

Fachtagung

Änderungen im Strommarkt und ihre Auswirkungen

Wirtschaftliche Auswirkungen der Veränderungen
07.10.2019

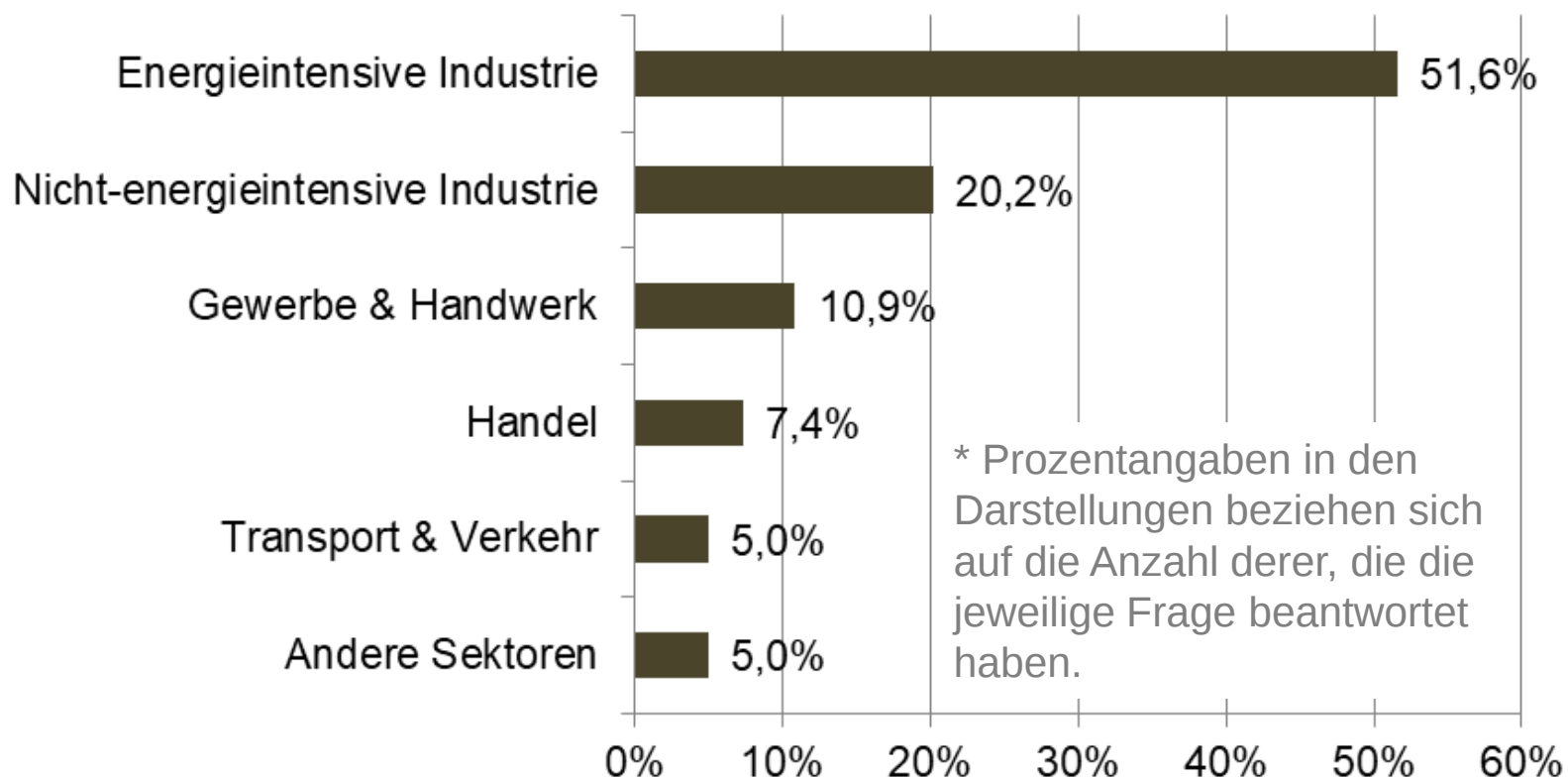
Sonja Starnberger
Energieinstitut der Wirtschaft

www.energieinstitut.net

- **Der Paukenschlag zu Beginn – Umfrage November 2018**
- **„Entwarnung“ in Sicht?**
- **Wettbewerbsfaktor Strompreis – wichtige Rolle auch anderer Preisbestandteile**
- **Ansatzpunkte zur Aufrechterhaltung der Wettbewerbsfähigkeit**

- Erhebungszeitraum: 7. bis 16.11.2018 → Die Ergebnisse sind Angaben aus dem November und beziehen sich auf Oktober
- 294 auswertbare Antworten

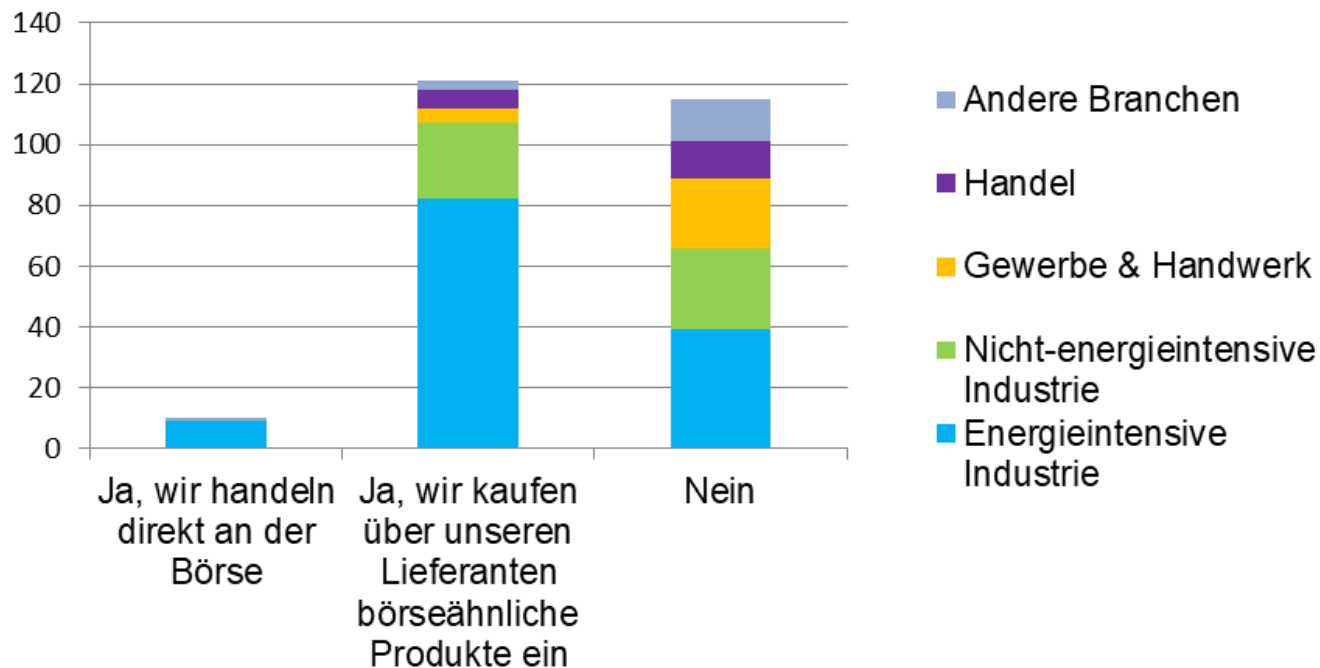
- **Branchenverteilung (n=258)**



Stromeinkauf in welcher Form?

Aktivität an Strombörsen nach Branche n=246

Deckt Ihr Unternehmen seinen Strombedarf (einen Teil davon)
durch Handel an einer Strombörse ab?

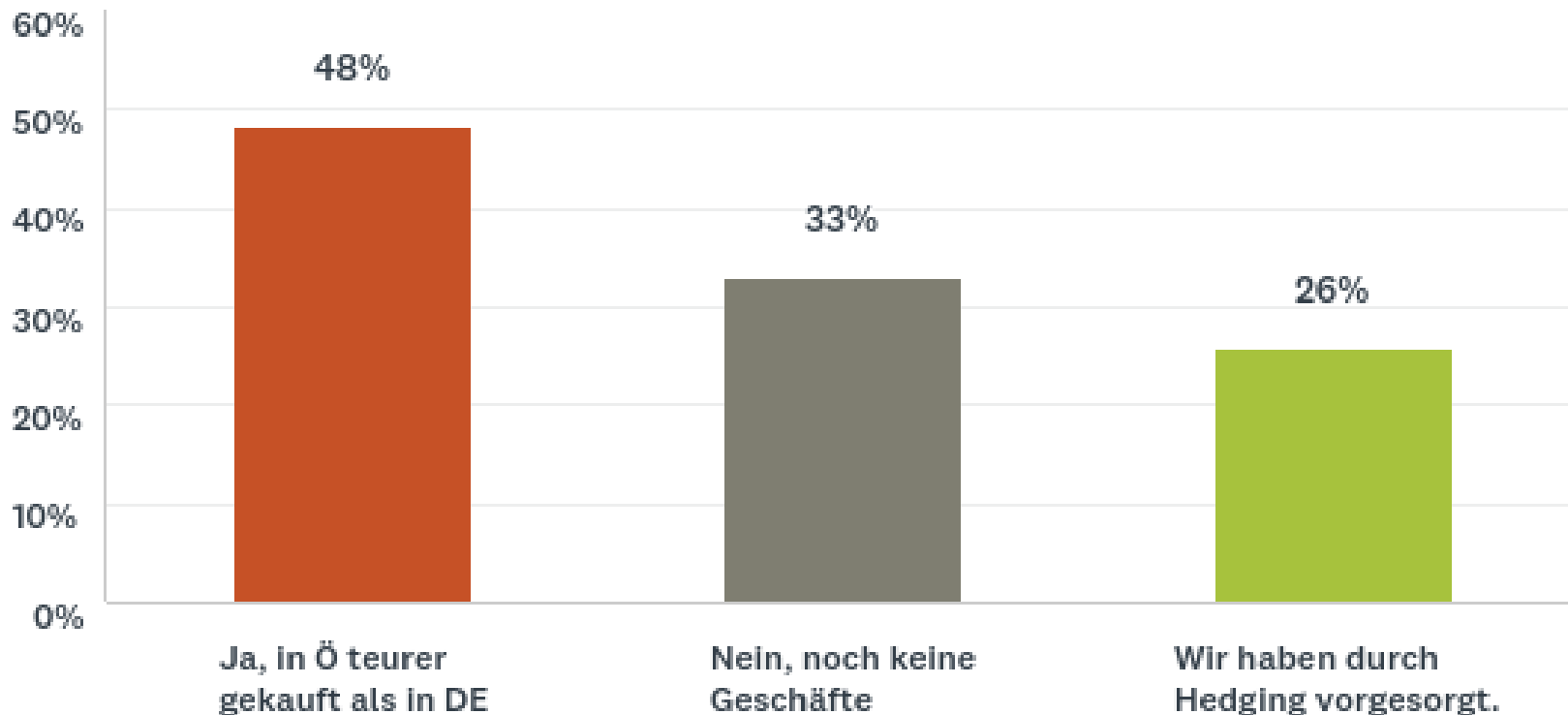


Nur sehr wenige Unternehmen handeln direkt an der Börse.

Viele Industriebetriebe, vor allem energieintensive, kaufen aber börseähnliche Produkte (49 %). Etwa gleich viele sind nicht an den Strombörsen aktiv.

Gab es bereits Auswirkungen für Ihr Unternehmen bei Spotmarktgeschäften?

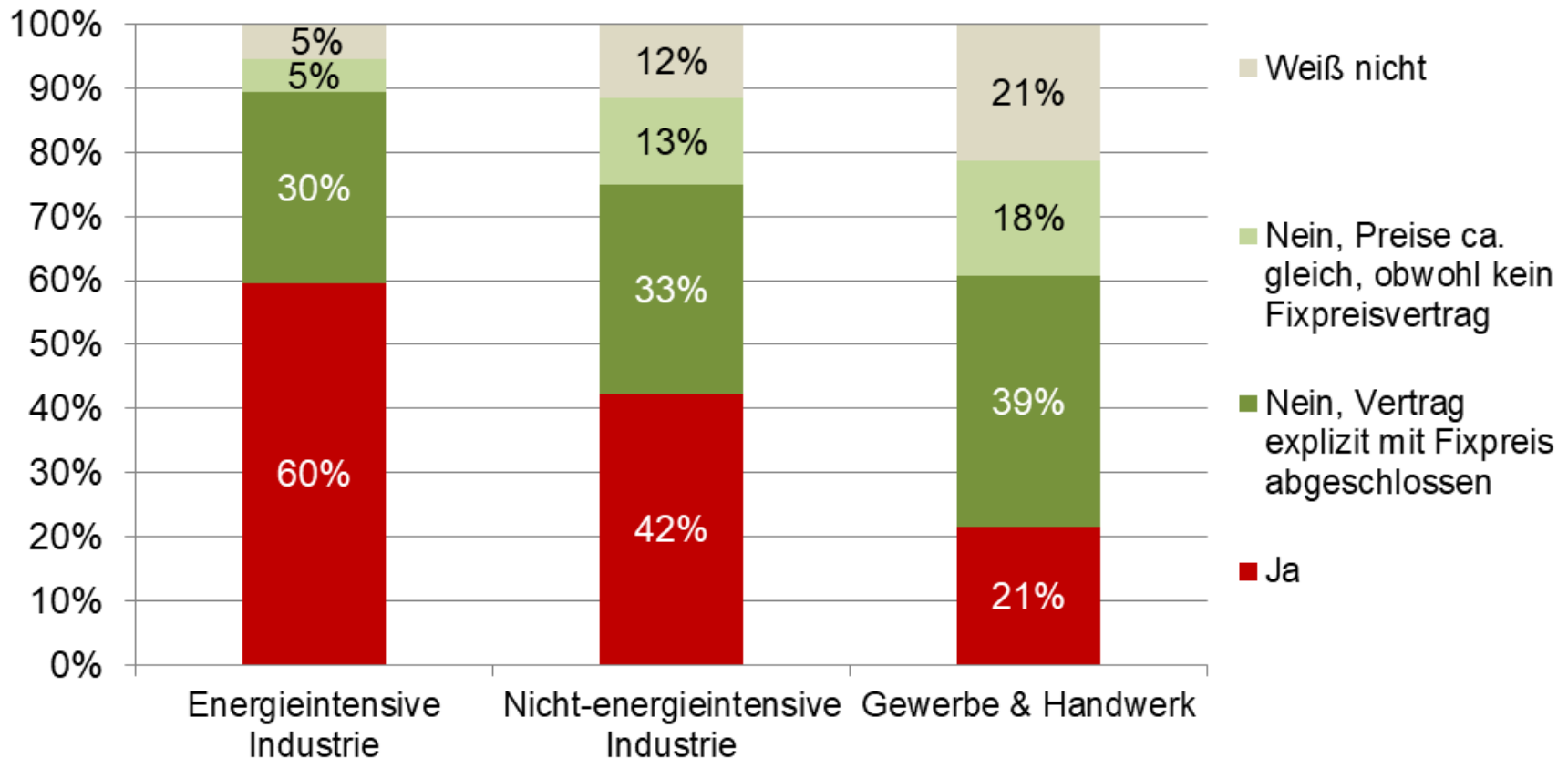
Befragte mit Handel an der Börse (direkt oder über Händler),
n=112, Mehrfachnennungen möglich



Preisunterschied durchschnittlich 8,5 €/MWh (n=37)

Auf aktueller Rechnung Mehrkosten im Vergleich zu Vormonat/voriger Rechnung?

Strombezug (auch) über Lieferant, nach Branche, n=211



Ergebnisse gesamt (n=288):

Ja, Mehrkosten: 47 %

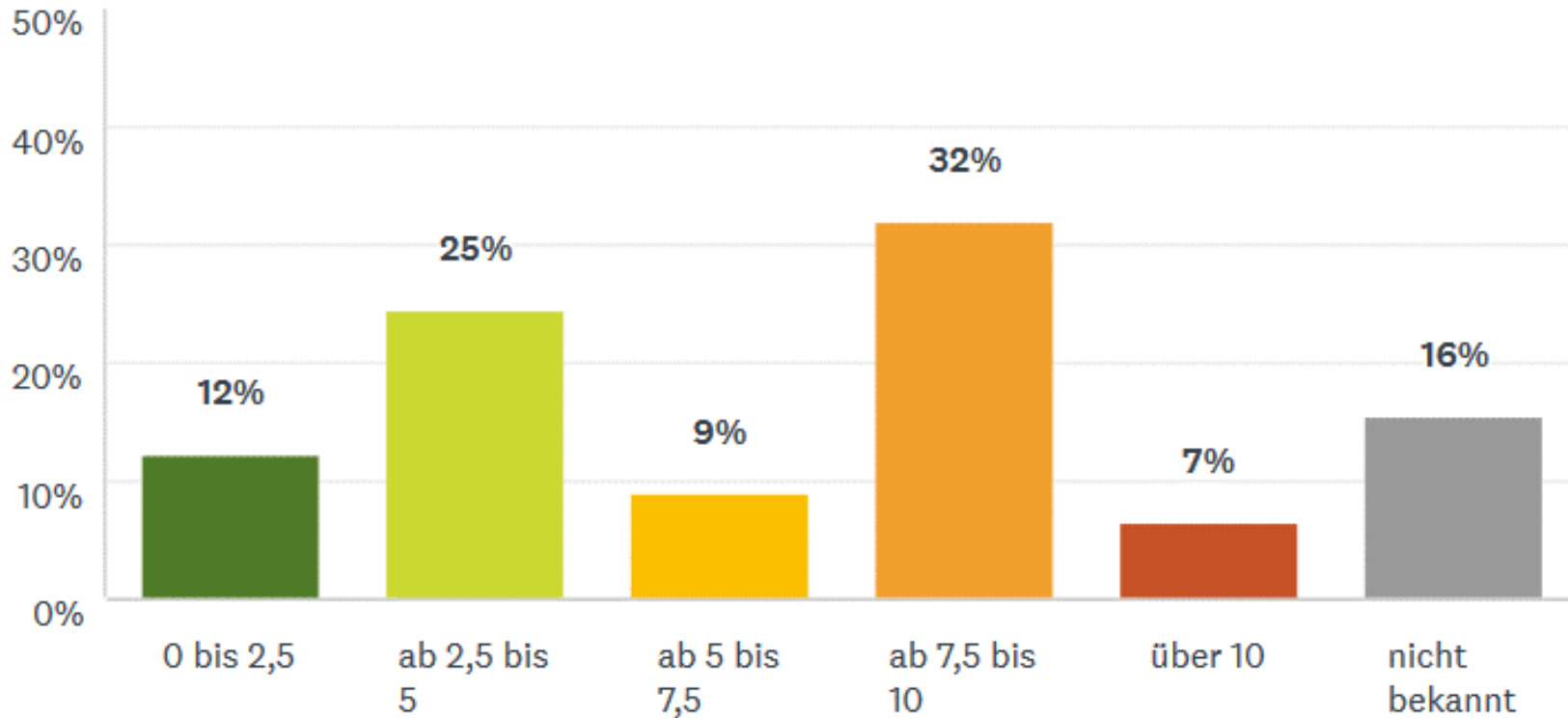
Weiß nicht 13 %

Nein, Fixpreis: 30 %

Nein, auch ohne Fixpreis: 11 %

Höhe der Mehrkosten in EUR/MWh

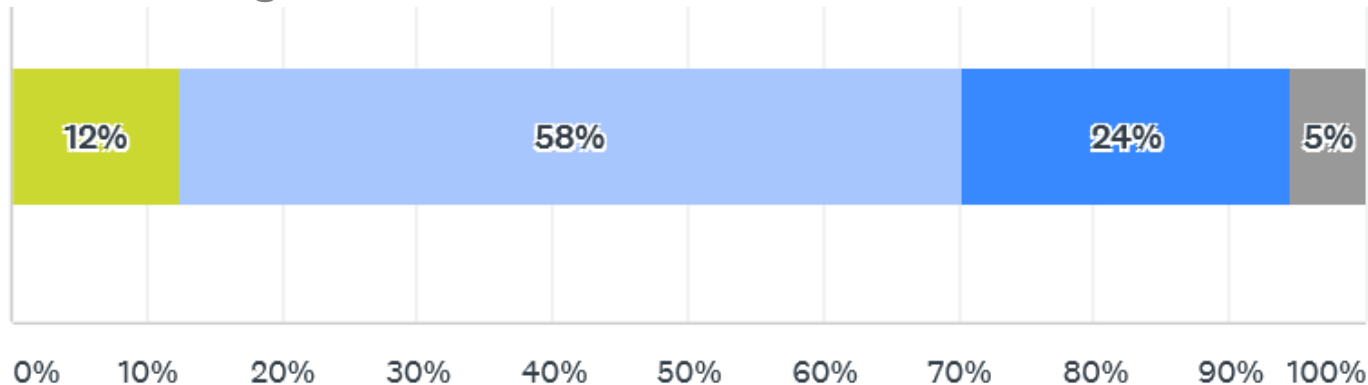
Alle Befragten mit Mehrkosten, n=122



Für 52 % der Befragten mit Mehrkosten waren diese in der Rechnung nachvollziehbar begründet, für 17% war die Begründung nicht nachvollziehbar, bei 31% war keine Begründung enthalten.

Wie reagiert Ihr Unternehmen auf die geänderte Situation:

Alle Befragten, n=259



- Der Preisunterschied ist relativ gering, sodass keine Maßnahmen notwendig sind.
- Wir haben noch keine Entscheidung über mögliche Reaktionen getroffen.
- Wir haben Maßnahmen geplant bzw. gesetzt.
- Sonstiges (bitte angeben).

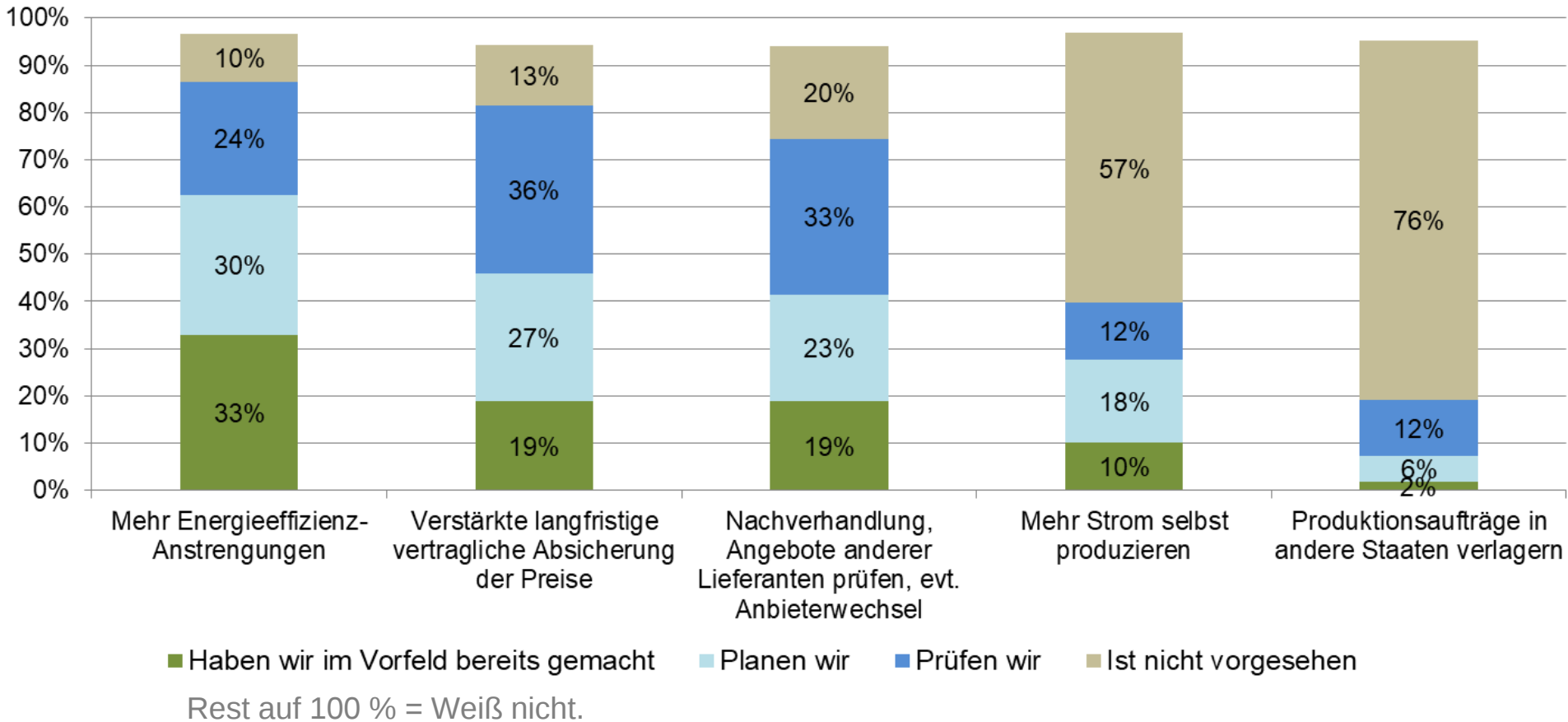
Viele der Befragten warten mit Reaktionen noch ab.

Eigene Handlungsmöglichkeiten werden als eher beschränkt wahrgenommen.

32 % derer, die auf der Rechnung bereits Mehrkosten sahen, gaben an, schon Maßnahmen geplant/gesetzt zu haben.

Welche Maßnahmen setzt/plant Ihr Unternehmen

Alle Befragten, n=253



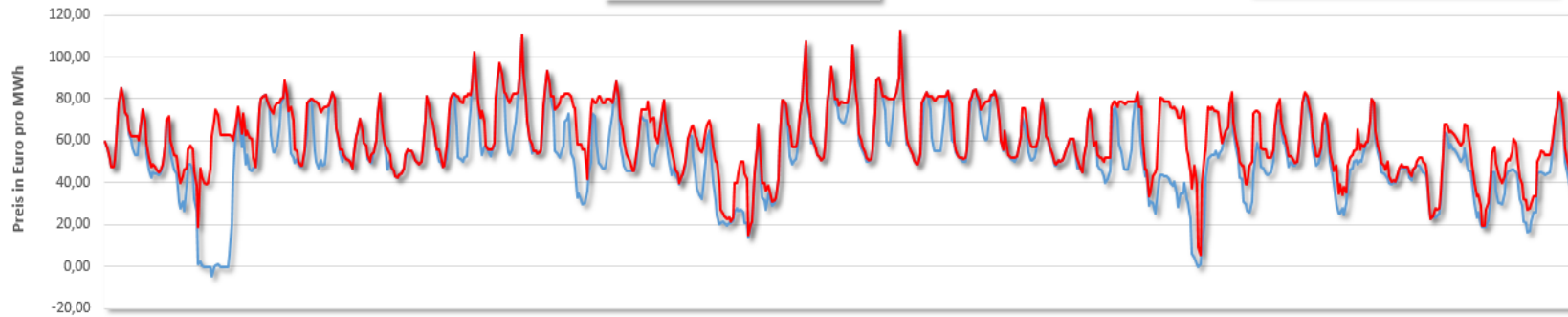
Weitere Entwicklung – Entwarnung in Sicht?



INSTITUT
F.T GmbH

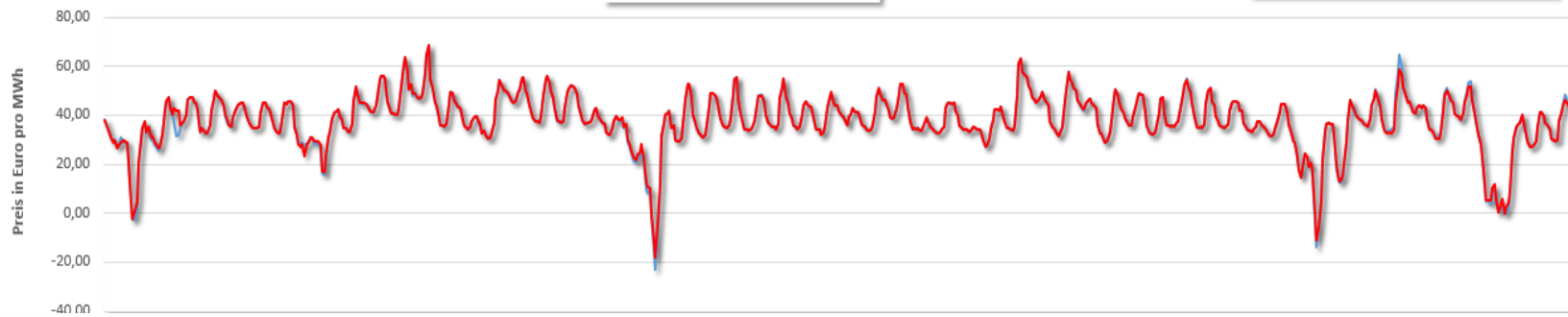
EPEX Dayahead Auktion

Oktober 2018



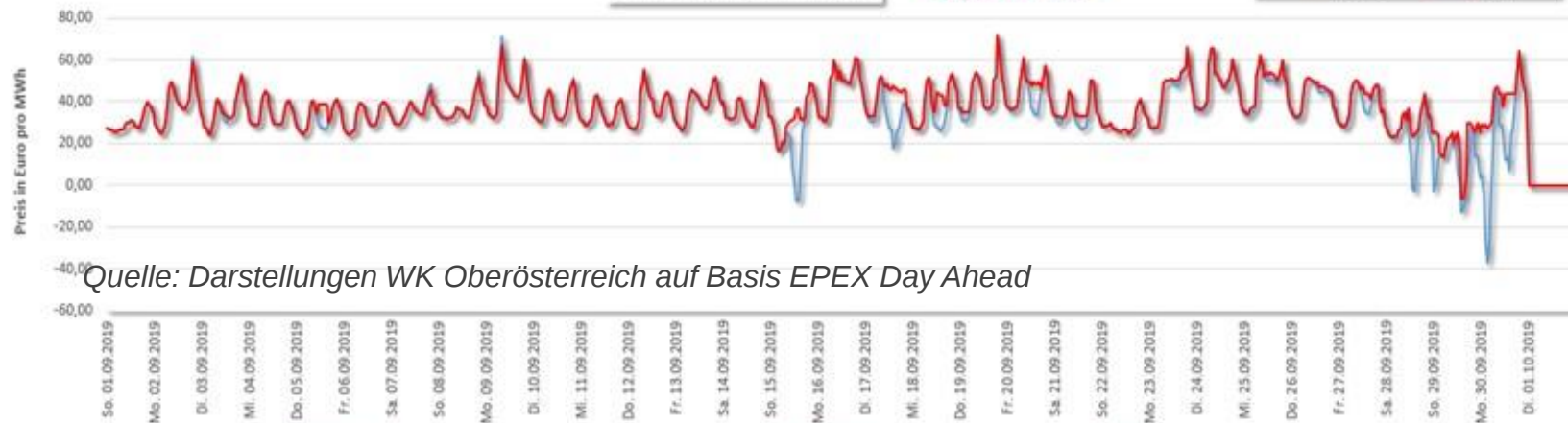
EPEX Dayahead Auktion

Mai 2019



EPEX Dayahead Auktion

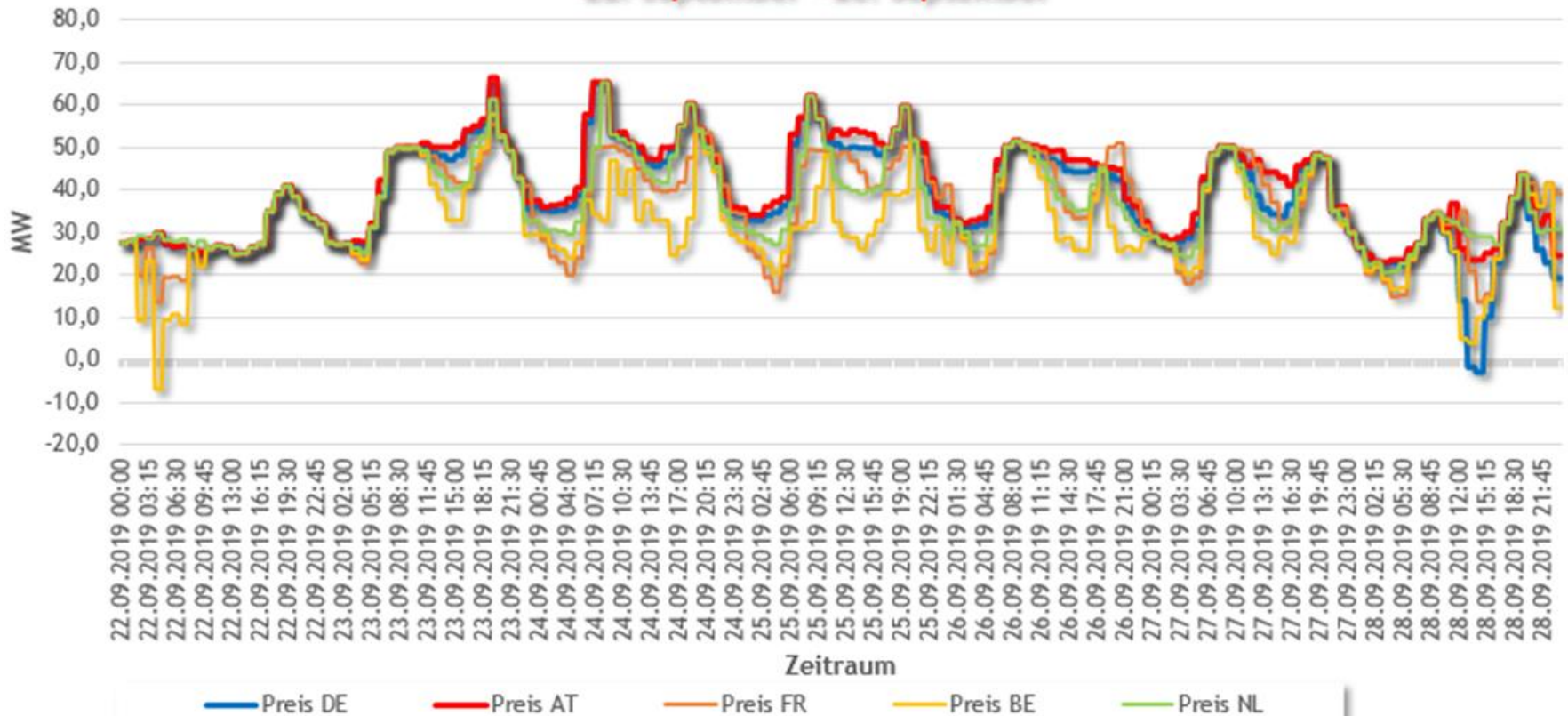
September 2019



Quelle: Darstellungen WK Oberösterreich auf Basis EPEX Day Ahead

EPEX Dayahead - September 2019

22. September - 28. September



Unterschiede auch auf dem Terminmarkt

- Monats-/Quartals-/Jahresfutures für AT generell höher als für DE
- Unterschied steigt tendenziell in den Wintermonaten

Die tatsächlichen Mehrkosten sind auf Grund der Beschaffungsstruktur durch Futures, Day ahead und Intraday-Markt nur bedingt abschätzbar.

Konkrete Auswirkungen auf einzelne Unternehmen auch wesentlich abhängig vom Vertrag und den Abrechnungsmodalitäten des Stromlieferanten.

Aber: AT ist teurer als DE!

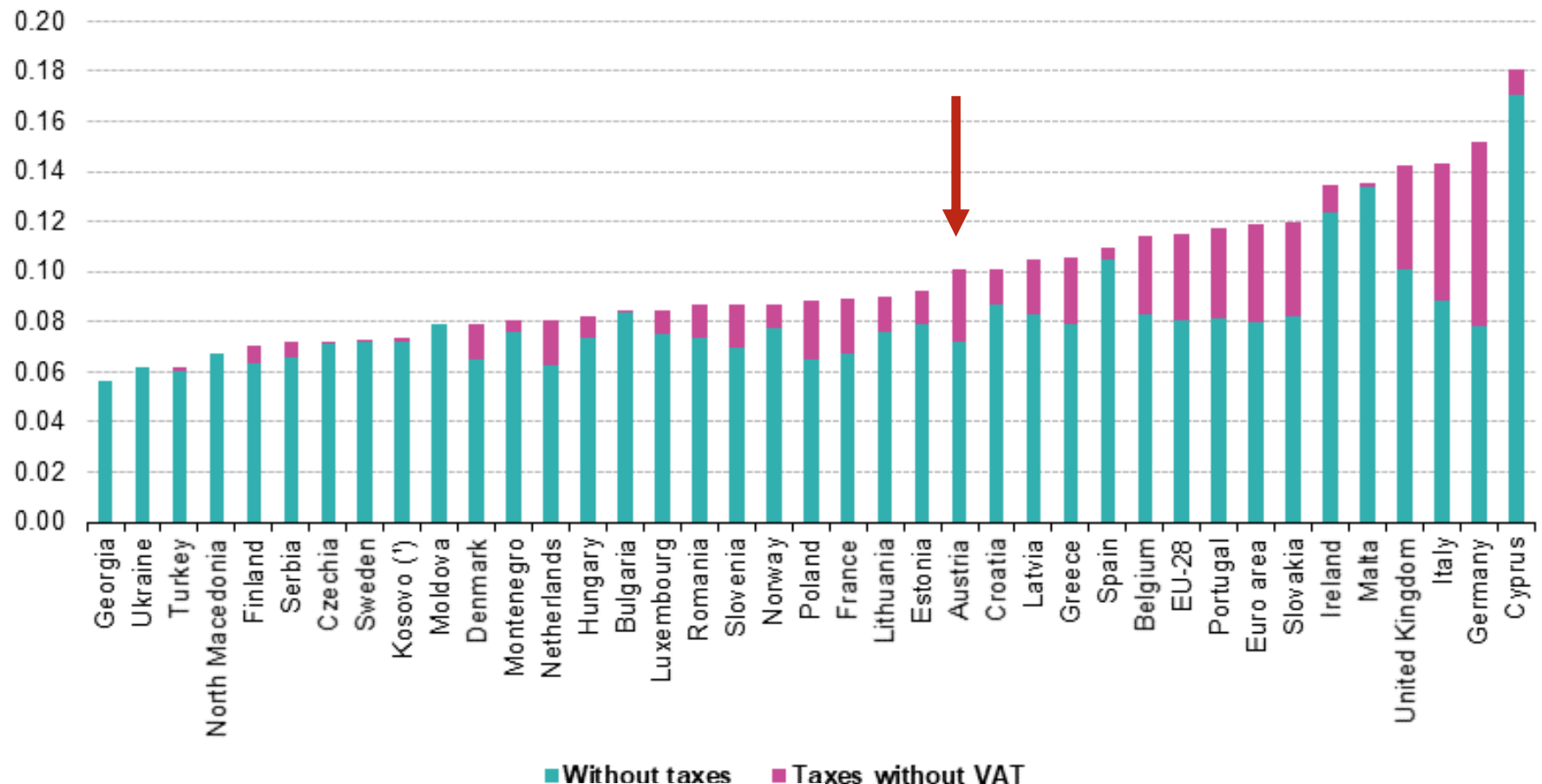
„Entwarnung“ noch nicht in Sicht.

Wettbewerbsfaktor Strompreis

Notwendig ist Gesamtbetrachtung aller Preisbestandteile
(Energie, Netz, Steuern/Abgaben, etc.)

Electricity prices for non-household consumers, second half 2018

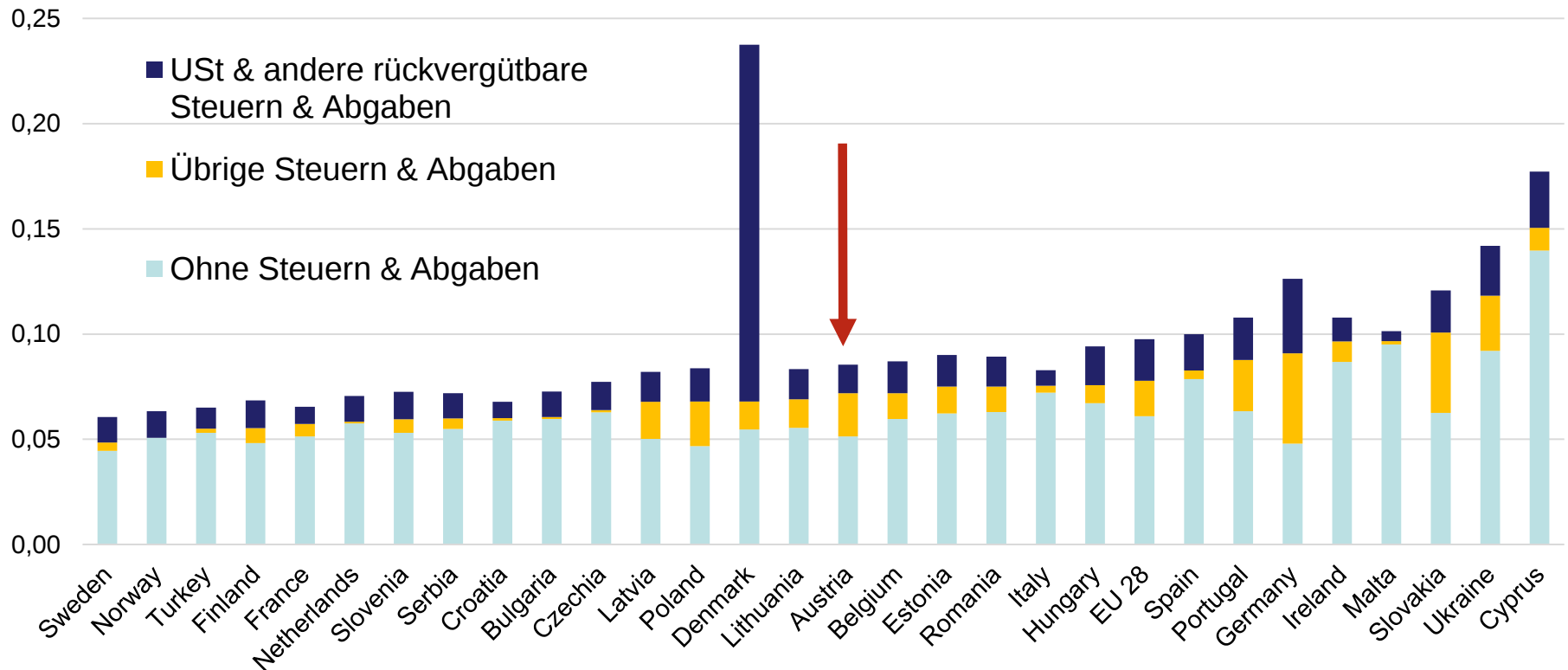
(EUR per kWh) (500 MWh - 2 000 MWh Jahresverbrauch)



Quelle: Eurostat (online data code: nrg_pc_205)

Strompreise für Unternehmenskunden

(Jahresverbrauch 70 - 150 GWh, 2. Halbjahr 2018 (EUR/kWh))

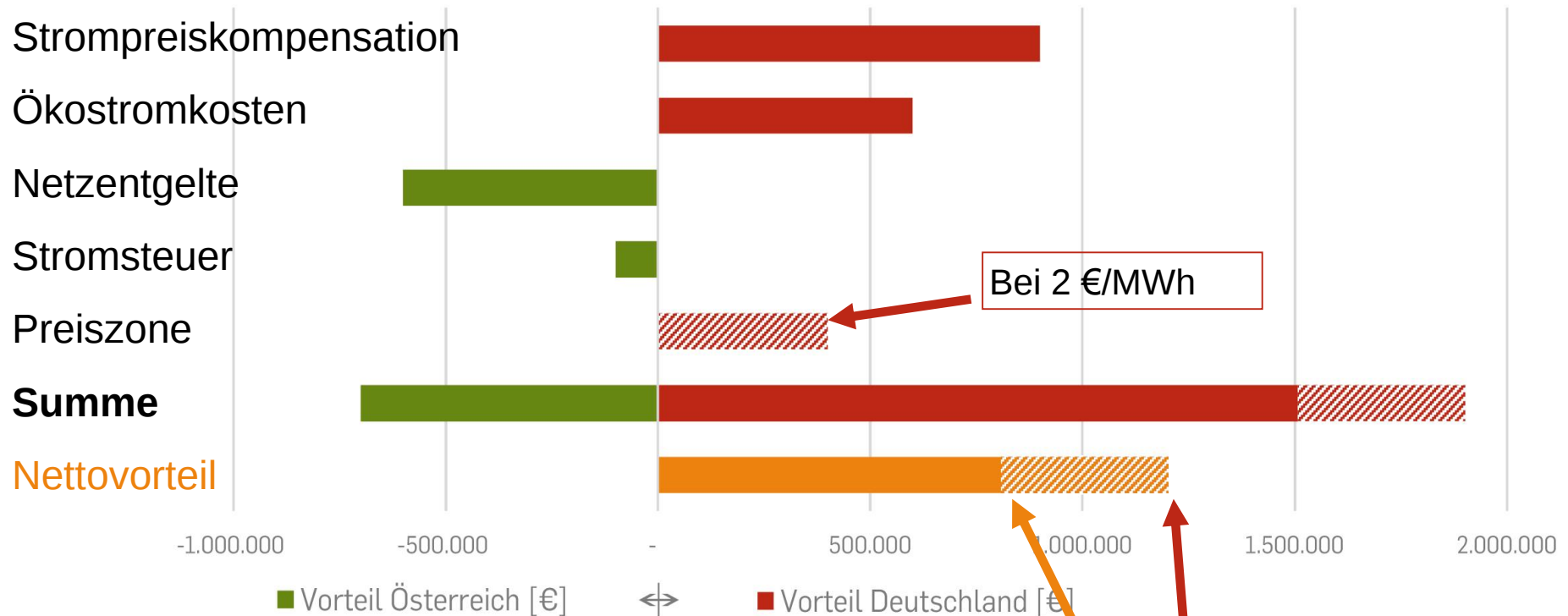


Fallbeispiel 1 (energieintensive Industrie)

Illustration der wesentlichsten Unterschiede zwischen AT und DE

Basis:

- Angaben eines Industrieunternehmens zu Stromkosten für zwei relativ ähnliche Standorte in AT und DE
- Strom-Jahresverbrauch in der Größenordnung von 200 GWh
- Anschluss auf Netzebene 3 in AT, in DE vergleichbare Hochspannungsebene.



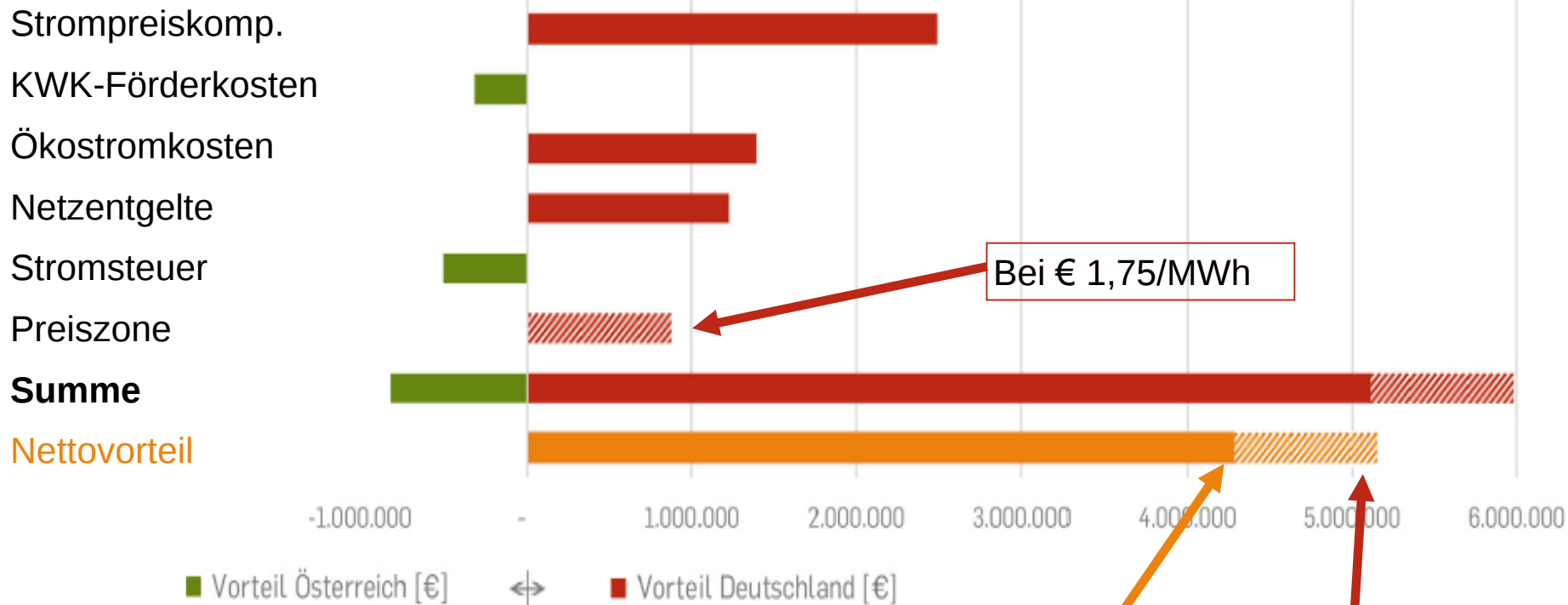
Vorteil zugunsten des deutschen Standorts ca. € 0,8 Mio. jährlich
(Bei Mehrkosten von 2 €/MWh: + 0,4 Mio. dh. Vorteil ca. € 1,2 Mio. jährlich)

Fallbeispiel 2 (energieintensive Industrie)

Illustration der wesentlichsten Unterschiede zwischen AT und DE

Basis:

- Berechnungen Austropapier für vergleichbare fiktive Standorte:
- Strom-Jahresverbrauch 500 GWh, gänzlich Fremdbezug
- Nettoproduktionswert € 50 Mio., Bruttowertschöpfung € 30 Mio.
- Anschluss auf Netzebene 3 in AT, in DE vergleichbare Hochspannungsebene



Vorteil zugunsten des deutschen Standorts über € 4 Mio. jährlich.
(bei Mehrkosten in Höhe von 1,75 €/MWh: +0,9 Mio, dh. rund € 5 Mio. Unterschied)

Strompreiskompensation – Indirekte CO₂-Kosten

Indirekte CO₂-Kosten: Energieversorger müssen (z.B. für Gas- oder Kohlekraftwerke) CO₂-Zertifikate kaufen und kalkulieren dies in ihren Preis ein. EU-ETS-RL erlaubt zur Sicherung der Wettbewerbsfähigkeit Beihilfen für bestimmte (Teil-)Sektoren mit erheblichem Carbon Leakage Risiko. EU-Leitlinien präzisieren die 15 (Teil-)Sektoren, Beihilfeobergrenzen, Berechnungsvorgaben.

- DE: entsprechende Beihilfe: „**Strompreiskompensation**“:
 - Berechnung:
Produktionsmenge mal vorgegebenem Produkt-Stromeffizienzbenchmark *oder* 80% des für die Produktion benötigten Stromverbrauchs,
mit CO₂-Faktor 0,76 t CO₂/MWh *und* **EUA-Preis für das Jahr**
 - Beihilfeintensität: anfangs 85%, sukzessive abnehmend auf 75% im Jahr 2019.
 - 1 GWh „Selbstbehalt“ pro Anlage (2017: 4.104 EUR)
 - Rückwirkend zu beantragen, etwa 400 Unternehmen kommen in Frage
- AT: **keine** derartige Kompensation

Strompreiskompensation – Indirekte CO₂-Kosten

**Beihilfen
eingeführt in
13 EU / EFTA
Staaten)**

Kompensation geplant für
Phase 4

Neu

- **Deutschland** weist bei Betrachtung der **Wirtschaft insgesamt** im Vergleich hohe Stromkosten auf, jedoch bestehen für die **besonders energieintensiven Unternehmen** mehrere umfangreiche Vergünstigungen zur Sicherung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit.
 - In **vielen relevanten Ländern** Industriestrompreise günstiger als in Österreich bzw. Vergünstigungen wie CO₂-Kompensation vorhanden.
 - **Preisdifferenz aufgrund neuer Marktsituation** kommt erschwerend hinzu
- **Wettbewerbsnachteil für Betriebe in Österreich**

Ansatzpunkte zur Aufrechterhaltung der Wettbewerbsfähigkeit

- An Behebung der Ursachen für Marktpreisdifferenzen arbeiten
 - Marktintegration vorantreiben
 - Forcierter Netzausbau in Deutschland und Österreich
 - Monitoring/Evaluierung Kapazitätsgrenze
- Wettbewerbsfähigkeit aufrechterhalten
 - Kompensation für indirekte CO₂-Kosten gemäß EU-Leitlinien
 - Vermarktung betrieblicher Flexibilitäten erleichtern (u.a. Regelreservemarkt)
 - Kosteneffizienter Ausbau der heimischen erneuerbaren Stromerzeugung
 - Zweckwidmung Erlöse der CO₂-Zertifikatsauktionen für klimaschutzrelevante Projekte
 - Bürokratieabbau im Energieeffizienzrecht
 -
 -
 -

Kontakt

Sonja Starnberger

Energieinstitut der Wirtschaft GmbH

Webgasse 29/3

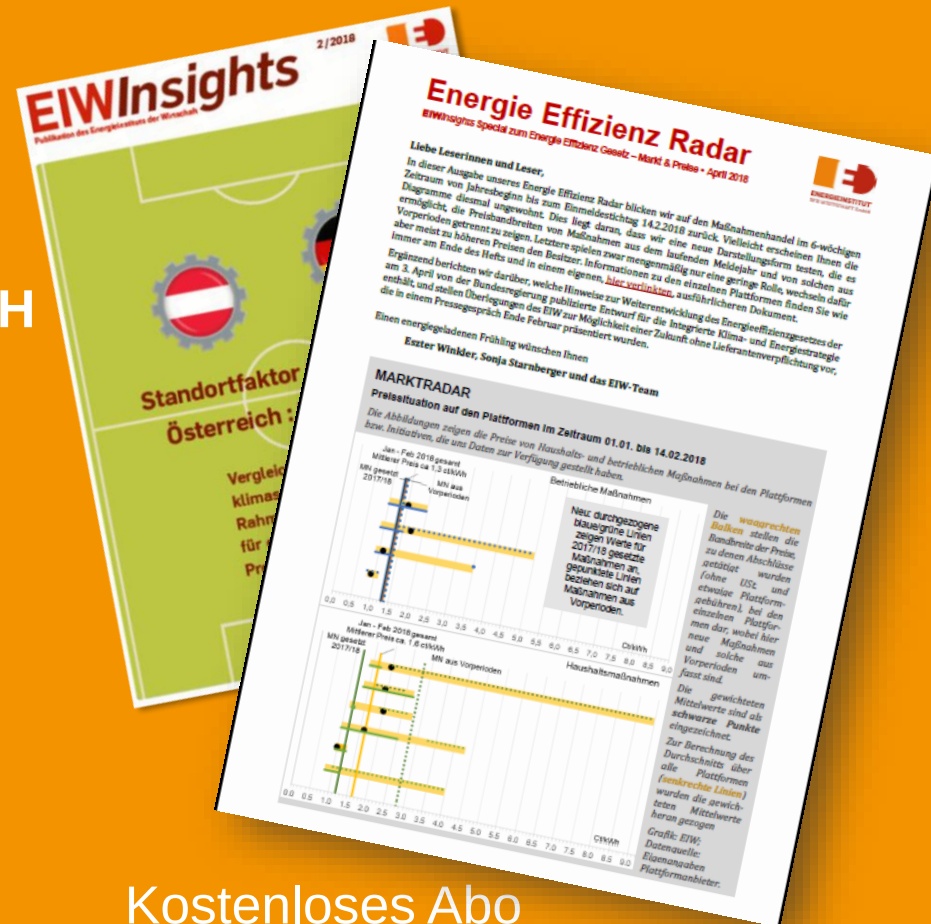
A-1060 Wien

Tel: +43 1 343 343 050

s.starnberger@energieinstitut.net

www.energieinstitut.net

 @EIW_Energie



Kostenloses Abo
office@energieinstitut.net