

## Entwicklung der Strompreise für private und industrielle Verbraucher, mit und ohne staatliche Belastungen

### Preisbildung am Strommarkt –

### Wie entwickeln sich die Großhandelsstrompreise bei einem vorzeitigen Kohleausstieg?

#### Aktuelle Situation:

Der nationale Stromverbrauch liegt größtenteils im Steinkohle-Erzeugungsband. D.h., dass die letzte und damit preisbestimmende kWh<sup>1</sup> zum größten Teil durch ein Steinkohlekraftwerk gedeckt wird.

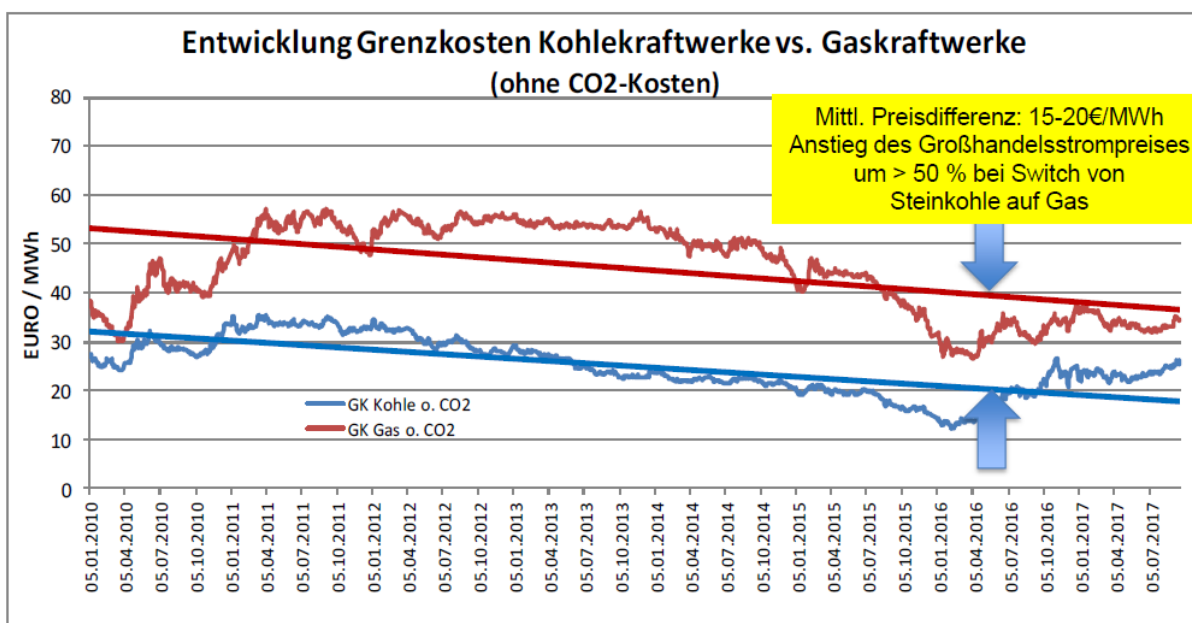
<sup>1</sup> Die Preisbildung am deutschen Börsenstrommarkt erfolgt anhand der sog. **Merit Order**. Die Merit Order orientiert sich an den niedrigsten Grenzkosten, also den Kosten, die bei einem Kraftwerk für die letzte produzierte kWh anfallen. Die Grenzkosten eines konventionellen Kraftwerks setzen sich im Wesentlichen aus den Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Kosten zusammen. Die Merit-Order ist unabhängig von den Fixkosten einer Stromerzeugungstechnologie. Kraftwerke mit sehr geringen Grenzkosten (z.B. Wasser, Wind, PV und Kernenergie) werden gemäß der Merit-Order als erstes zur Einspeisung zugeschaltet. Danach werden so lange Kraftwerke mit höheren Grenzkosten hinzugeschaltet, bis die Nachfrage gedeckt ist. An der Strombörse bestimmt das letzte Gebot, das noch einen Zuschlag erhält, den Strompreis. Der Preis für Strom wird also durch das jeweils teuerste Kraftwerk bestimmt, das noch benötigt wird, um die Stromnachfrage zu decken. In Deutschland sind in den überwiegenden Stunden des Jahres Steinkohlekraftwerke preissetzend. Gaskraftwerke werden überwiegend zur Spitzenlastdeckung eingesetzt. Bei einem vorzeitigen Kohleausstieg würde sich die Merit-Order-Kurve nach rechts verschieben. Die Verschiebung führt dazu, dass ein Kraftwerk mit höheren Grenzkosten (GuD-Kraftwerk, Gasturbine, Ölturbine) den Preis setzt. Dadurch steigt der Großhandelsstrompreis.

#### Zukünftige Situation:

Bei Wegfall der Kernkraft, Braun- und Steinkohleverstromung werden die Grenzkosten von Gaskraftwerken preisbestimmend.<sup>2</sup>

<sup>2</sup> Untere Grafik stellt die Grenzkosten-Entwicklung von Kohle- und Gaskraftwerken exemplarisch für ein energieintensives Unternehmen ohne CO<sub>2</sub>-Kosten dar. Hintergrund ist, dass für die energieintensive Industrie unter Berücksichtigung der CO<sub>2</sub>-Kompensation aus der Carbon-Leakage-Vermeidungsrichtlinie zum ETS effektiv die Grenzkosten ohne CO<sub>2</sub>-Kostenanteil relevant sind.

**Konsequenzen aus einem Fuel-Switch von Kohle zu Gas bei einem vorzeitigen Kohleausstieg** (unter Berücksichtigung der Stilllegungsbeschlüsse für Kernkraft):



Quelle: TRIMET Aluminium SE.

## Stromgestehungskosten einzelner Energieträger

Die Kostenbetrachtung der unterschiedlichen Erzeugungstechnologien erfolgt u.a. im Hinblick auf ihre jeweiligen Stromgestehungskosten. Um die Vergleichbarkeit zu gewährleisten und angesichts der notwendigen Erneuerung des Kraftwerksparks werden dabei jeweils die Vollkosten neuer Kraftwerke miteinander verglichen. Diese unterscheiden sich deutlich von den Betriebskosten bereits bestehender Kraftwerke und von den grenzkostenbasierten Großhandels- und Börsenpreisen. Die Höhe der Stromgestehungskosten hängt dabei von vielen Parametern ab, insbesondere von den Investitionskosten, den jeweiligen Brennstoffpreisen und dem Preis für CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate, der Auslastung der Anlagen, d.h. ihrer jährlichen Volllaststunden und der Laufzeit der Anlagen.

## Stromgestehungskosten einzelner Energieträger in 2018

VLS = Volllaststunden:

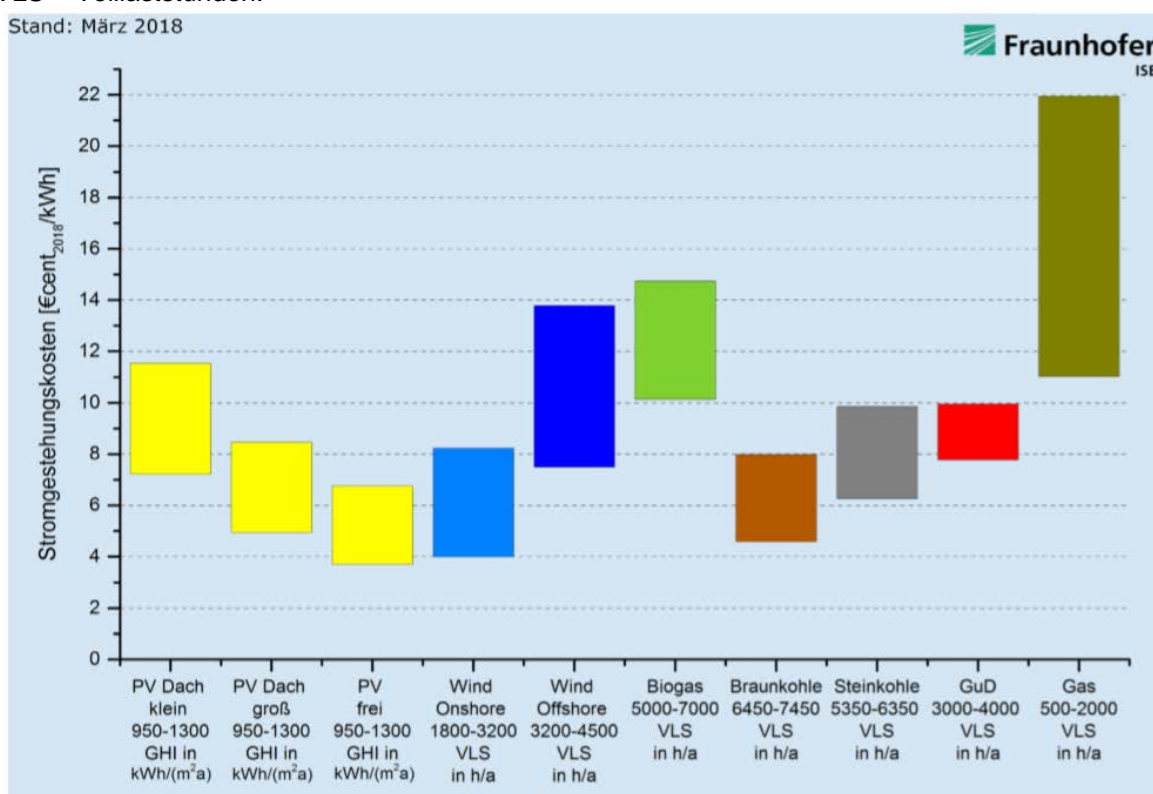


Abbildung 4: Stromgestehungskosten für erneuerbare Energien und konventionelle Kraftwerke an Standorten in Deutschland im Jahr 2018. Der Wert unter der Technologie bezieht sich bei PV auf die solare Einstrahlung (GHI) in kWh/(m<sup>2</sup>a), bei den anderen Technologien gibt sie die Volllaststundenanzahl der Anlage pro Jahr an. Spezifische Investitionen sind mit einem minimalen und einem maximalen Wert je Technologie berücksichtigt. Weitere Annahmen in Tabelle 4 bis 6.

### Prognose der Stromgestehungskosten in Deutschland bis 2035:

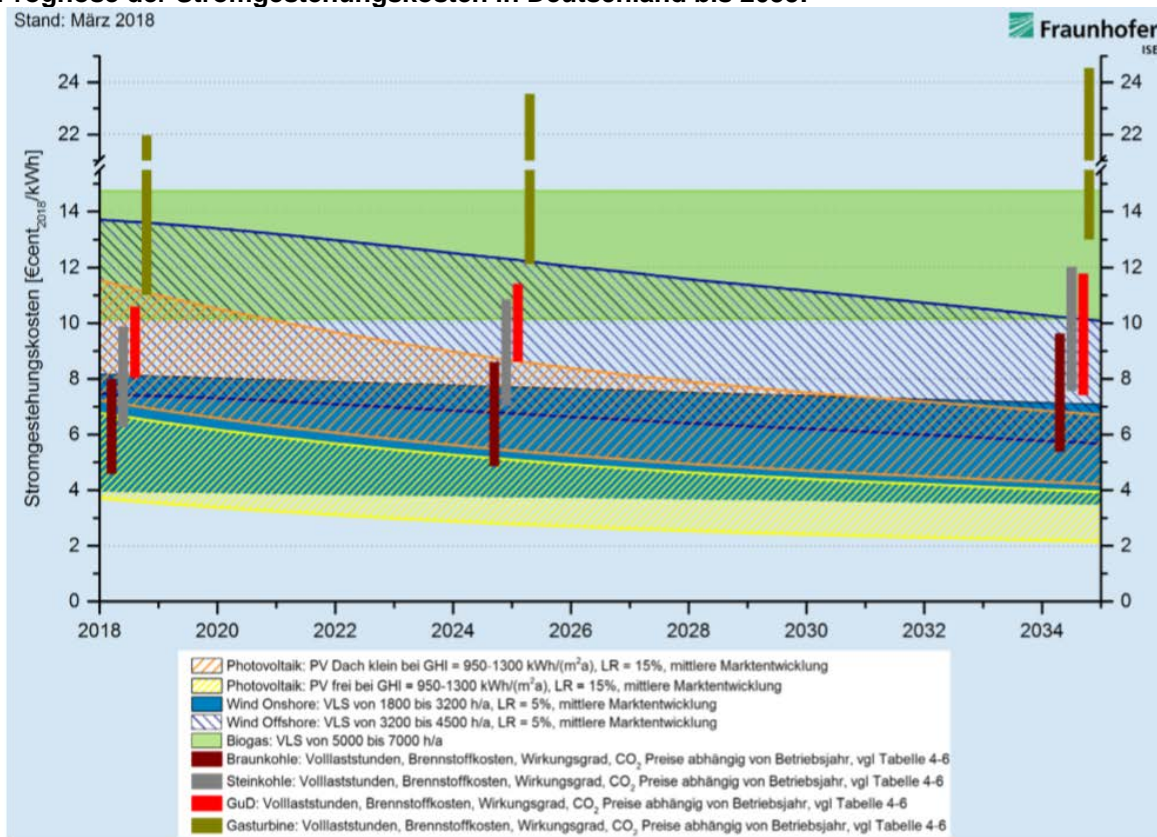


Abbildung 2: Lernkurvenbasierte Prognose von Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien und konventioneller Kraftwerke in Deutschland bis 2035. Berechnungsparameter in Tabelle 1 bis 6. Der LCOE-Wert pro Bezugsjahr bezieht sich jeweils auf eine Neuanlage im Bezugsjahr.

### Regulatorische Rahmenbedingungen

Die Strompreise für Endverbraucher hängen auch maßgeblich von den regulatorischen Rahmenbedingungen ab und unterscheiden sich daher für die verschiedenen Endverbraucher und von Land zu Land zum Teil sehr deutlich.

### Strompreis für Haushalte 2018: Drei wesentliche Bestandteile:

Durchschnittliche Zusammensetzung des Strompreises 2018 für einen Haushalt in Deutschland mit 3.500 kWh Jahresverbrauch

**Steuern, Abgaben und Umlagen**

54,2%

**Regulierte Netzentgelte\***  
(inkl. Messung und Messstellenbetrieb)

24,7%

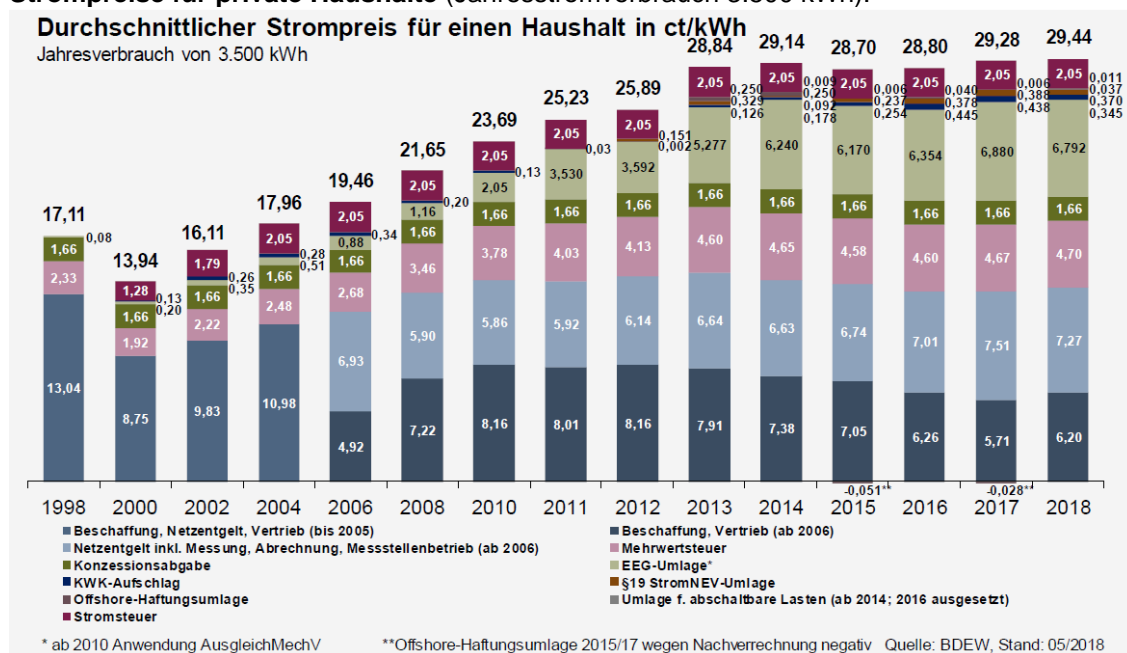
**Strombeschaffung, Vertrieb**

21,1%

marktlich bestimmt

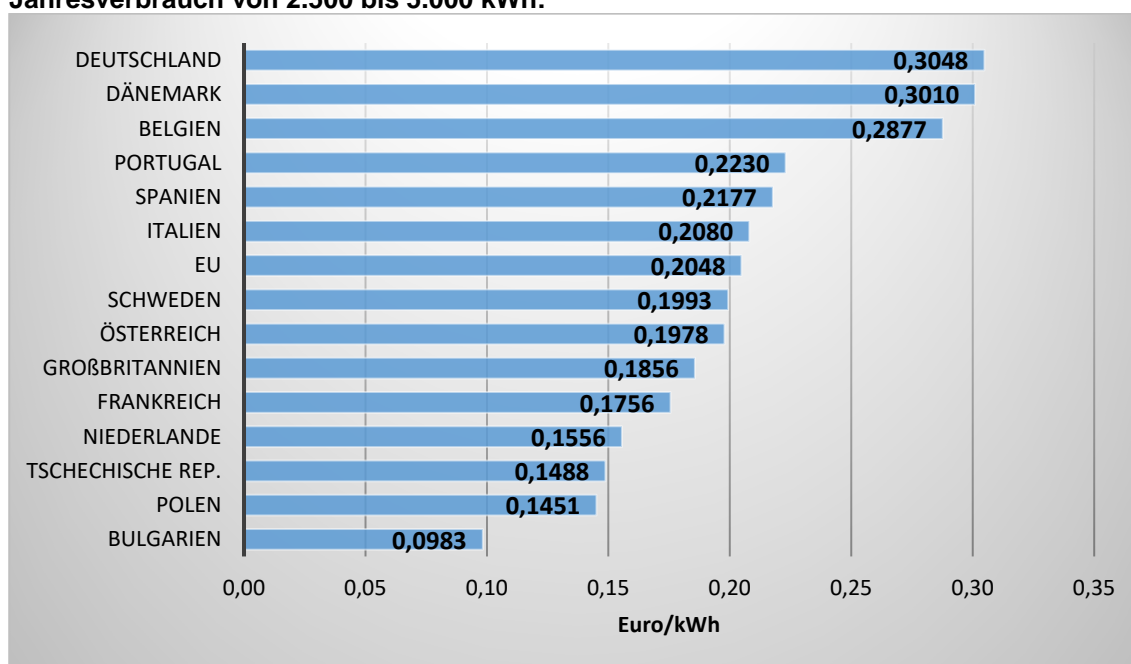
\* durchschnittliches Netto-Netzentgelt inkl. Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb, kann regional deutlich variieren  
Quelle: BDEW; Stand: 05/2018

**Strompreise für private Haushalte (Jahresstromverbrauch 3.500 kWh):**



- Der durchschnittliche Strompreis für Haushalte ist zum Jahresbeginn 2018 gegenüber dem Jahr 1998 um rund 72 % und gegenüber dem Jahr 2000 um 110 % gestiegen. Der deflationierte / preisbereinigte Anstieg gegenüber dem Jahr 1998 beträgt 32 %.
- Der aktuelle durchschnittliche Strompreis setzt sich zu rund 54 % aus Steuern, Abgaben und Umlagen und zu rund 25 % aus Netzentgelten zusammen. Der marktlich bestimmte Anteil (Strombeschaffung und Vertrieb) am Endverbraucherpreis beträgt 21 %.

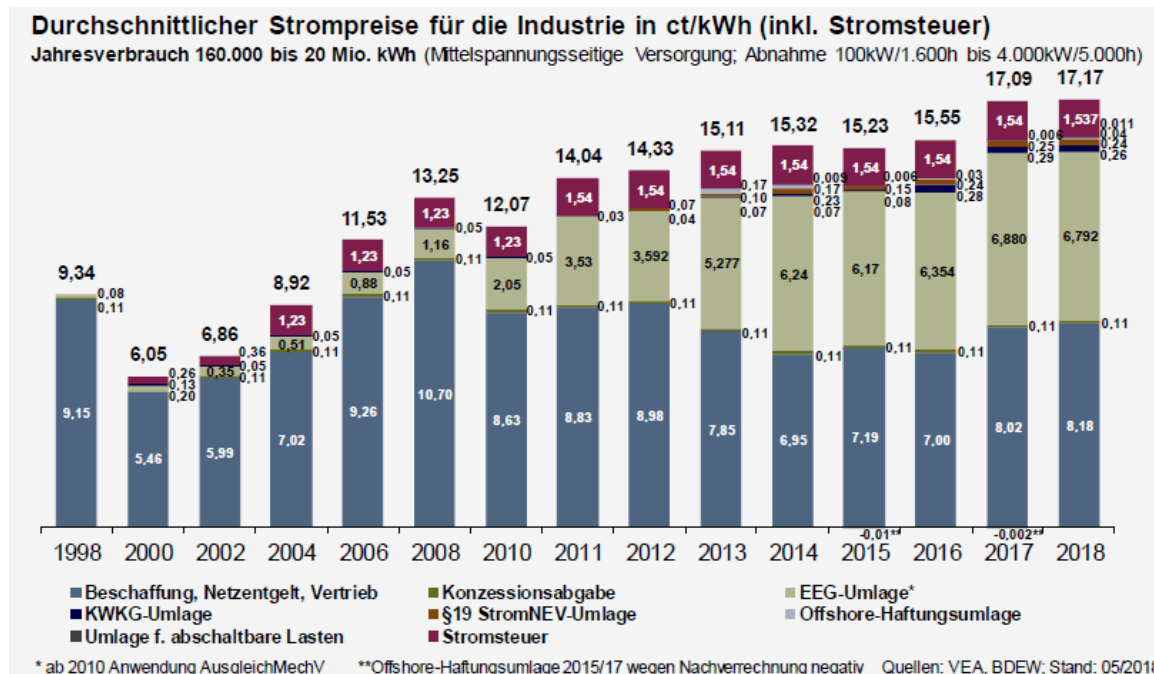
**EU-Ländervergleich Haushaltsstrompreise 2. Hj. 2017 inkl. Steuern und Abgaben bei einem Jahresverbrauch von 2.500 bis 5.000 kWh:**



Quelle: Eurostat, eigene Darstellung.

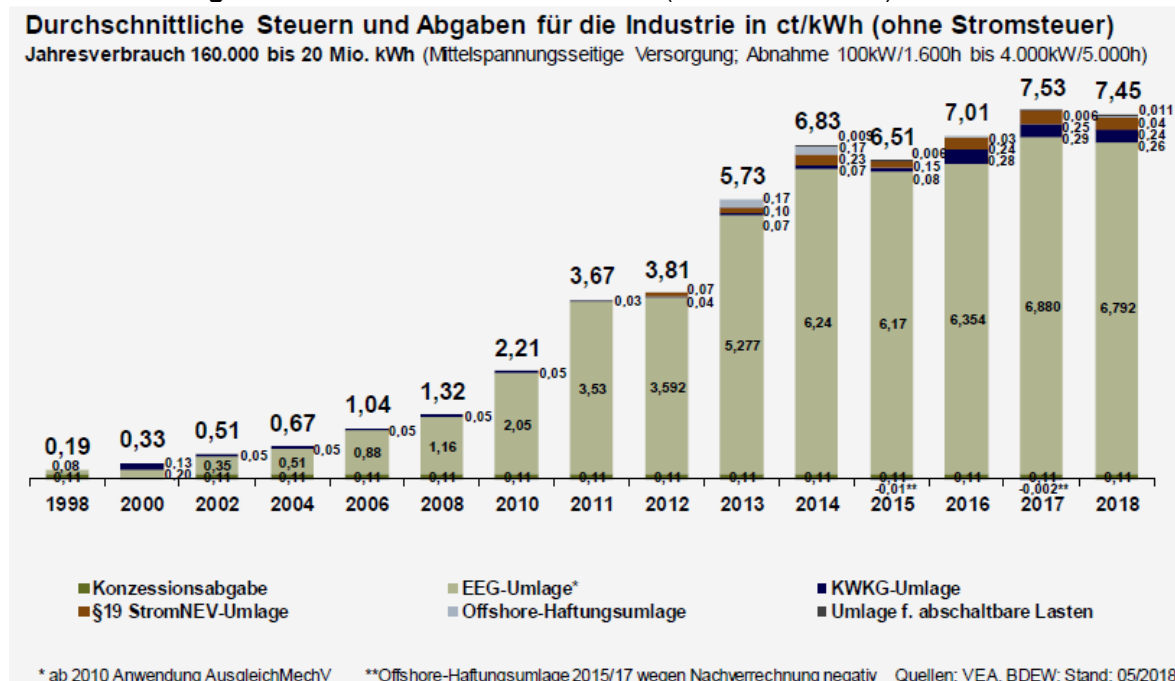
- Die Strompreise für private Haushalte inkl. Steuern und Abgaben liegen in der EU bei durchschnittlich 0,20 EUR/kWh.
- Am höchsten sind die Strompreise in Dänemark und Deutschland, wobei Deutschland seit Ende 2017 erstmals vor Dänemark liegt (rd. 0,30 EUR/kWh).

**Strompreise für die mittelständische Industrie** (Jahresverbrauch 160.000 bis 20 Mio. kWh):

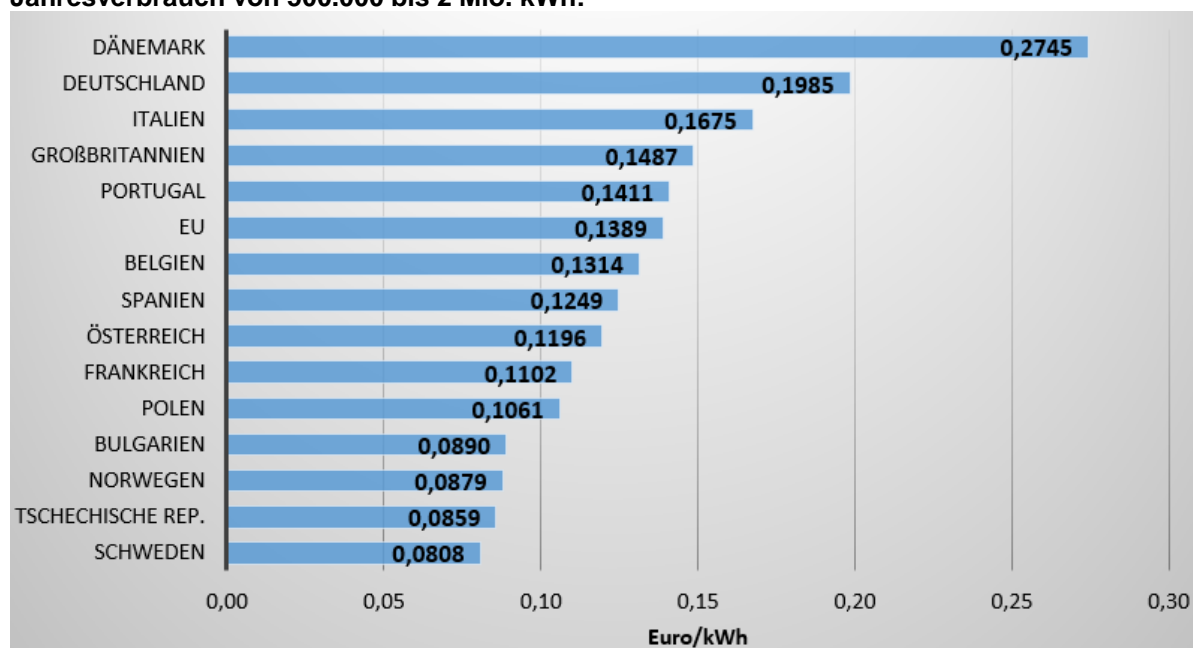


- Der durchschnittliche Strompreis für industrielle Verbraucher, die ihren Strombedarf nicht über Eigenerzeugungsanlagen decken, ist zum Jahresbeginn 2018 gegenüber dem Jahr 1998 um rund 84 % und gegenüber dem Jahr 2000 um 184 % gestiegen.
- Der aktuelle durchschnittliche Strompreis setzt sich zu rund 52 % aus Steuern, Abgaben und Umlagen und zu rund 48 % aus Strombeschaffung, Netzentgelte und Vertrieb zusammen.

**Steuern und Abgaben für die Industrie in Cent/kWh (ohne Stromsteuer):**

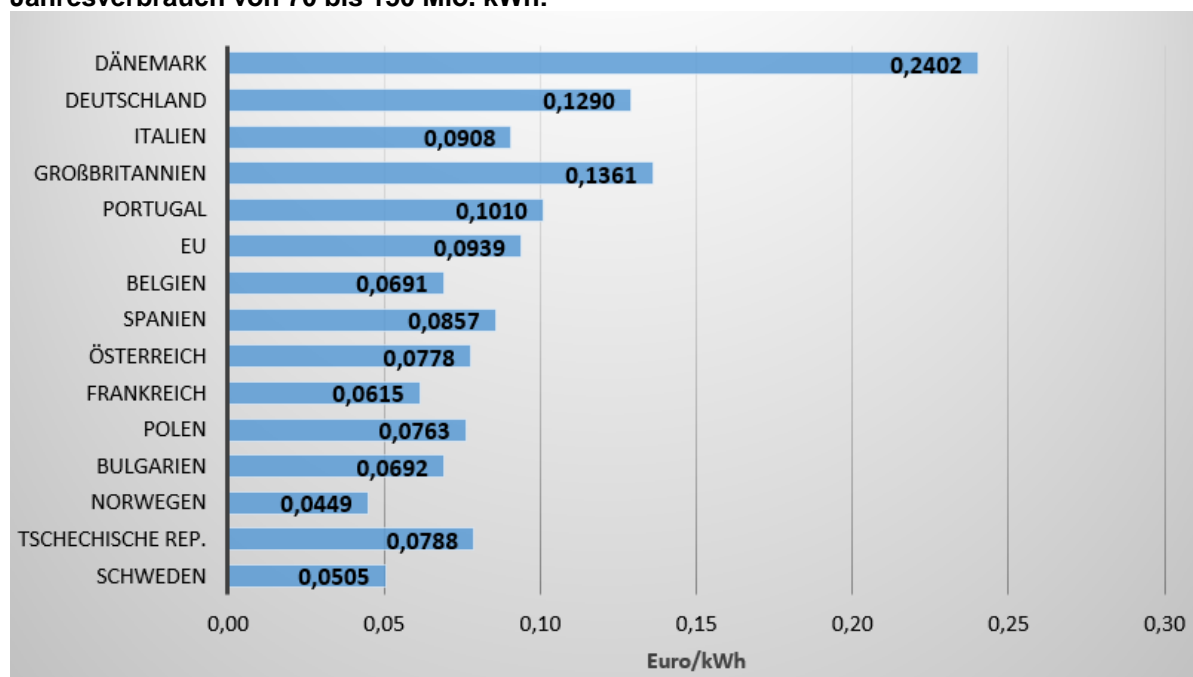


### EU-Ländervergleich Industriestrompreise 2. Hj. 2017 inkl. Steuern und Abgaben bei einem Jahresverbrauch von 500.000 bis 2 Mio. kWh:



Quelle: Eurostat, eigene Darstellung.

### EU-Ländervergleich Industriestrompreise 2. Hj. 2017 inkl. Steuern und Abgaben bei einem Jahresverbrauch von 70 bis 150 Mio. kWh:



Quelle: Eurostat, eigene Darstellung.

- Die deutschen Industriestrompreise für Unternehmen, die ihren Strombedarf nicht über Eigenerzeugungsanlagen decken, befinden sich im EU-Vergleich in der Spitzengruppe.
- Ohne Steuern und Abgaben lägen diese in etwa im Mittelfeld der EU-Länder. Allerdings profitieren laut BDEW nur rd. 4 % der Industriebetriebe von der Besonderen Ausgleichsregelung des EEG. 96 % der Industriebetriebe zahlen die volle EEG-Umlage, mit entsprechenden Wettbewerbsnachteilen im europäischen Vergleich.

Hinweis: Die Strompreise für Unternehmen in den energieintensiven Branchen sind für alle in der Abbildung betrachteten Länder deutlich geringer.