{asinh}(\text{Grosshandelspreis}_{ID,Datum}) = \text{asinh}(\text{Grosshandelspreis}_{ID,Datum}) - \text{asinh}(\text{Grosshandelspreis}_{ID,Datum-365})$
- $\alpha_{FE} = \alpha_{Monat}$

Für die Terminmarktkunden des BKW-Datensatzes gilt zusätzlich:

- Ein Branchen-Fixeffekt wird hinzugefügt: $\alpha_{Branche}$

⁴⁵ Womit es auch überflüssig wird für vorhandene, konstante Charakteristika zu kontrollieren, wie beispielsweise die Unternehmensbranche oder die Verbrauchskategorie.

F Umfrage

* = erforderlich

Willkommen und Danke für Ihre Teilnahme!

Sie nehmen an einer Studie teil, die von **Swiss Economics** im Auftrag der regelmässigen Strukturberichterstattung des **SECO (Staatssekretariat für Wirtschaft)** durchgeführt wird.

Mit diesem Fragebogen möchten wir die Auswirkungen der Strompreisänderungen auf Haushalte und Unternehmen in der Schweiz besser verstehen. Ihre Rückmeldungen sind essenziell, um relevante Erkenntnisse für zukünftige politische und wirtschaftliche Entscheidungen zu gewinnen.

Bitte beachten Sie, dass die Beantwortung des Fragebogens nicht länger als **10 Minuten** in Anspruch nehmen wird. Wir versichern Ihnen, dass alle Ihre Antworten **streng vertraulich behandelt** und **anonymisiert ausgewertet** werden.

Wir schätzen Ihre Zeit und Ihr Engagement sehr. Vielen Dank für Ihre Mitwirkung!

Unternehmensmerkmale

1. * In welcher Branche ist Ihr Unternehmen tätig?

- Verarbeitendes Gewerbe, Herstellung von Waren
- Baugewerbe / Bau
- Land- und Forstwirtschaft, Fischerei; übriger Sekundärsektor (Industrie)
- Handel und Reparatur
- Erbringung von Finanz- und Versicherungsdienstleistungen
- Öffentliche Verwaltung, Verteidigung; Sozialversicherung
- Gesundheits- und Sozialwesen
- Übriger Tertiärsektor (Dienstleistungen)

2. * Wie würden Sie Ihr Unternehmen beschreiben (**Mehrere Optionen möglich**)

- Mikrounternehmen (1 bis 9 Beschäftigte)
- Kleines Unternehmen (10 bis 49 Beschäftigte)
- Mittleres Unternehmen (50 bis 249 Beschäftigte)
- Grosses Unternehmen (mehr als 250 Beschäftigte)
- Forschungsintensiv
- Energieintensiv

3. * Ist Ihr Unternehmen eher exportorientiert oder auf den Schweizer Markt ausgerichtet?

- Exportorientiert.
- Auf den Schweizer Markt ausgerichtet.

- Beides.

Auswirkungen der Strompreiserhöhungen auf das Unternehmen

Aufgrund von Faktoren wie gestiegenen Preisen fossiler Rohstoffe, geopolitischen Ereignissen oder Wetterbedingungen sind die Strompreise im Zeitraum von 2021 bis 2023 teils stark gestiegen und erreichten phasenweise extreme Höchstwerte («Energiekrise»).

Die folgenden Fragen basieren auf diesem Kontext.

4. * Wie würden Sie die Geschäftslage Ihres Unternehmens vor der Energiekrise und der Strompreiserhöhung bewerten?

- Sehr gut.
- Gut.
- Mittelmässig.
- Eher schlecht.
- Schlecht.

5. * Und wie würden Sie die aktuelle Geschäftslage Ihres Unternehmens einschätzen?

- Sehr gut.
- Gut.
- Mittelmässig.
- Eher schlecht.
- Schlecht.

Weitergabe an Kunden

6. * Wie stark haben sich Ihre Gesamtkosten zwischen 2021 und 2023 aufgrund der gestiegenen Strompreise verändert?

- Überhaupt nicht. → 11.
- 1-5%
- 6-10%
- 11-15%
- 16-20%
- Mehr als 20%
- Unbekannt.

7. * Welchen Anteil Ihrer gestiegenen Stromkosten konnten Sie an Ihre Kunden durch Preiserhöhungen weitergeben?

- 0% → 11.
- 1-20%

- 21-40%
- 41-60%
- 61-80%
- 81-100%
- Unbekannt.

8. * An welchen Anteil Ihrer Kunden konnten Sie Ihre gestiegenen Stromkosten weitergeben?

- An (fast) alle.
- An den Grossteil.
- An ungefähr die Hälfte.
- An einen kleinen Teil.
- Nur an einzelne Kunden.
- Unbekannt.

9. * Wie schnell konnten Sie Ihre gestiegenen Stromkosten weiterreichen?

- Innerhalb weniger Wochen.
- Innerhalb weniger Monate.
- Innerhalb eines halben Jahres.
- Innerhalb eines Jahres.
- Innerhalb mehrerer Jahre.
- Unbekannt.

10. * Haben Sie eine Verringerung der Nachfrage nach Ihren Produkten aufgrund Ihrer Preiserhöhungen wahrgenommen?

- Ja, die Nachfrage ist erheblich gesunken.
- Ja, es gab einen leichten Rückgang der Nachfrage.
- Nein, die Nachfrage ist gleichgeblieben.
- Nein, die Nachfrage ist trotz Preiserhöhung gestiegen.
- Unbekannt.

11. * Sind Ihre Kunden hauptsächlich Endverbraucher oder andere Unternehmen?

- Endverbraucher.
- Andere Unternehmen.
- Beide.

12. * Haben Sie im Einkauf höhere Preise Ihrer Lieferanten wahrgenommen, die Sie auf gestiegene Stromkosten Ihrer Lieferanten zurückführen konnten?

- Ja.
- Nein.
- Unbekannt.

Massnahmen zur Effizienzsteigerung

13. * Wie hat Ihr Unternehmen spezifisch auf den Anstieg der Strompreise reagiert? (Das heisst, Ihr Unternehmen hat bestimmte Massnahmen nach dem Anstieg der Strompreise eingeführt, **mehrere Optionen möglich**)

- Effizienzverbesserungen**, z.B. durch Optimierung der Beleuchtung oder Aufrüstung elektrischer Geräte.
- Einführung von **Strommanagement-Systemen** oder Durchführung von **Energieaudits**.
- Einführung von **Direktstromproduktionen**, z.B. durch den Einsatz von erneuerbaren Stromquellen wie Solarpanels.
- Änderung des **Stromlieferungsvertrags**, z.B. durch den Wechsel zu Spotmarkt oder längerfristige Terminverträge.
- Rückkehr in die **Grundversorgung** via Zusammenschluss für Eigenverbrauch (ZEV).
- Reduktion** der Produktion, um den Energieverbrauch zu senken.
- Auslagerung** bestimmter Produktionsschritte oder Dienstleistungen, um Energiekosten zu sparen.
- Inanspruchnahme von **Kurzarbeit** (KAE), um Kosten während Phasen erhöhter Energiepreise zu reduzieren.
- Umsetzung von Massnahmen ausserhalb des Energiebereichs zur allgemeinen Kosteneinsparung und Effizienzsteigerung. Können Sie spezifizieren? _____
- Gar nicht reagiert.

14. * Plant Ihr Unternehmen folgende Massnahmen einzuführen? (**Mehrere Optionen möglich**)

- Effizienzverbesserungen**, z.B. durch Optimierung der Beleuchtung oder Aufrüstung elektrischer Geräte.
- Einführung von **Strommanagement-Systemen** oder Durchführung von **Energieaudits**.
- Einführung von **Direktstromproduktion**, z.B. durch den Einsatz von erneuerbaren Stromquellen wie Solarpanels.
- Änderung des **Stromlieferungsvertrags**, z.B. durch den Wechsel zu Spotmarkt oder längerfristige Terminverträge.

- Rückkehr in die **Grundversorgung** via Zusammenschluss für Eigenverbrauch (ZEV).
- Reduktion** der Produktion, um den Energieverbrauch zu senken.
- Auslagerung** bestimmter Produktionsschritte oder Dienstleistungen, um Energiekosten zu sparen.
- Inanspruchnahme von **Kurzarbeit** (KAE), um Kosten während Phasen erhöhter Energiepreise zu reduzieren.
- Umsetzung von Massnahmen ausserhalb des Energiebereichs zur allgemeinen Kosteneinsparung und Effizienzsteigerung. Können Sie spezifizieren? _____
- Keine Massnahme geplant.
- Unbekannt.

15. * Wie würden Sie die Wirksamkeit der folgenden Massnahmen zur effizienteren Steuerung des Stromverbrauchs in Ihrem Unternehmen bewerten? (**Bitte bewerten Sie jede Option**)

| | Nicht effektiv | Wenig effektiv | Effektiv | Sehr effektiv | Unbekannt |
|---|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|
| Einführung zusätzlicher dynamischer Preismodelle , bei denen der Strompreis je nach Tageszeit und Netzbelastung variiert (diese könnten auf freiwilliger Basis gewählt werden). | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| Einführung strengerer Energieeffizienzstandards für Betriebsgeräte und Beleuchtungssysteme. | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| Aufhebung / Änderung anderweitiger Regulierungsvorgaben (bspw. Bauvorschriften für erneuerbare Energien, Temperaturvorgaben (z.B. aufgrund Lebensmittelhygiene oder Arbeitsrecht), Umweltvorschriften (z.B. bzgl. Emissionsgrenzwerten), Sicherheitsvorgaben) <u>Können Sie konkrete Regulierungshindernisse nennen:</u> _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| Steuerliche Vergünstigungen, Fördermittel oder günstige Finanzierungsoptionen für den Kauf von stromeffizienten Maschinen und Anlagen, die Umsetzung von Stromeffizienzprojekten oder die Entwicklung stromsparender Technologien und Prozesse. | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| Kostenlose Energieberatung und Informationsprogramme zur Optimierung des betrieblichen Stromverbrauchs. | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |
| Andere (wenn nichts zu vermerken ist, wählen Sie bitte «unbekannt»): _____ | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> | <input type="checkbox"/> |

16. Sie können Ihre Auswahl aus der vorherigen Frage näher erläutern. Warum wären diese Massnahmen für Ihr Unternehmen besonders hilfreich? _____

Smart Meter

Ein **Smart Meter** ist ein Stromzähler mit verschiedenen neuen Funktionen. Im Gegensatz zum alten Stromzähler misst er nicht nur die verbrauchte Energie, sondern auch, zu welchem Zeitpunkt diese verbraucht wurde. Damit kann auch der Verbrauch angeschlossener Geräte (z.B. Kühlschrank, PC) in der Summe angezeigt und analysiert werden.

Die Messdaten werden automatisch an den Netzbetreiber übertragen. Nur der Netzbetreiber resp. eine von ihm beauftragte Firma hat Zugriff auf die Daten. Sie persönlich haben jederzeit das Recht, die Messdaten Ihres Stromzählers einzusehen und zu benutzen. Dies ist entweder direkt auf dem Gerät möglich oder über eine App oder geschützte Website des Netzbetreibers.

17. * Sind Ihre Betriebe mit Smart Metern ausgestattet?

- (Fast) Alle Betriebe haben Smart Meter.
- Die meisten Betriebe haben Smart Meter.
- Eine Minderheit der Betriebe haben Smart Meter.
- Keine Betriebe haben Smart Meter. → 20.
- Unbekannt. → 20.

18. * Nutzt Ihr Unternehmen die zusätzlichen Informationen, die Smart Meter bieten, um Ihren Stromverbrauch effizienter zu gestalten?

- Ja, wir sehen uns regelmässig die Informationen an und nutzen sie zur Optimierung des Stromverbrauchs.
- Ja, wir sehen uns die Informationen gelegentlich an, haben aber den Stromverbrauch nicht wesentlich geändert.
- Nein, wir sehen uns die Informationen selten oder nie an. → 21.
- Unbekannt. → 21.

19. * Wie nutzen Sie diese zusätzlichen Informationen? (**Mehrere Optionen möglich**)

- Wir analysieren sie, um den Stromverbrauch zu verschiedenen Tageszeiten besser zu verstehen.
- Wir integrieren sie in unsere Strommanagement-Systeme.
- Wir verhandeln bessere Tarife mit unserem Stromversorger. oder nutzen Tarife mit variablen Strompreisen.
- Wir verwenden sie zur Schulung und Sensibilisierung unserer Mitarbeiter in Bezug auf Stromeffizienz.
- Wir nutzen sie nicht aktiv, sammeln aber die Daten für mögliche zukünftige Analysen.

Andere: _____

Unbekannt.

→ 21.

20. * Würde Ihr Unternehmen die Informationen eines Smart Meters nutzen, um den Stromverbrauch effizienter zu gestalten?

Ja, definitiv.

Wahrscheinlich ja.

Vielleicht, wir müssten uns zuerst genauer darüber informieren.

Unentschlossen.

Wahrscheinlich nicht.

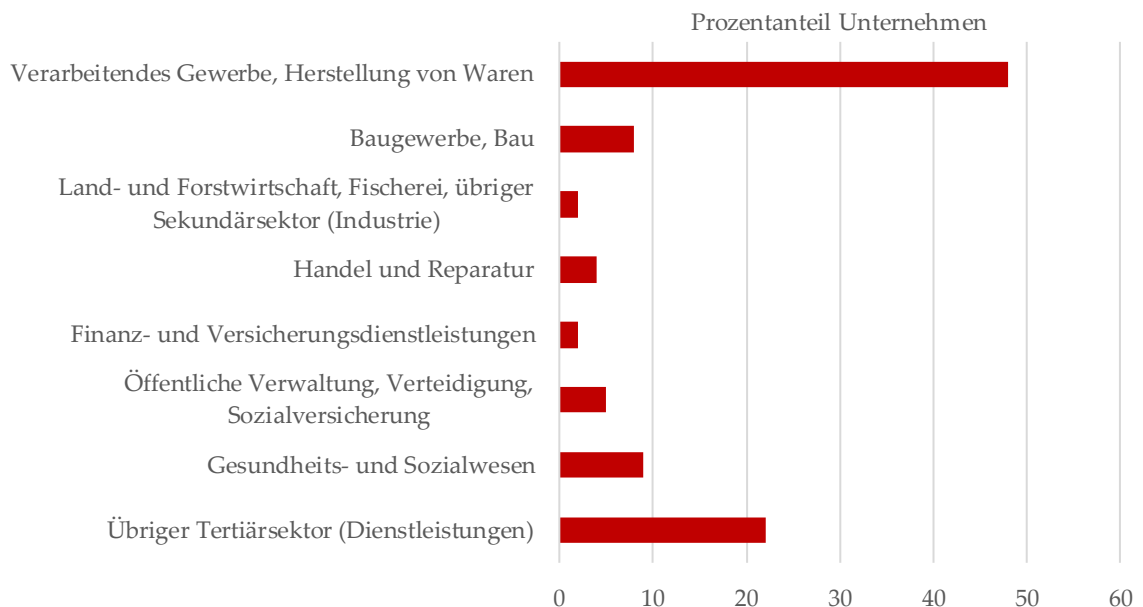
Nein, definitiv nicht.

Sonstige Anmerkungen

21. Haben Sie sonstige Anmerkungen oder Kommentare, die Sie gerne teilen möchten?

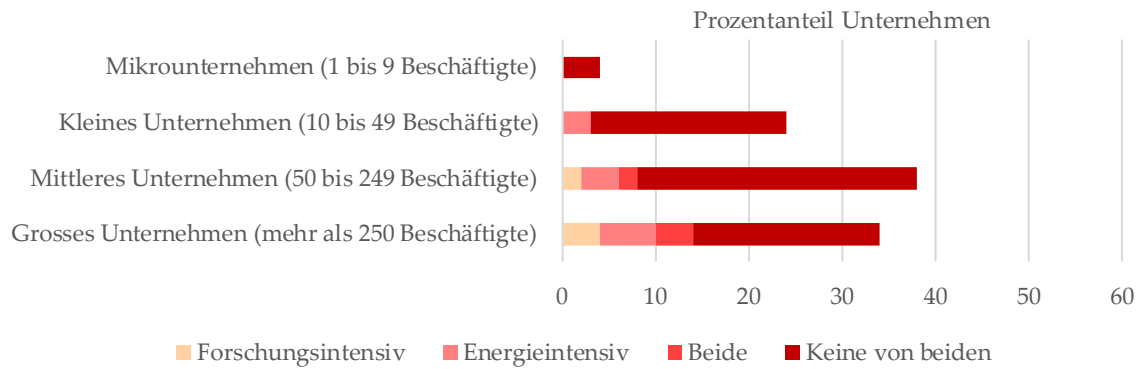
G Weitere Statistiken zur Umfrage

Abbildung 43: Branchenzugehörigkeit



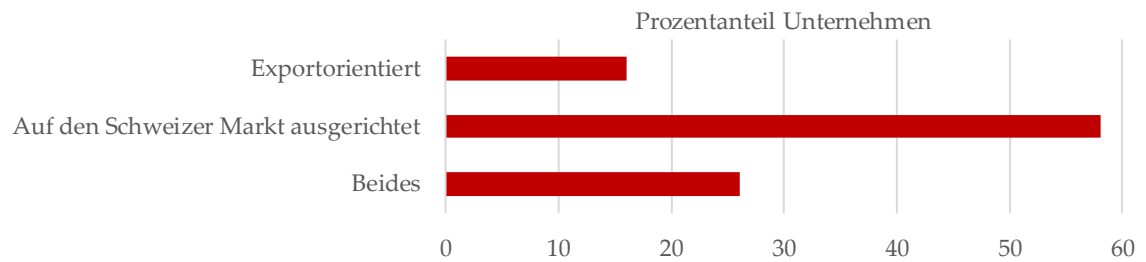
Quelle: Swiss Economics auf Basis der Umfrageantworten.

Abbildung 44: Unternehmensbeschreibung



Quelle: Swiss Economics auf Basis der Umfrageantworten.

Abbildung 45: Marktausrichtung



Quelle: Swiss Economics auf Basis der Umfrageantworten.

Tabelle 17: Antworten auf die offenen Fragen

| Fragen | Antworten |
|---|---|
| Massnahmen zur Effizienzsteigerung | |
| Q13. Reaktion auf den Anstieg der Strompreise – Massnahmen ausserhalb des Energiebereichs | <ul style="list-style-type: none"> ▪ CIP ▪ Erdwärmesonden, Wärmepumpen ▪ Personaleinsparungen ▪ Verschiedene Kühler und Tiefkühler abgestellt ▪ Kürzung der Öffnungszeiten ▪ Verhandlungen mit Lieferanten welche die Preise nach wie vor anheben wollen, Ersatzinvestitionen neue Maschinentechnologien beschafft etc. |
| Q14. Geplanten Massnahmen – Massnahmen ausserhalb des Energiebereichs | <ul style="list-style-type: none"> ▪ CIP ▪ Erdwärmesonden, Wärmepumpen ▪ Prozessoptimierungen ▪ Auf neue Maschinentechnologien achten bei Ersatzinvestitionen, Energie FZ für die Gruppe etc. ▪ Anschluss an Holzschnitzel-Heizungsverbund |
| Q15. Bewertung der Wirksamkeit von Massnahmen zur Steuerung des Stromverbrauchs – Aushebung / Änderung anderweitiger Regulierungsvorgaben | <ul style="list-style-type: none"> ▪ ZEF mit Nutzung des öffentlichen Stromnetzes ▪ u.U. Emissionsgrenzwerte ▪ Baubewilligungsverfahren ▪ Nicht möglich ▪ Raumtemperaturen ▪ Bauregulierungen ▪ Es benötigt Regulatorien! ▪ Verhinderung von Bau von PV-Analgen an Staumauern. Dort wäre der Strom für das Betreiben der nötigen Infrastruktur bereits vorhanden (Wechselrichter usw.) ▪ Reduktion der Regulierung im StromVG ▪ Bewilligung für kleine Windanlagen auf Industriegelände |
| Q15. Bewertung der Wirksamkeit von Massnahmen zur Steuerung des Stromverbrauchs – Andere | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Massnahmen bereits umgesetzt. Weitere Investitionen bringen wenig. ▪ Reduktion der stetig steigenden Netzkosten ▪ Fördermittel für Monitoring- und Messsysteme ▪ Kostendeckelung Strompreise |

Q16. Begründung, warum bestimmte Massnahmen besonders hilfreich sind

- Als Produktionsunternehmen sind wir auf die Maschinenlieferanten (grösstenteils im Ausland) angewiesen. Die Effizienzsteigerung sollte daher europaweit gelten. Ansonsten bringt's nicht viel.
- Wir haben bereits in ein neues Gebäude mit Solaranlage, Erdwärme, Grundwasser Kühlung für unsere Testanlagen, Energierückgewinnung etc. investiert. Die Einsparungen waren ca. 50% des vorherigen lokalen Bedarfs
- Wir betreiben ein Datacenter
- Energiesparmassnahmen ist ein ständiger Begleiter, wenn diese auch betriebswirtschaftlich Sinn machen
- Energieberatung durch Experten kann unter Umständen hilfreich sein
- Im Bereich Beleuchtung haben wir schon viel gemacht vor Corone (2018 1200 FL Röhren durch LED ersetzt) und sind da auf einem guten Stand. In unserem alten Gebäude wäre am Meisten zu erreichen mit der Gebäudehülle (Isolation, Fenster) sowie der Lüftung (Wärmetauscher). Dies würde aber im Moment kein Strom, dafür eher beim Heizöl eine Einsparung bringen. Heizöl ist aber nach wie vor sehr günstig und da rechnen sich die Investitionen zum Teil kaum.
- Die Messung des Stromverbrauchs pro Verbrauchergruppe ist sehr aufwändig und verlangt teure Messeinrichtungen, uns fehlen oft genaue Daten
- Die Energiekosten, welche wir tragen müssen, auf uns zukommen, wie Preiserhöhungen etc. werden wir bei Bedarf auch auf unsere Produkte aufschlagen, um die Kosten teils weitergeben zu können. Verhandlungen mit Lieferanten und Kunden werden in Zukunft anspruchsvoller - ohne Begründung weshalb die Preise angepasst werden müssen, wird nicht mehr einfach so angenommen
- Für uns als kantonale Institution sind diese Fragen schwierig zu Beantworten.
- Die Fragestellung und die Massnahmen sind Energie lastig. Es "drückt" auch den starken Franken, die weltweite Inflation und Konjunkturrückgang. Die hohen Strompreise beeinflussen die Stählung Metallindustrie so wie die Gashersteller in hohem Masse. Die Stahlwerke und die Gashersteller geben die hohen Stromkosten via ihre Produkte weiter. Nach wie vor muss viel Strom importiert werden. das Ganze geschieht via Merit Formel. Ob das richtig ist, wird nie diskutiert. Diese Importe werden an der Grenze noch einmal zusätzlich verteuert und dann folgen noch ca. 30% Abgaben für die Swissgrid. Deren Netz ist zu schwach dimensioniert und die mögliche Eigenproduktion kann zum Teil nicht vollumfänglich transportiert werden. Für diesen Missstand zahlen wir. Das Ziel müsste eine günstige Eigenversorgung und Verteilung sein. Dahin müssten sich die Massnahmen orientieren.
- Selbsterzeugte Windenergie könnte den Stromverbrauch in der Nacht senken.

Smart Meter

Q19 – Nutzung der Informationen

- Kontrolle, ob die Werte im Rahmen sind, sonst Fehleranalyse.

Sonstige Massnahmen

Q21 – Sonstige Anmerkungen

- Sie gehen davon aus, dass die Firmen noch nicht gehandelt haben. Zumindest ist dies der Eindruck aus den Fragen. Wir haben unabhängig von "Krisen" ein EMS installiert und unsere Beschaffung den Marktveränderungen angepasst.
- Photovoltaik und Energiesparmassnahmen haben wir schon vor der erklären Energiemangellage umgesetzt, bzw. realisiert, weshalb unser Potential bescheiden war. (Wir sind ein Pflegeheim)
- Die Smart Meter sollten kostenlos sein und grossflächig installiert werden
- Die stark gestiegenen Preise sind ein Ausdruck einer unzureichenden Energiestrategie in der Schweiz. Man kann nicht daraufsetzen, dass die Nachbarländer schon genügend Energie zur Verfügung stellen werden, wenn man gerade selbst nicht genug produzieren kann. Die Schweiz sollte mehr Autarkie wagen, d.h. natürlich neben Sparmassnahmen auch neue Grundlastkraftwerke bauen. In diesem Zusammenhang hilft es nicht, dass Autos elektrisch fahren sollen, bzw. dass das nicht über Wasserstoff realisiert werden soll.
- zu den geplanten Massnahmen: wir haben schon seit 4 Jahren den gesamten Betrieb auf LED-Licht umgestellt. Seit August 2023 ist unser Dach ca. 1'500m² mit einer PV-Anlage gedeckt.
- Die Smart Meter am Hauptabgang erlauben zu wenig differenzierte Analysen. Wir brauchen Analysen pro Betriebszweig, pro Verbrauchergruppe, z.T. pro Hauptmaschine.
- Die Politik sollte alles, was möglich ist unternehmen, um min. für produzierendes Gewerbe in der Schweiz langfristig faire Strompreise zu sichern. Was seit Februar 2022 abgeht mit der Strombörse und den resultierenden Gewinnen der Stromlieferer ist eine absolute Frechheit und gefährdet den Standort Schweiz in allen stromintensiven Industrien gewaltig.
- Wir sind Papierhersteller - wir können keine Anlagen neu kaufen, nur weil diese effizienter sind - das würde sich nicht rechnen. Wir haben Verträge für den Zukauf von Strom diese sind langfristig. Der Vertrag wurde schon vor der Energiekrise unterschrieben. Der neue Vertrag beginnt erst 2024 und verursacht eine Verteuerung um das 2.65 fache, was bei einer energieaufwendigen Produktion und einem hohen Exportanteil äusserst schlecht ist.
- Die Stromkonzerne haben sich durch die Preissteigerung vergoldet und neu Gewinnrekorde geschrieben, dies auf Kosten der Privaten Haushalte und der Industrie... Des Weiteren besteht wenig Interesse den überschüssigen PV-Strom adäquat rückzuvergüten...
- Die Fragen sind für die Rechtfertigung der Mehrpreise ausgelegt.
- Bitte die Gesetze ändern, damit nicht jeder das Einspruchsrecht gegen geplante Stromproduktion in der Schweiz hat! Stichworte Wasserkraft und Windräder.
- Wir sind als Schule und Gastronomiebetrieb auf die bestehenden Öffnungszeiten gebunden und können keine Veränderungen hinsichtlich der Zeiten vornehmen.
- Wir brauchen dann den Strom, wenn wir ihn brauchen. Da erübrigt sich die Frage des Zeitpunktes.
