



Brüssel, den 14. Oktober 2020  
(OR. en)

11871/20  
ADD 1

ENER 344  
CLIMA 237

### ÜBERMITTLUNGSVERMERK

---

Absender: Frau Martine DEPREZ, Direktorin, im Auftrag der Generalsekretärin der Europäischen Kommission

Eingangsdatum: 14. Oktober 2020

Empfänger: Herr Jeppe TRANHOLM-MIKKELSEN, Generalsekretär des Rates der Europäischen Union

---

Nr. Komm.dok.: COM(2020) 950 final - Annex I

---

Betr.: ANHANG des BERICHTS AN DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT, DEN RAT, DEN EUROPÄISCHEN WIRTSCHAFTS- UND SOZIALAUSSCHUSS UND DEN AUSSCHUSS DER REGIONEN  
**Bericht zur Lage der Energieunion 2020 gemäß der Verordnung (EU) 2018/1999 über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz**

---

Die Delegationen erhalten in der Anlage das Dokument COM(2020) 950 final - Annex I.

---

Anl.: COM(2020) 950 final - Annex I



Brüssel, den 14.10.2020  
COM(2020) 950 final

ANNEX 1

## ANHANG

*des*

### **BERICHTS AN DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT, DEN RAT, DEN EUROPÄISCHEN WIRTSCHAFTS- UND SOZIALAUSSCHUSS UND DEN AUSSCHUSS DER REGIONEN**

**Bericht zur Lage der Energieunion 2020 gemäß der Verordnung (EU) 2018/1999 über  
das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz**

## Fortschrittsbericht über den Energiebinnenmarkt

1. Einleitung.....	2
2. Stromgroßhandelsmärkte .....	4
2.1. Schlüsselindikatoren .....	4
2.1.1. Großhandelspreise — Hinweise, dass die Märkte funktionieren .....	4
2.1.2. Geografische Ausdehnung der Strommärkte — Fragmentierung nach wie vor ein Problem .....	5
2.1.3. Marktkonzentration – Dominanz etablierter Betreiber in vielen Ländern weiterhin ein Problem.....	6
2.2. Wichtige regulatorische Entwicklungen .....	8
2.2.1. Ein einzigartiges Projekt: EU-Marktkopplung.....	8
2.2.2. Umfassende Harmonisierung der Regeln für Handel und Netzbetrieb durch Netzkodizes — eine neue Form der kollektiven EU-weiten Energieharmonisierung.....	10
2.2.3. Paket „Saubere Energie für alle Europäer“: Fortschritte bei der Umgestaltung des Strommarkts.....	11
2.2.3.1. Aufhebung der Stromgrenzen — die „70 % -Regel“.....	11
2.2.3.2. Besser koordinierte und weniger schädliche Kapazitätsmechanismen.....	13
2.2.3.3. Ordnungsgemäße Umsetzung der Entflechtungsvorschriften für die Speicherung.....	15
3. Großhandelsmärkte für Gas .....	17
3.1. Schlüsselindikatoren Konzentration, Liquidität und Konvergenz.....	18
3.2. Wichtige regulatorische Entwicklungen .....	20
3.2.1. Marktfusionen .....	20
3.2.2. Gasnetzkodizes .....	21
3.3. Dekarbonisierung des Gassektors .....	22
3.3.1. Integration von Biomethan und Kleinerzeugern .....	22
3.3.2. Fragen der Gasqualität.....	23
3.3.3. Vorbereitung des Marktes und der Infrastruktur für Wasserstoff .....	24
4. Endkundenmärkte .....	26
4.1. Marktkonzentration.....	26
4.1.1. Strom .....	26
4.1.2. Erdgas .....	27
4.2. Endkundenpreise (einschließlich Preiskomponenten).....	28
4.2.1. Strompreise.....	28
4.2.2. Gaspreise.....	30
4.3. Staatliche Eingriffe in die Endkundenpreise für Strom und Gas.....	31

<b>4.3.1. Das Haushaltssegment .....</b>	<b>31</b>
<b>4.3.2. Das gewerbliche Segment .....</b>	<b>32</b>
<b>4.4. Schutz und Stärkung der Verbraucher.....</b>	<b>33</b>

## 1. Einleitung

Zwar wird der Binnenmarkt häufig als Instrument angesehen, um die Verbraucherpreise unter Kontrolle zu halten und effiziente Investitionssignale für Investoren zu setzen. Die vergangenen Jahre haben jedoch gezeigt, dass er auch für die Verwirklichung der ehrgeizigen Klimaziele der EU von entscheidender Bedeutung ist. Die Integration von 27 nationalen Energiesystemen in einen EU-weiten Markt ist wesentlich für eine effiziente Dekarbonisierung, da der grenzübergreifende Handel mit erneuerbaren Energien ermöglicht und so die Vielfalt und Komplementarität des Erzeugungspotenzials in den verschiedenen Regionen der EU ausgenutzt wird. Durch grenzübergreifende Märkte können erhebliche CO<sub>2</sub>-Emissionen aus fossilen Reserven eingespart werden, deren Erzeugung in fragmentierten nationalen Energiesystemen erforderlich wäre. Zudem verbessern gut vernetzte Märkte die Versorgungssicherheit.

Trotz aller Bemühungen werden die enormen, zur Erreichung der Energiewende erforderlichen Investitionen nicht allein über öffentliche Ausgaben zu decken sein. Die für eine kohlendioxidfreie Wirtschaft notwendigen privaten Investitionen können nur durch gut organisierte und gut regulierte Märkte mobilisiert werden. Ein vollständig integrierter und gut funktionierender Energiebinnenmarkt ist das wirksamste Mittel, um i) die erforderlichen Preissignale für Investitionen in grüne Energie und Technologien, ii) erschwingliche Energiepreise und iii) eine sichere Energieversorgung auf dem kostengünstigsten Weg zur Klimaneutralität zu gewährleisten<sup>1</sup>.

Das Paket „Saubere Energie für alle Europäer“ und insbesondere die 2019 verabschiedeten neuen Vorschriften für die Gestaltung des Strommarkts<sup>2</sup>, bilden die Grundlage, um besser auf die neuen Gegebenheiten der Energiemärkte reagieren zu können, die zunehmend von der Erzeugung erneuerbarer Energien dominiert werden, und um die Beteiligung der Verbraucher an den Energiemärkten zu fördern, mit dem Ziel, erneuerbare Energien zum neuen Rückgrat des Elektrizitätssystems zu machen. Das Paket „Saubere Energie für alle Europäer“ bildet zudem die Grundlage für eine bessere Nutzung der Verbindungsleitungen zwischen den Mitgliedstaaten (weitere Einzelheiten siehe Abschnitt 2.2.3.1). Klare Regeln zur Maximierung der Nutzung von Verbindungskapazitäten werden den grenzübergreifenden Handel ankurbeln und eine effizientere Nutzung der Energieressourcen in der gesamten EU ermöglichen. Die Umsetzung des umfassenden Pakets technischer EU-Verordnungen (Netzkodizes) schreitet mit guten Ergebnissen voran, wie die erfolgreiche Einführung der EU-Marktkopplung im Stromsektor oder

---

<sup>1</sup> Schlussfolgerungen des Europäischen Rates vom 12./13. Dezember 2019 EUCO 29/19.

<sup>2</sup> Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (ABl. L 158 vom 14.6.2019).

Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU.

Verordnung (EU) 2019/942 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 zur Gründung einer Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ABl. L 158 vom 14.6.2019, S. 22).

der Erfolg bei der Diversifizierung der Versorgung und der Erhöhung der Liquidität auf den Gasmärkten belegt (weitere Einzelheiten siehe Abschnitt 2.2.1).

Auf dem Energiemarkt bestehen jedoch nach wie vor Mängel, sowohl auf den Endkunden- als auch auf den Großhandelsmärkten, wodurch die Kosten für die Verbraucher und die Industrie unnötig steigen. Die Behebung dieser Mängel ist daher von entscheidender Bedeutung für eine erfolgreiche Erholung des Marktes und die Grundlage für den Übergang der Wirtschaft zur Klimaneutralität. Die Notwendigkeit der Dekarbonisierung des Energiesystems hatte auch neue Herausforderungen zur Folge, wie etwa die Gestaltung staatlicher Interventionen, die erforderlich sind, um die Energiewende in einer Weise zu unterstützen, die den Binnenmarkt nicht übermäßig behindert oder fragmentiert. Die Frage der marktkonformen Förderregelungen für erneuerbare Energien oder für die traditionelle Erzeugung („Kapazitätsmechanismen“) hat in den letzten Jahren zunehmend Einfluss auf das Funktionieren des Marktes genommen. Um eine Lösung für dieses Problem zu schaffen, enthält das Paket „Saubere Energie für alle Europäer“ spezielle Vorschriften zur Optimierung solcher staatlichen Interventionen.

Das Jahr 2020 brachte große Herausforderungen aufgrund der COVID-19-Krise mit sich. Die Energiemärkte mussten die Auswirkungen sozialer Distanzmaßnahmen bewältigen, die eine stark fallende Energienachfrage und eine radikale Verhaltensänderung Hunderte Millionen Europäer zur Folge hatten. Trotz zunehmender Volatilität und schwankender Liquidität hielt der Energiebinnenmarkt dem Schock stand und stellte seine Widerstandsfähigkeit gegenüber der Krise unter Beweis; auch die Stromversorgungssysteme waren in der Lage, das Rekordniveau an Strom aus erneuerbaren Energiequellen erfolgreich zu handhaben.

Im Einklang mit den Anforderungen der Governance-Verordnung<sup>3</sup> und den geltenden sektoralen Rechtsvorschriften<sup>4</sup> werden in diesem Bericht die Gesamtfortschritte analysiert, die bei der Schaffung eines vollständigen und funktionierenden Energiemarkts und insbesondere bei der Umsetzung der Erdgas- und der Elektrizitätsrichtlinie erzielt wurden.

---

<sup>3</sup> Mit diesem Bericht werden die in Artikel 35 Absatz 2 Buchstaben f, g und k der Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz (ABl. L 328 vom 21.12.2018, S. 1) genannten Verpflichtungen erfüllt.

<sup>4</sup> Artikel 52 Absatz 1 der Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt (ABl. L 211 vom 14.8.2009, S. 94) („Gasrichtlinie“) und Artikel 47 Absatz 1 der Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG (ABl. L 211 vom 14.8.2009, S. 55) („Elektrizitätsrichtlinie“). Sowohl die Gas- als auch die Elektrizitätsrichtlinie werden im Bericht zusammen auch als drittes Energiepaket bezeichnet. Artikel 47 Absatz 1 wurde durch Artikel 69 Absatz 1 der Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt (ABl. L 158 vom 14.6.2019, S. 125) („Neufassung der Elektrizitätsrichtlinie“) neu gefasst.

## **2. Stromgroßhandelsmärkte**

### **2.1. Schlüsselindikatoren**

#### **2.1.1. Großhandelspreise — Hinweise, dass die Märkte funktionieren**

Die bisherigen Beobachtungen, dass die Großhandelspreise seit 2009<sup>5</sup> mittelfristig gesunken sind, haben sich in den vergangenen zwei Jahren bestätigt. Andere Faktoren wie das rasche Wachstum der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern tragen zu dieser Entwicklung bei, doch der stetige Rückgang der Großhandelspreise zeigt, dass der Wettbewerb spürbare Auswirkungen auf der Großhandelsebene hat<sup>6</sup>.

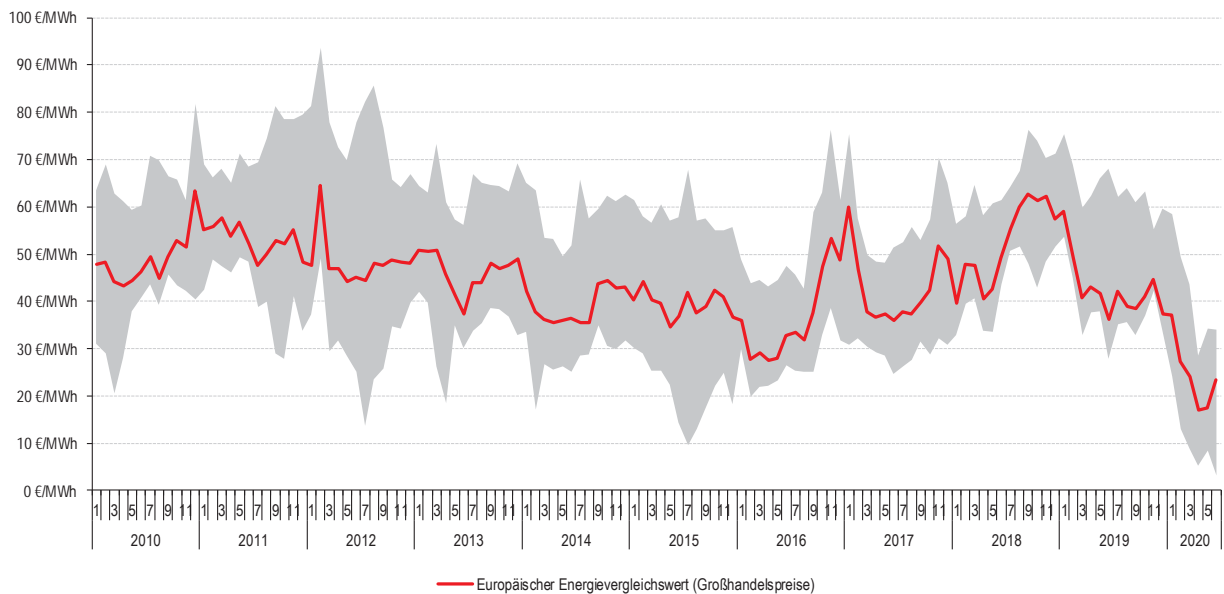
Nachdem die Großhandelspreise zwischen 2016 und 2018 gestiegen waren, fielen sie 2019, als die Marktdurchdringung erneuerbarer Energien Rekordwerte erreichte, plötzlich ab; die Kohle- und Gaspreise brachen ein und die Nachfrage blieb gedämpft. Der Preisrückgang auf dem gesamten Kontinent verlief uneinheitlich, was zu einer zunehmenden Preisdifferenz zwischen den verschiedenen regionalen Märkten führte. Im ersten Halbjahr 2020 fielen die Preise im Vergleich zum Vorjahreszeitraum um 30 % in einigen südeuropäischen Regionalmärkten und um bis zu 70 % in einigen nördlichen Regionen. Die zunehmenden Unterschiede könnten auf unzureichende Verbindungskapazitäten, eine ungleichmäßige Zunahme der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern auf den Märkten und einen weitaus höheren CO<sub>2</sub>-Preis zurückzuführen sein, wovon insbesondere Mitgliedstaaten betroffen waren, die einen vergleichsweise höheren Anteil fossiler Brennstoffe im Erzeugungsmix aufweisen. Im Jahr 2020 verschärfen sich all diese Trends aufgrund der negativen Auswirkungen der COVID-19-Krise auf die Wirtschaftstätigkeit, was zu einem erheblichen Rückgang der Stromnachfrage geführt, und im Zusammenspiel mit der zunehmenden Verbreitung erneuerbarer Energien und den sinkenden Gaspreisen die Großhandelspreise auf ein sehr niedriges Niveau gedrückt hat<sup>7</sup>.

---

<sup>5</sup> Siehe frühere Fortschrittsberichte, z. B. Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen „Fortschritte auf dem Weg zur Vervollständigung des Energiebinnenmarkts“ vom 13.10.2014 (COM(2014) 634 final, S. 2) - <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014DC0634&qid=1558357809501&from=DE>.

<sup>6</sup> Siehe auch ACER/CEER Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2018, Electricity Wholesale Markets Volume (Jahresbericht der ACER/CEER über die Ergebnisse der Überwachung der Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmärkte im Jahr 2018, Volumen der Stromgroßhandelsmärkte), November 2019.

<sup>7</sup> Report from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions on Energy prices and costs, Section trends in energy prices (Bericht der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen über Energiepreise und -kosten, Abschnitt Trends bei den Energiepreisen), COM(2020) 951.



**Abbildung 1: Großhandelspreise für Strom: niedrigste und höchste Preise auf den Regionalmärkten**

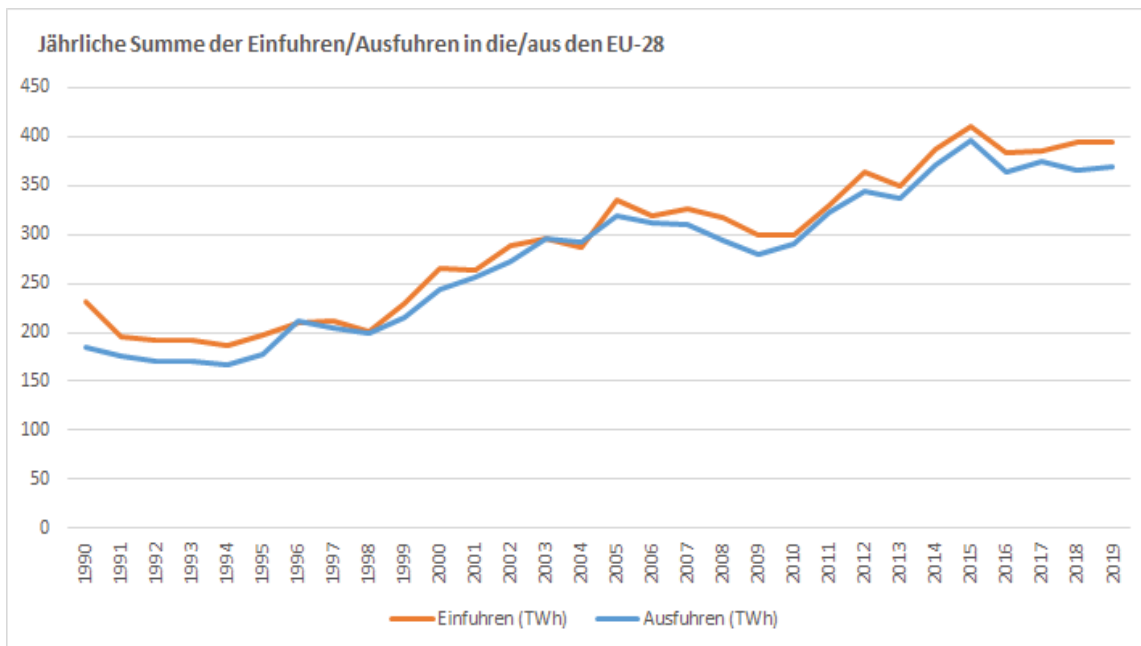
*Quelle: Platts, European Power Exchange*

*Hinweis: Der graue Hintergrund stellt die Differenz zwischen dem Höchst- und dem Mindestpreis dar.*

### **2.1.2. Geografische Ausdehnung der Strommärkte — Fragmentierung nach wie vor ein Problem**

Die weitere Umsetzung der Marktkopplung hat greifbare Fortschritte bei der Verbesserung der Versorgungsmöglichkeiten über nationale Grenzen hinweg gebracht (weitere Einzelheiten siehe Abschnitt 2.2.1). Es gibt Anzeichen dafür, dass der grenzübergreifende Wettbewerb in bestimmten Regionen wie der nordischen Region zunimmt und die Stromeinfuhren und -ausfuhren in den letzten Jahren stetig zugenommen haben.





**Abbildung 2: Jährliche Summe der Einfuhren/Ausfuhren in die/aus den EU-28**

Quelle: “[EUROSTAT \[NRG\\_CB\\_E\]](#)”

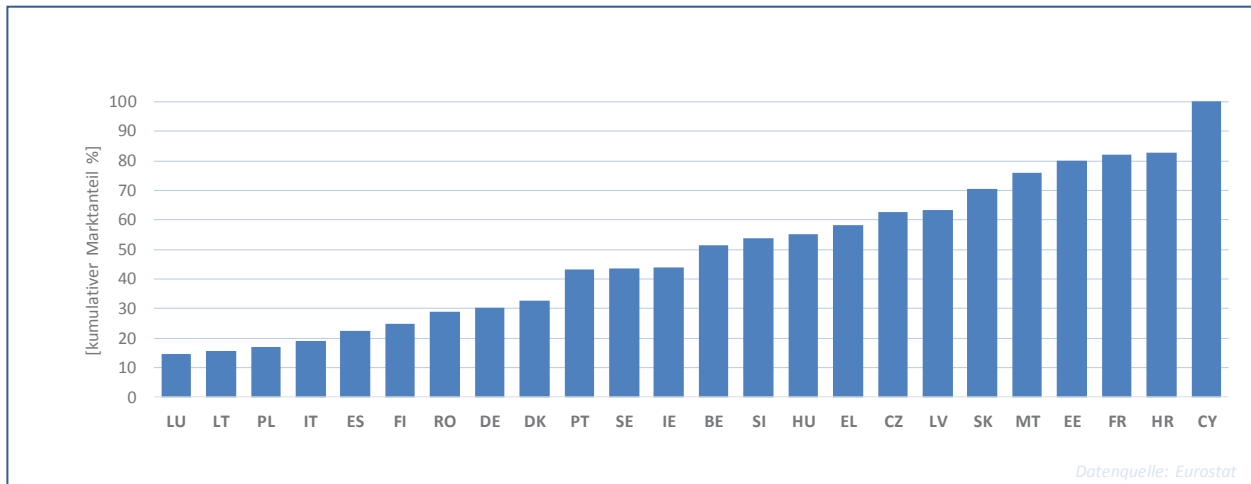
Die Analyse der Struktur der Strommärkte in der EU zeigt jedoch, dass sich die Bedingungen für Angebot und Nachfrage in den meisten Mitgliedstaaten nach wie vor erheblich unterscheiden und dass weitere Anstrengungen zur Beseitigung grenzübergreifender Hindernisse erforderlich sind<sup>8</sup>. Die EU-weite Marktkopplung und die vollständige Umsetzung der Netzkodizes und Leitlinien der EU, mit denen bestehende technische Hindernisse abgebaut werden sollen, werden von entscheidender Bedeutung für die Überwindung der noch bestehenden Fragmentierung der EU-Märkte sein.

### **2.1.3. Marktkonzentration – Dominanz etablierter Betreiber in vielen Ländern weiterhin ein Problem**

Funktionierende Energiemärkte erfordern ein Mindestmaß an Wettbewerb. Je geringer die Marktkonzentration, desto höher ist der Grad des potenziellen Wettbewerbs. Im Allgemeinen weisen Märkte mit einem höheren Wettbewerbsniveau (d. h. geringerer Konzentration) ein niedrigeres Preisniveau auf als Märkte, die von einem oder wenigen Akteuren beherrscht werden. Eine Analyse der Wettbewerbsentwicklung auf dem europäischen Stromgroßhandelsmarkt zeigt, dass die etablierten Betreiber mehr als 20 Jahre nach Beginn der

<sup>8</sup> In den meisten Wettbewerbsentscheidungen der Kommission werden Stromgroßhandelsmärkte (z. B. Stromerzeugungs- und -versorgungsmärkte, Märkte für Nebendienstleistungen) in den meisten Fällen immer noch als nationale Märkte definiert, siehe z. B. COMP/M.8660 – Fortum/Uniper; siehe davor z. B. COMP/M.5979 – KGHM/TAURON Wytwarzanie/JV, Abs. 24; COMP/M.5711 – RWE/Ensys, Abs. 21; COMP/M.4180 – GDF/Suez, Abs. 726.

Marktliberalisierung in den meisten Mitgliedstaaten nach wie vor eine beherrschende Stellung einnehmen. In einigen Ländern halten die etablierten Betreiber sogar Marktanteile von über 80 %, was einem Monopol nahe kommt. Berücksichtigt werden muss, dass die Größe eines Landes den Grad der Marktkonzentration stark beeinflusst. Auf kleinen und unverbundenen Märkten können sich in der Regel nur einige wenige Betreiber halten. Darüber hinaus hat sich die Tendenz zur Preisregulierung in diesen Ländern häufig als zusätzliche Barriere für Marktteilnehmer erwiesen, die mit den etablierten Betreibern in Wettbewerb treten wollen<sup>9</sup>.



**Abbildung 3: Marktanteil der größten Stromerzeugungsunternehmen im Jahr 2018**

*Quelle: Länderdatenblätter der GD ENER auf der Grundlage von Eurostat-Erhebungen zu [Strommarktindikatoren](#)*

Abbildung 3 zeigt, dass der Anteil des Haupterzeugers an der nationalen Erzeugung trotz Liberalisierung in vielen Ländern nach wie vor hoch ist. Daher muss die Ermöglichung des Wettbewerbs auf Erzeugungs- und Versorgungsebene eine Priorität der nationalen Energiepolitik und der Energiepolitik der EU bleiben, auch durch die Durchsetzung des Wettbewerbsrechts. Abbildung 3 zeigt auch die Vorteile einer grenzübergreifenden Verknüpfung der Märkte, da eine stärkere physische Zusammenschaltung und effizientere Stromhandelssysteme, etwa im Rahmen einer Marktkopplung, zumindest teilweise die auf nationaler Ebene fehlenden Versorgungsalternativen zum Nutzen der Verbraucher ersetzen können. Marktfähiger Strom aus erneuerbaren Energiequellen erleichtert zudem den Markteintritt neuer Marktteilnehmer und trägt zur Verringerung der Marktkonzentration bei.

<sup>9</sup> Noch immer werden in neun Mitgliedstaaten die Endkunden-Strompreise für Haushalte und in acht Mitgliedstaaten die Endkunden-Gaspreise reguliert. Im Nicht-Haushaltssektor erfolgte in sechs Mitgliedstaaten eine Regulierung der Endkunden-Strompreise und in vier Mitgliedstaaten eine Regulierung der Gaspreise.

## **2.2. Wichtige regulatorische Entwicklungen**

### **2.2.1. Ein einzigartiges Projekt: EU-Marktkopplung**

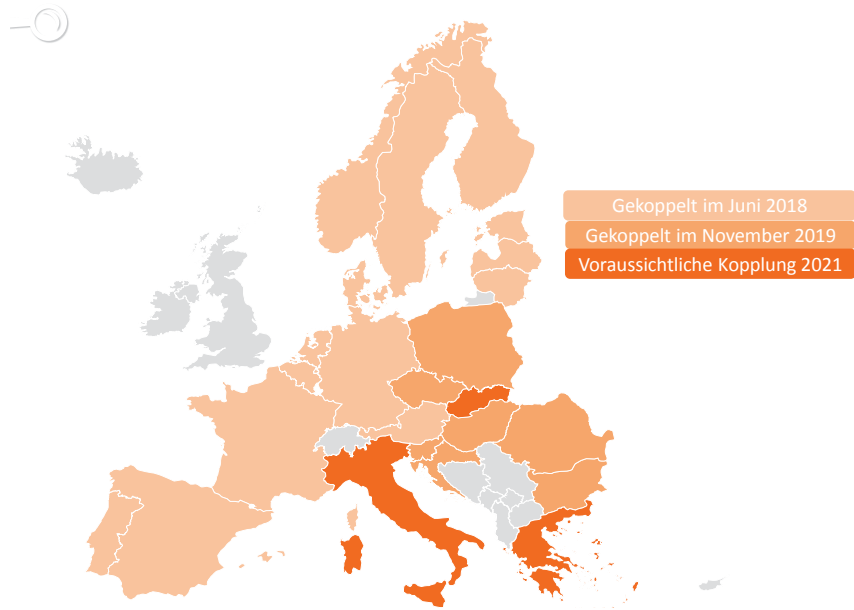
Im Rahmen des EU-Projekts zur Vernetzung der nationalen Märkte durch Marktkopplung wurden wichtige Meilensteine erreicht. Das Projekt ist im vergangenen Jahr weiter vorangekommen, wobei insbesondere bei der Intraday-Marktkopplung erhebliche Fortschritte erzielt wurden.

Die Tatsache, dass die EU-Strommärkte weitgehend unkoordiniert waren und der Strom nicht dorthin fließt, wo er am dringendsten benötigt wurde, veranlasste einige Mitgliedstaaten dazu, vor etwa 10 Jahren freiwillige Marktkopplungsprojekte in Angriff zu nehmen. Durch die Marktkopplung können Stromgebote und -angebote über mehrere Mitgliedstaaten hinweg gebündelt werden, um sicherzustellen, dass der Strom innerhalb der betreffenden Region dorthin fließt, wo er am dringendsten benötigt wird<sup>10</sup>. Die schrittweise Einführung der Marktkopplung wurde 2015 rechtsverbindlich gemacht.

Die Einführung der Marktkopplung in mehr als zwanzig Ländern, die 380 Millionen Kunden zugute kommt, ist nach wie vor das einzige Projekt dieser Art weltweit. Trotz seiner technischen Komplexität stand es 2019 kurz vor der Fertigstellung. Die nachstehenden Grafiken zeigen die Entwicklung der Ausweitung des EU-weiten Intraday- (d. h. kurzfristig) und Day-Ahead-Marktkopplungsprojekts (d. h. innerhalb von 24 Stunden). 2018 und 2019 waren besonders erfolgreiche Jahre, da sie die Einführung und Ausdehnung der einheitlichen Intraday-Kopplung auf die meisten EU-Länder und die Ausweitung des Day-Ahead-Kopplungsprojekts auf neue Gebiete mit sich brachten.

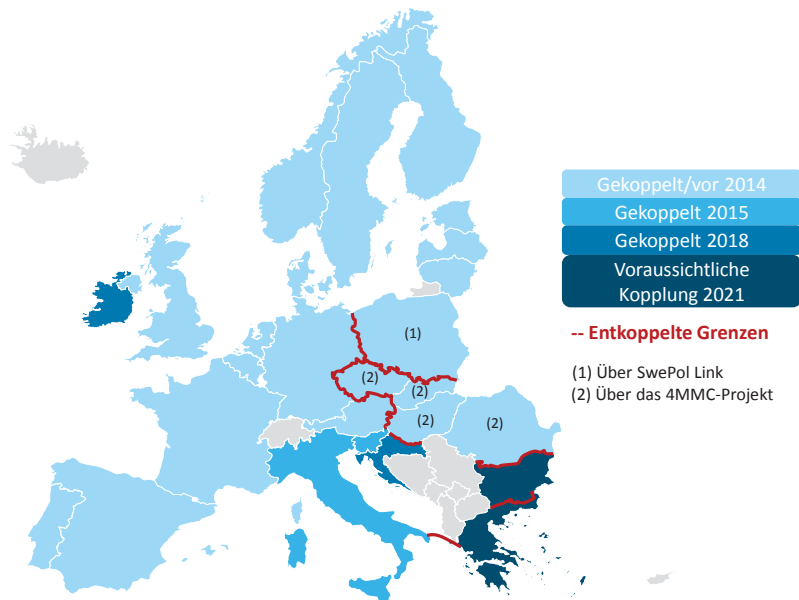
---

<sup>10</sup> Bei den Strom-Endgeschäften trug die Marktkopplung dazu bei, dass die Anzahl der Geschäfte, die in die richtige Richtung gehen, d. h. von niedrigpreisigen in höherpreisige Gebiete, von 60 % im Jahr 2010 auf 87 % im Jahr 2018 gestiegen ist. Damit wird ein erschwingliches Modell für die Energiewende geschaffen, durch das sichergestellt wird, dass der kostengünstigste Strom zum Nutzen der Verbraucher in ganz Europa geliefert werden kann.



**Abbildung 4: Geografische Erweiterungen der Intraday-Marktkopplung**

Quelle: GD ENER



**Abbildung 5: Geografische Erweiterungen der Day-Ahead-Marktkopplung**

Quelle: GD ENER

Mit der Ausweitung der Day-Ahead- und Intraday-Marktkopplung sind die europäischen Märkte und Stromsysteme zunehmend widerstandsfähiger, effizienter und liquider geworden und sind besser in der Lage, erneuerbare Energien zu geringeren Kosten zu integrieren.

### **2.2.2. Umfassende Harmonisierung der Regeln für Handel und Netzbetrieb durch Netzkodizes — eine neue Form der kollektiven EU-weiten Energieharmonisierung**

Die Einführung der Marktkopplung ist der sichtbarste Beleg dafür, dass mit der Umsetzung der Stromnetzkodizes erfolgreich begonnen wurde. Die acht Stromnetzkodizes wurden zwischen 2015 und 2018 verabschiedet, um verbleibende technische Hindernisse für den Stromhandel und den koordinierten Netzbetrieb durch einen schrittweisen Harmonisierungsprozess zu beseitigen<sup>11</sup>. Zu diesem Zweck bieten die Netzkodizes einen umfassenden Rahmen für die einheitliche Entwicklung gemeinsamer Harmonisierungsmethoden<sup>12</sup>. Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und Strombörsen sind gemäß den Netzkodizes verpflichtet, in einem bestimmten Bereich gemeinsame Harmonisierungsvorschläge zu erarbeiten (z. B. Marktkopplung oder koordinierter Netzbetrieb). Die nationalen Regulierungsbehörden (NRB) müssen dann diese gemeinsamen Harmonisierungsverfahren überprüfen und erforderlichenfalls neu formulieren und sie gemeinsam genehmigen. Bei Meinungsverschiedenheiten können sie mit qualifizierter Mehrheit entscheiden<sup>13</sup>.

Die Erfahrungen mit der Umsetzung der Netzkodizes und der Entwicklung der erforderlichen Methoden haben gezeigt, dass das neue Instrument und die Möglichkeit, mit qualifizierter Mehrheit zu entscheiden, *erhebliche Fortschritte* bei der Überwindung der bestehenden Fragmentierung des Marktes und des Netzbetriebs gebracht haben. Seit 2015 wurden im Rahmen

---

<sup>11</sup> Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (ABl. L 197 vom 25.7.2015, S. 24).

Verordnung (EU) 2016/1719 der Kommission vom 26. September 2016 zur Festlegung einer Leitlinie für die Vergabe langfristiger Kapazität (ABl. L 259 vom 27.9.2016, S. 42).

Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem (ABl. L 312 vom 28.11.2017, S. 6).

Verordnung (EU) 2017/2196 der Kommission vom 24. November 2017 zur Festlegung eines Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes (ABl. L 312 vom 28.11.2017, S. 54).

Verordnung (EU) 2016/1388 der Kommission vom 17. August 2016 zur Festlegung eines Netzkodex für den Lastanschluss (ABl. L 223 vom 18.8.2016, S. 10).

Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger (ABl. L 112 vom 27.4.2016, S. 1).

Verordnung (EU) 2016/1447 der Kommission vom 26. August 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme und nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen mit Gleichstromanbindung (ABl. L 241 vom 8.9.2016, S. 1).

Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (ABl. L 220 vom 25.8.2017, S. 1).

<sup>12</sup> Die verwendeten Netzkodizes beziehen sich auf „Grundsätze, Regeln oder Methoden“, die von Netzbetreibern oder Strombörsen entwickelt werden müssen.

<sup>13</sup> Bei Uneinigkeit über eine Methode entscheiden die NRB mithilfe der ACER mit einer Zweidrittelmehrheit.

des neuen kollektiven Harmonisierungsrahmens bereits mehr als 100 Methoden gemeinsam von den Regulierungsbehörden genehmigt.

In einigen Bereichen hat sich die Bereitstellung der erforderlichen Methoden jedoch verzögert. Dies ist insbesondere im Bereich der gemeinsamen Kapazitätsberechnung der Fall, wo einige Vorschläge für gemeinsame Methoden nicht innerhalb des erforderlichen Zeitrahmens eingereicht wurden und wo sich die Koordination zwischen den Regulierungsbehörden als besonders komplex erwies. Da die Vorteile der Beseitigung der Barrieren, die sich aus einer unkoordinierten Kapazitätsberechnung ergeben, für den Fortschritt im Elektrizitätsbinnenmarkt von besonderer Bedeutung sind<sup>14</sup>, wird die Kommission in enger Zusammenarbeit mit den NRB und der Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) wachsam bleiben in Bezug auf den Einsatz aller verfügbaren Durchsetzungsinstrumente, um Fortschritte bei der Annahme der erforderlichen koordinierten Methoden zu gewährleisten.

### **2.2.3. Paket „Saubere Energie für alle Europäer“: Fortschritte bei der Umgestaltung des Strommarkts**

Die Neugestaltung des Strommarkts, die als Teil des Pakets „Saubere Energie für alle Europäer“ angenommen wurde, stellt einen wichtigen Meilenstein für den Elektrizitätsbinnenmarkt dar. Nach der Annahme der Rechtsvorschriften wird ihr Erfolg jedoch davon abhängen, dass sie schnell und effektiv umgesetzt werden. Viele der Marktgestaltungsregeln sind in der Neufassung der Elektrizitätsverordnung<sup>15</sup> enthalten, die im Januar 2020 in Kraft getreten ist. Insbesondere sind inzwischen die Bestimmungen in Kraft, um den Markt für größere Anteile erneuerbarer Energien, dezentrale Erzeugung und nachfrageseitige Steuerung (Märkte mit kürzerer Laufzeit, volle Marktteilnahme für erneuerbare Energien und Speicherung usw.) zu rüsten und die erneuerbaren Energien für den Markt fit zu machen (Auslaufen der vorrangigen Einspeisung für neue Großanlagen und Einführung der vollen Bilanzkreisverantwortung). Darüber hinaus enthält die Neufassung der Elektrizitätsverordnung einige wichtige, aber komplexe Elemente bezüglich des grenzübergreifenden Handels und der Kapazitätsmechanismen.

#### **2.2.3.1 Aufhebung der Stromgrenzen — die „70 % -Regel“**

In den letzten Jahren hat sich der Elektrizitätsbinnenmarkt zunehmend integriert, wobei immer mehr Verbindungskapazitäten zwischen den Mitgliedstaaten aufgebaut wurden. Die Zusammenschaltung verbessert den Wettbewerb zum Nutzen der Verbraucher, trägt zu einer

---

<sup>14</sup> Siehe z.B. ACER, Monitoring report on the implementation of the CACM Regulation and the FCA Regulation (Monitoring-Bericht über die Umsetzung der CACM-Verordnung und der FCA-Verordnung) vom 31. Januar 2019, Seite 61 sowie Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2017 - Electricity Wholesale Markets Volume (Jahresbericht über die Ergebnisse der Überwachung der Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmärkte im Jahr 2017 - Volumen der Stromgroßhandelsmärkte), 18. Oktober 2018, Seite 46.

<sup>15</sup> Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (ABl. L 158 vom 14.6.2019, S. 54) („Neufassung der Elektrizitätsverordnung“).

sichereren Stromversorgung bei und unterstützt die Dekarbonisierung, da ihre Flexibilität es ermöglicht, die Komplementaritäten zwischen den unterschiedlichen Erzeugungsgemischen in ganz Europa, z. B. zwischen thermischer und variabler Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern, voll auszuschöpfen, und es den verschiedenen Gebieten ermöglicht, Systemdienste und Backup-Erzeugung gemeinsam zu nutzen.

Wie die ACER jedoch in ihren Marktüberwachungsberichten<sup>16</sup> regelmäßig berichtet hat, sind die an den Verbindungsleitungen physisch verfügbaren Kapazitäten in bestimmten Regionen **regelmäßig begrenzt**. Unzureichend genutzte Verbindungsleitungen verhindern, dass die Vorteile dieser Projekte vollständig auf die Verbraucher abgefiltert werden.

Der Hauptgrund für diese Einschränkungen ist die interne strukturelle Überlastung. **Strukturelle Netzengpässe** treten auf, wenn das interne Netz einer Bieterzone (oder Preiszone) nicht ausreicht, um Strom von seinem Erzeugungsort zum Verbrauchsort zu leiten. Dies kann dazu führen, dass stattdessen die Verbindungsleitungen und die Stromnetze der Nachbarn genutzt werden, um sicherzustellen, dass der Strom fließt. In diesem Fall wird dem Binnenhandel effektiv Vorrang vor grenzübergreifenden Geschäften eingeräumt, die im Binnenmarkt nicht stattfinden sollten. Dies steht in der Tat im Widerspruch zu mehreren Artikeln des EU-Vertrags, darunter Artikel 18 AEUV, der Diskriminierung verbietet. Ein solches Verhalten eines ÜNB verstößt möglicherweise auch gegen Artikel 102 AEUV, der den Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung verbietet. Bislang wurden potenzielle Verstöße gegen diese Regeln in erster Linie im Rahmen von Kartellfällen von der GD Wettbewerb untersucht, insbesondere im Fall 39351 – Schwedische Verbindungsleitungen ab 2010<sup>17</sup> und im Fall 40461 DE/DK-Verbindungsleitung ab 2019<sup>18</sup>.

In der Neufassung der Elektrizitätsverordnung, die im Rahmen des Pakets „Saubere Energie für alle Europäer“ ausgehandelt wurde, werden die wichtigsten Grundsätze bestätigt, auf denen die Regeln für den Stromhandel im Einklang mit dem EU-Vertrag beruhen: Maximierung und Nichtdiskriminierung. Diese Grundsätze, die bereits sowohl in Anhang 1 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009<sup>19</sup> als auch in der CACM-Leitlinie<sup>20</sup> enthalten sind, werden in Artikel 16 beibehalten und durch bestimmte zusätzliche Elemente ergänzt. Die Neufassung der Elektrizitätsverordnung bestätigt zwar erneut die Bedeutung der Verringerung interner struktureller Engpässe, führt aber auch ein **neues Mindestziel von 70 % für die Verbindungskapazitäten** ein, die für den grenzübergreifenden Stromhandel zur Verfügung

---

<sup>16</sup> Siehe Verweise auf die ACER-Monitoring-Berichte in der Fußnote 14.

<sup>17</sup> [https://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/case\\_details.cfm?proc\\_code=1\\_39351](https://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/case_details.cfm?proc_code=1_39351)

<sup>18</sup> [https://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/case\\_details.cfm?proc\\_code=1\\_40461](https://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/case_details.cfm?proc_code=1_40461)

<sup>19</sup> Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzübergreifenden Stromhandel (ABl. L 211 vom 14.8.2009, S. 15).

<sup>20</sup> Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (ABl. L 197 vom 25.7.2015, S. 24).



gestellt werden müssen<sup>21</sup>, während sie den Mitgliedstaaten Flexibilität bei der Wahl der Art und Weise lässt, wie sie dieses Ziel erreichen wollen. Die Mitgliedstaaten können möglicherweise ihr Netz erweitern, sich dafür entscheiden, ihre Gebotszonengrenzen neu zu konfigurieren, um strukturelle Engpässe besser widerzuspiegeln, oder einen Aktionsplan mit Netzinvestitionen verabschieden, um diese strukturellen Engpässe bis Ende 2025 zu beseitigen.

Obwohl die ÜNB bereits heute aufgrund des EU-Vertrags und der sektoralen Elektrizitätsvorschriften verpflichtet sind, die Verbindungskapazitäten voll auszuschöpfen, soll das „Saubere Energie für alle Europäer“-Paket<sup>22</sup> gewährleisten, dass spätestens Ende 2025 auf jeder einzelnen EU-Verbindungsleitung mindestens 70 % der Kapazität zur Verfügung stehen. Die neuen Rechtsvorschriften schaffen einen Ausgleich zwischen dem Ziel, den Handel durch die Einführung einer Zielvorgabe zu steigern, und stellen gleichzeitig sicher, dass die ÜNB über die Instrumente verfügen, die sie zur Aufrechterhaltung des sicheren Netzbetriebs benötigen.

### **2.2.3.2 Besser koordinierte und weniger schädliche Kapazitätsmechanismen**

In den letzten Jahren hat sich der europäische Strommarkt durch den rasanten Anstieg der variablen Stromerzeugung in Verbindung mit der sinkenden Stromnachfrage nach der Finanz- und Wirtschaftskrise 2008-2009 rasch gewandelt. Erzeuger von Strom aus variabler erneuerbarer Energie mit niedrigen Grenzkosten haben Wärmekraftwerke verdrängt oder die Betriebszeiten erheblich verkürzt. Gleichzeitig können thermische Anlagen, wie z.B. Gaskraftwerke, dem System wichtige Flexibilität verleihen. Diese Entwicklung hat bei einigen Interessenträgern und Regierungen Bedenken dahin gehend aufkommen lassen, ob das Stromnetz langfristig in der Lage sein wird, die Nachfrage zu decken. Als Reaktion darauf haben viele Mitgliedstaaten Kapazitätsmechanismen eingeführt, um eine angemessene Stromerzeugung zu erreichen.

---

<sup>21</sup> Die 70 % werden unter Berücksichtigung der sogenannten Grenzen der betrieblichen Sicherheit (im Allgemeinen verstanden als der maximale Fluss auf einer Verbindungsleitung) berechnet. Der einfachste Weg der Zielberechnung besteht darin zu kalkulieren, was die 30 % abdecken, d. h. die Obergrenze für die Abzüge, die die ÜNB für Ringflüsse, interne Flüsse und Zuverlässigkeitsmargen vornehmen können. Der Rest sollte dem regionalen Kapazitätsberechner für Handels- und Sicherheitsabzüge auf regionaler Ebene bei Bedarf zur Verfügung gestellt werden (z. B. um das (n-1)-Sicherheitskriterium im lastflussbasierten Prozess zu erfüllen). Es ist wichtig zu berücksichtigen, dass die ÜNB in diesem Rahmen stets die Kontrolle über das System behalten und in der Lage sind, alle erforderlichen Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Betriebssicherheit des Systems zu ergreifen.

<sup>22</sup> ACER hat eine Empfehlung herausgegeben, wie das neue 70 %-Ziel überwacht werden kann; siehe Empfehlung 01/2019:

[https://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Recommendations/ACER%20Recommendation%2001-2019.pdf](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Recommendations/ACER%20Recommendation%2001-2019.pdf); drei Mitgliedstaaten haben sich bisher für die Umsetzung eines Aktionsplans zur Verringerung interner Engpässe entschieden, während mehrere weitere eine Neukonfiguration ihrer Gebotszonengrenzen im Rahmen der aktuellen Überprüfung der Gebotszonengrenzen in Erwägung ziehen; siehe: Methodik zur Überprüfung der Gebotszonengrenzen von 2019 und Annahmen, wie sie den NRB vorgelegt wurden: <https://www.entsoe.eu/news/2019/10/07/bidding-zone-review-methodology-assumptions-and-configurations-submitted-to-nras/>



Kapazitätsmechanismen unterstützen Kraftwerke, damit sie bei Bedarf für die Stromerzeugung zur Verfügung stehen. Im Gegenzug ermöglichen die Mechanismen Zahlungen an diese Kraftwerke. Diese Kapazitätzahlungen kommen zu den Einnahmen hinzu, die Kraftwerke durch den Verkauf von Strom auf dem Strommarkt erzielen. Schlecht konzipierte Kapazitätsmechanismen können den Binnenmarkt stark verzerren<sup>23</sup>. Mit der Neufassung der Elektrizitätsverordnung wird ein neuer Rahmen für die Einführung und Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen geschaffen, um die Kommission bei der Durchsetzung des Beihilferechts zu unterstützen und bestehende Vorschriften über Kapazitätsmechanismen zu ergänzen.

Nach den neuen Vorschriften müssen Mitgliedstaaten mit Bedenken hinsichtlich der Angemessenheit, die auf der Grundlage der im Einklang mit der EU-weiten Methode für die Abschätzung der Angemessenheit durchgeführten Abschätzung der Angemessenheit ermittelt wurden, einen Umsetzungsplan (Marktreformplan) ausarbeiten und durchführen, in dem dargelegt wird, wie sie die Ursachen ihres Angemessenheitsproblems mit den Marktformen angehen wollen. Sie müssen diesen Plan der Kommission vorlegen, damit diese zur Frage Stellung nehmen kann, ob die vorgeschlagenen Marktformen zweckmäßig sind<sup>24</sup>. Es wurde ein Prozess zur Überwachung der Umsetzung dieser Reformen eingeführt<sup>25</sup>. Mit den neuen Vorschriften wird sichergestellt, dass bei der Gestaltung von Kapazitätsmechanismen deren Auswirkungen auf das Funktionieren des Marktes so gering wie möglich gehalten werden. Dies bedeutet, dass sie

- offen für die Teilnahme von Erzeugern jenseits der Grenze sein sollten;
- zeitlich beschränkt sind; und
- schrittweise abgeschafft werden, wenn die zugrunde liegenden Angemessenheitsprobleme gelöst sind.

Kapazitätsmechanismen sollten auch für alle Technologien, einschließlich erneuerbarer Energien, offen sein. Allerdings gibt es eine wichtige Bedingung: Kraftwerke, die an Kapazitätsmechanismen teilnehmen, dürfen nicht mehr als die Emissionsgrenze von 550 g CO<sub>2</sub>/kWh ausstoßen<sup>26</sup>. Dadurch wird sichergestellt, dass tatsächlich umweltschädliche Kraftwerke wie Kohlekraftwerke von den Mechanismen ausgeschlossen werden.

Inzwischen hat die Kommission Stellungnahmen zu sechs Marktreformplänen abgegeben<sup>27</sup>. Einige dieser Maßnahmen sind relativ konkret. So wird beispielsweise vorgeschlagen, die

---

<sup>23</sup> Siehe im Einzelnen die Mitteilung der Kommission „Vollendung des Elektrizitätsbinnenmarktes und optimale Nutzung staatlicher Interventionen“ vom 5.11.2013, C(2013) 7243 final.

<sup>24</sup> Artikel 20 Absatz 4 Neufassung der Elektrizitätsverordnung.

<sup>25</sup> Artikel 20 Absatz 6 Neufassung der Elektrizitätsverordnung.

<sup>26</sup> Artikel 22 der Neufassung der Elektrizitätsverordnung.

<sup>27</sup> Diese können über folgende Links abgerufen werden: [https://ec.europa.eu/energy/topics/markets-and-consumers/capacity-mechanisms\\_en#commission-opinions-and-consultations](https://ec.europa.eu/energy/topics/markets-and-consumers/capacity-mechanisms_en#commission-opinions-and-consultations)

regulierten Endkundenpreisregelungen auslaufen zu lassen (oder zumindest die Preisregulierung zu lockern), alle Preisbeschränkungen auf den Großhandelsmärkten abzuschaffen, den Wert der Systemreserven bei den Regelenergiepreisen zu berücksichtigen (die „Funktion für die Knappheitspreisbildung“) und den Verbund mit den Nachbarn auszubauen. Ein weiteres Maßnahmenbündel ist relativ offen, etwa die Beseitigung aller regulatorischen Verzerrungen oder die Ermöglichung einer nachfrageseitigen Beteiligung, der Eigenerzeugung und der Energieeffizienz.

Derzeit leisten die ACER, die nationalen NRB und ÜNB zusätzliche Arbeiten zur Umsetzung der neuen Rechtsvorschriften. Die ACER hat Methoden für eine dem neuesten Stand der Technik entsprechende Abschätzung der Angemessenheit, die Berechnung des Werts der Zahlungsbereitschaft für die Beibehaltung der Stromversorgung und des Zuverlässigkeitsstandards angenommen. Darüber hinaus entwickeln ACER und das Europäische Netz der Übertragungsnetzbetreiber (Strom) (ENTSO-E) auch eine Reihe von Methoden, um die grenzübergreifende Beteiligung an Kapazitätsmechanismen zu ermöglichen. Darüber hinaus hat die ACER Leitlinien zur Berechnung des CO<sub>2</sub>-Emissionsgrenzwerts herausgegeben<sup>28</sup>.

Mit den neuen Rechtsvorschriften soll ein koordinierter Ansatz für Kapazitätsmechanismen eingeführt werden, um sicherzustellen, dass sie den EU-Elektrizitätsbinnenmarkt nicht mehr als nötig verzerren und nicht dazu genutzt werden, notwendige Reformen in den Mitgliedstaaten zu ersetzen. Die neuen Rechtsvorschriften werden auch die Arbeit der Europäischen Kommission zur Durchsetzung staatlicher Beihilfen ergänzen, die weiterhin das wichtigste Instrument der EU sein wird, um sicherzustellen, dass die individuellen Kapazitätsmechanismen mit den Binnenmarktvorschriften in Einklang stehen. Schließlich sollen sie dazu beitragen, die Ziele der Versorgungssicherheit mit der Notwendigkeit der Energiewende in Einklang zu bringen.

### **2.2.3.3. Ordnungsgemäße Umsetzung der Entflechtungsvorschriften für die Speicherung**

Die Speicherung von elektrischer Energie mithilfe verschiedener Technologien (wie z. B. Pumpspeicherung, chemische Speicherung in Batterien oder Luftdruck) ist ein wichtiger Aspekt des Elektrizitätssystems. Angesichts des wachsenden Anteils variabler erneuerbarer Energien an der gesamten Stromerzeugung und der Fortschritte bei den verschiedenen Speichertechnologien wird die Speicherung voraussichtlich eine immer wichtigere Rolle auf dem Binnenmarkt spielen. Abgesehen von der herkömmlichen (Pump-) Wasserkraftspeicherung, die nach wie vor das wichtigste Reservoir für die Speicherung elektrischer Energie in der EU ist<sup>29</sup>, hat sich die

---

<sup>28</sup> [STELLUNGNAHME Nr. 22/2019 VON ACER vom 17. Dezember 2019 zur Berechnung der Werte der CO<sub>2</sub>-Emissionsgrenzwerte gemäß Artikel 22 Absatz 4 Buchstabe a der Verordnung \(EU\) 2019/943 vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt \(Neufassung\).](#)

<sup>29</sup> Study on energy storage – Contribution to the security of the electricity supply in Europe (Studie zur Energiespeicherung - Beitrag zur Sicherheit der Elektrizitätsversorgung in Europa), siehe [https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/a6eba083-932e-11ea-aac4-01aa75ed71a1/language-en?WT.mc\\_id=Searchresult&WT.ria\\_c=37085&WT.ria\\_f=3608&WT.ria\\_ev=search](https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/a6eba083-932e-11ea-aac4-01aa75ed71a1/language-en?WT.mc_id=Searchresult&WT.ria_c=37085&WT.ria_f=3608&WT.ria_ev=search)

chemische Speicherung in Batterien erheblich ausgeweitet und ist zu einem relevanten Marktfaktor geworden, insbesondere für Systemdienstleistungen wie die Bereitstellung von Regelleistungskapazität. Die EU unterstützt nachdrücklich die Entwicklung von Energiespeichertechnologien, damit sie zu einer Schlüsseltechnologie für den Erfolg der Energiewende werden. Der umfassende Governance-Rahmen der Energieunion und der strategische Aktionsplan für Batterien<sup>30</sup> waren wichtige Schritte, um zum Aufbau einer global integrierten, nachhaltigen und wettbewerbsfähigen industriellen Basis für Batterien beizutragen. Die erzielten Fortschritte wurden bewertet und in einem Bericht der Kommission zusammengefasst<sup>31</sup>.

Damit die Energiespeicherung ihr volles Potenzial in Bezug auf eine Reihe von Dienstleistungen und verschiedene Technologien entfalten kann, ist es wichtig, offene und wettbewerbsfähige Märkte für Energiespeicherdienste zu gewährleisten. Das Paket „Saubere Energie für alle Europäer“ enthält wichtige Grundsätze für die Nichtdiskriminierung in den Bereichen Speicherung, nachfrageseitige Steuerung und dezentrale Erzeugung, unter Ausschluss z. B. von Marktvorschriften, die konventionelle Stromerzeugung willkürlich begünstigen würden.

Eine wichtige Entscheidung, die in der Neufassung der Elektrizitätsrichtlinie getroffen wurde, bestand darin, Übertragungs- oder Verteilernetzbetreiber generell vom Besitz und Betrieb von Stromspeichersystemen auszuschließen. Die vollständige Entflechtung von Speicheranlagen zielt darauf ab, systemische Vorteile für Netzbetreiber anzugehen, die andernfalls ihre eigenen Vermögenswerte gegenüber Wettbewerbern bevorzugen könnten, z. B. durch die Beschaffung von Systemdienstleistungen in erster Linie aus eigenen Vermögenswerten. Dieses Risiko ist sogar noch größer als bei den meisten herkömmlichen Erzeugungsanlagen, da die Energiespeicherung (aufgrund ihrer hohen Flexibilität, aber begrenzten Speicherkapazität) häufig einen höheren Anteil der Einnahmen aus Systemdienstleistungen und nicht aus dem Direktverkauf von Strom auf dem Markt erzielen wird. Darüber hinaus könnten die Netzbetreiber die Entwicklung und den Betrieb des Systems so beeinflussen, dass der Bedarf an spezifischen Systemdiensten erhöht oder verringert wird. Die Eigeninteressen der Netzbetreiber an dem sich entwickelnden Markt für Energiespeicherung könnte daher ein erhebliches Hindernis für die Entwicklung dieses Marktes und für die Verwirklichung der Ziele der Energieunion darstellen.

Vor diesem Hintergrund schließen die Artikel 36 und 54 der Neufassung der Elektrizitätsrichtlinie die Verteilungs- und Übertragungsnetzbetreiber generell davon aus, Eigentümer von Energiespeicheranlagen zu sein, diese zu errichten, zu verwalten oder zu

---

<sup>30</sup> Anhang 2 zur Mitteilung „Europa in Bewegung - Nachhaltige Mobilität für Europa: sicher, vernetzt und umweltfreundlich“  
COM(2018) 293 final.

<sup>31</sup> Bericht der Kommission zur Umsetzung des strategischen Aktionsplans für Batterien: Aufbau einer strategischen Wertschöpfungskette für Batterien, COM(2019) 176 final.

betreiben. In der Neufassung der Elektrizitätsrichtlinie sind jedoch in zwei Fällen Ausnahmen von dieser Regel vorgesehen.

Erstens können die Netzbetreiber vorbehaltlich der Genehmigung durch die NRB Eigentümer von vollständig integrierten Netzkomponenten sein und diese betreiben. Diese Ausnahme gilt für Systemkomponenten, die traditionell Teil von Stromübertragungs- oder -verteilungssystemen waren, wie z. B. in Umspannwerke integrierte Kondensatoren.

Zweitens kann ein Ausschreibungsverfahren durchgeführt werden, wenn eine Energiespeicheranlage als erforderlich anerkannt wird, um den effizienten, zuverlässigen und sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten, diese aber nicht für den Kauf oder Verkauf von Strom genutzt wird. Wenn sich im Rahmen eines offenen, transparenten und diskriminierungsfreien Ausschreibungsverfahrens herausstellt, dass andere Parteien nicht bereit oder in der Lage sind, diese Dienstleistungen zu vertretbaren Kosten und rechtzeitig zu erbringen, kann die NRB dem Netzbetreiber die Genehmigung erteilen, Eigentümer und Betreiber einer Energiespeicheranlage zu sein. Wurde eine Ausnahme gewährt, so wird die Fähigkeit des Marktes, diese Dienstleistungen zu erbringen, regelmäßig überprüft, um auf lange Sicht die Tätigkeit des Netzbetreibers in diesem Bereich schrittweise einzustellen.

Diese Ausnahmemöglichkeit verleiht den nationalen Regulierungsbehörden eine wichtige Rolle und verpflichtet sie, Anträge auf Gewährung von Ausnahmen genau zu prüfen. Es ist wichtig, dass Ausnahmen nicht zur Norm werden und auf außergewöhnliche Umstände beschränkt bleiben, damit innovative und effiziente Energiespeicherdienste in einem wettbewerbsorientierten Markt entwickelt werden können. Die Kommission wird die Regulierungsbehörden bei dieser Aufgabe unterstützen und die Umsetzung genau überwachen.

### **3. Großhandelsmärkte für Gas**

Gegenwärtig werden in der EU jährlich etwa 5000 TWh Erdgas verbraucht, was etwa 95 % des gesamten heutigen Bedarfs an gasförmigen Brennstoffen ausmacht. Auf sie entfallen rund 25 % des gesamten Energieverbrauchs in der EU, darunter etwa 20 % der Stromerzeugung in der EU und 39 % der Wärmeerzeugung. Gasförmige Brennstoffe sind ein wichtiger Input für industrielle Prozesse, sowohl als Energieträger als auch als Ausgangsstoff. Gase sind eine Quelle der Flexibilität für ein Energiesystem, das zunehmend auf der Erzeugung variabler erneuerbarer Energiesysteme beruht, und werden zusammen mit erneuerbaren Energieträgern nach und nach sowohl Kohle als auch Öl ersetzen.

Gut funktionierende und liquide Märkte für gasförmige Brennstoffe spielen eine entscheidende Rolle bei der Verwirklichung der Umweltziele des europäischen Grünen Deals<sup>32</sup>, der die Dekarbonisierung des Gassektors mittels eines zukunftsorientierten Konzepts für

---

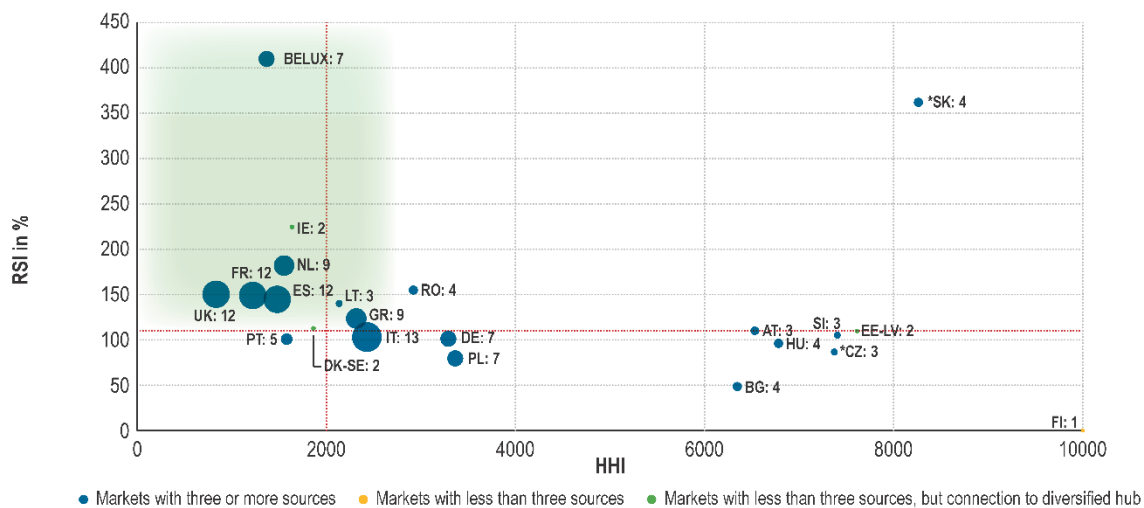
<sup>32</sup> Mitteilung der Kommission - Der europäische Grüne Deal, COM(2019) 640 final („europäischer Grüner Deal“).

wettbewerbsorientierte dekarbonisierte Gasmärkte vorsieht. Gut funktionierende Märkte sind auch eine Voraussetzung für die Sicherstellung erschwinglicher Energie für die Verbraucher, der Wettbewerbsfähigkeit der Industrie und der Versorgungssicherheit.

### 3.1. Schlüsselindikatoren Konzentration, Liquidität und Konvergenz

Die Großhandelsmärkte für Gas haben sich in den letzten Jahren gut entwickelt. Die an den Erdgas-Hubs gehandelten Volumina stiegen 2019 auf ein Allzeithoch. Dieser Trend setzte sich auch 2020 fort, wobei auf den europäischen Gas-Hubs im ersten Quartal 2020 ein Anstieg um 32 % gegenüber dem Vorjahr verzeichnet wurde (bis zu 5010 TWh). Der Anstieg im Jahr 2020 ist in erster Linie auf die zunehmende Absicherungsaktivität auf den Märkten zurückzuführen, da die Preise volatiler wurden und sich die Kontraktpreisdifferenzen auch infolge der COVID-19-Krise vergrößerten. Die niederländische Title Transfer Facility (TTF) entwickelt sich zu einer Benchmark auch für international gehandeltes Flüssigerdgas (Liquified Natural Gas, LNG)<sup>33</sup>.

Auch die Konnektivität und der Zugang zu verschiedenen Gasquellen verbessern sich weiter. Nur drei Märkte hatten Zugang zu weniger als drei Bezugsquellen. Zwei davon (Irland, Dänemark – Schweden) sind jedoch mit einem diversifizierten Hub verbunden und schneiden auch beim Herfindahl-Hirschmann-Index (HHI) und beim Restversorgungsindex (RSI) gut ab. Damit bleiben nur die lettischen, estnischen und finnischen Märkte unter dem Indikator für das Mindestgaszielmodell.

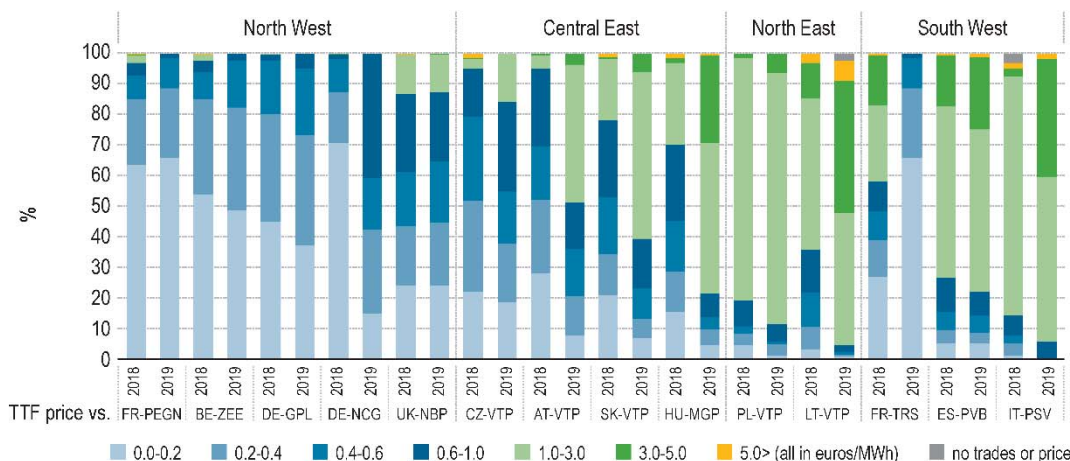


**Abbildung 6 Überblick über die Bezugsquellen nach AGTM-Marktgesundheitskennzahlen (Upstream-Unternehmen RSI, HHI und Anzahl der Versorgungsquellen) - 2019**

<sup>33</sup> [European Commission Quarterly Report on European Gas Markets Q1/2020 \(Quartalsbericht der Europäischen Kommission über die europäischen Gasmärkte Q1/2020\)](#).

Quelle: Berechnung der ACER auf der Grundlage der Kapazitätsdaten des Europäischen Netzes der Fernleitungsnetzbetreiber (Gas) (ENTSOG), Eurostat und NRB.

Die Preiskonvergenz hat sich in den letzten Jahren verbessert und war in Nordwesteuropa am höchsten. Auf europäischer Ebene ging sie jedoch 2019 zurück und wies an mehr Tagen im Jahresverlauf größere Preisunterschiede zwischen den Märkten auf. Dies könnte auf die insgesamt hohe Gaspreisdynamik im Jahr 2019 zurückgeführt werden<sup>34</sup>.



**Abbildung 7: DA Preiskonvergenz zwischen TTF und ausgewählten EU-Hubs – 2017-2019 – % der Handelstage innerhalb einer bestimmten Preisspanne**

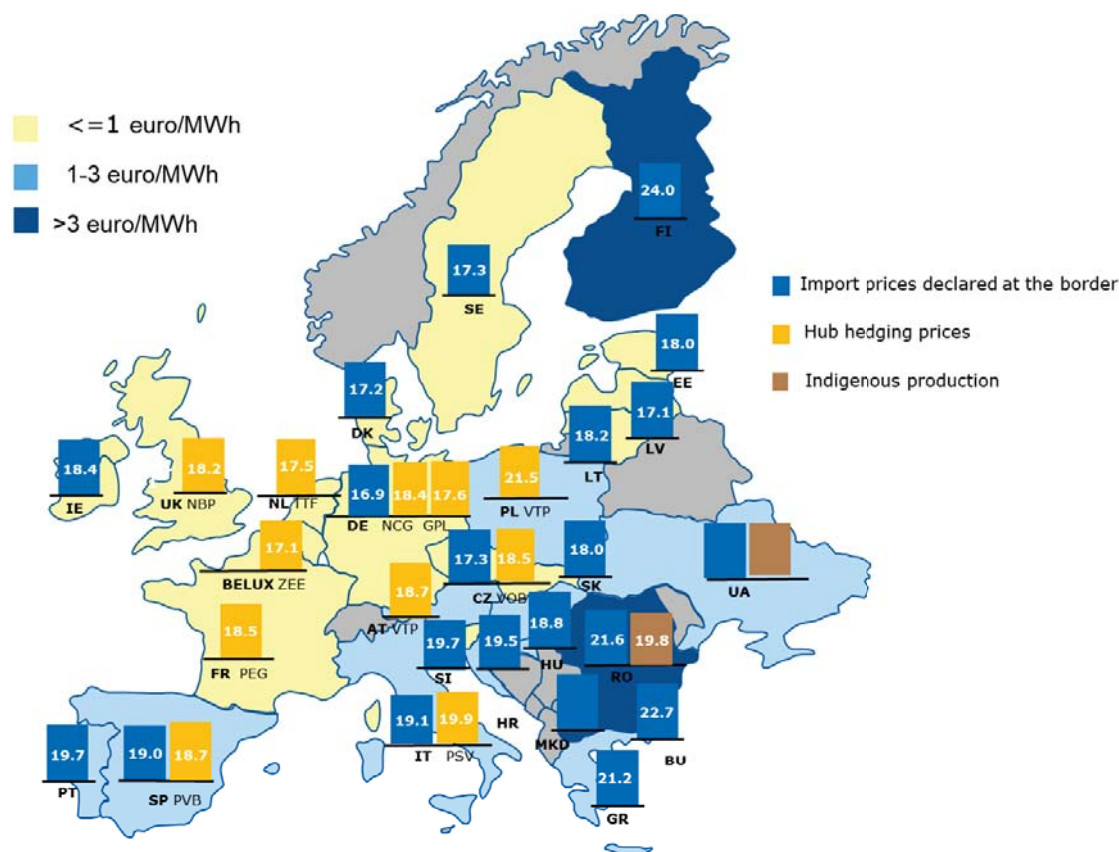
Quelle: ACER-Berechnung auf der Grundlage von Preisdaten von Platts und ICIS Heren.

Erläuterungen: Die Preisspannen in Euro/MWh werden als absolute Preisdifferenz zwischen Hub-Paaren berechnet, unabhängig von Rabatten oder Aufschlägen.

Die Beschaffungskosten für die Gasversorgung gingen 2019 in den meisten Mitgliedstaaten erheblich zurück. Dies führte zu einer deutlich niedrigeren Gaseinfuhrrechnung für die EU. Schätzungen für 2019 zufolge belaufen sich die Gaseinfuhren der EU auf insgesamt 69 Mrd. EUR, was einem Rückgang von fast 30 % entspricht und die Auswirkungen sinkender Einfuhrpreise widerspiegelt.

<sup>34</sup> Siehe [European Commission quarterly gas market monitoring report for more details \(Vierteljährlicher Bericht der Europäischen Kommission zur Überwachung des Gasmarktes\)](#) für weitere Details.





**Abbildung 8: Geschätzte durchschnittliche Gasbeschaffungskosten der Lieferanten im Jahr 2019 durch die EU-Mitgliedstaaten und die Vertragsparteien der Energiegemeinschaft und Delta mit TTF-Absicherungspreisen – Euro/MWh**

Quelle: ACER-Berechnung auf der Grundlage von Eurostat Comext, ICIS und NRB sowohl der EU-Mitgliedstaaten als auch der Stromnetzwerkkodizes-Vertragspartner.

Hinweis: Die Einfuhrpreise für AT, NL, FR und PL konnten nicht ermittelt werden.

## 3.2. Wichtige regulatorische Entwicklungen

### 3.2.1. Marktfusionen

Mit dem Gaszielmodell soll die Segmentierung des Binnenmarkts überwunden werden, die unter anderem durch die angewandten Einspeise-/Auspeisetarife und damit verbundene Kumulierung<sup>35</sup> sowie durch schrittweise, freiwillige und Bottom-up-Marktfusionen verursacht wird. Die Erfahrung zeigt, dass grenzübergreifende Marktfusionen nicht ohne Weiteres zustande kommen. Je tiefer die Integration ist, desto größer ist die Notwendigkeit, sich auf harmonisierte

<sup>35</sup> Anhäufung von Tarifen, die von Händlern zu zahlen sind, wenn Gas über mehrere Grenzen transportiert wird.

Regeln zu einigen, was eine vollständige Marktfusion zu einem komplexen Unterfangen macht. Bisher gibt es kein einziges Beispiel für eine vollständige länderübergreifende Verschmelzung in der EU. Es gibt jedoch einige laufende Versuche. Der Rechtsrahmen für die regionale Zusammenarbeit und Integration in den Gasmarkt ist im Vergleich zum Strommarkt relativ schwach. Derzeit gibt es keine Bestimmungen, die den Prozess von Marktfusionen systematisch steuern oder vorschreiben und die regionale Marktintegration erleichtern würden.

### 3.2.2. Gasnetzcodizes

Das dritte Energiepaket bildet die Rechtsgrundlage für detailliertere gemeinsame europäische Vorschriften in Form von Gasnetzcodizes und Rahmenleitlinien mit dem Ziel, die verschiedenen Prozesse der Energiemärkte und -systeme zu harmonisieren und zu koordinieren. Seit Inkrafttreten der Verordnung (EG) Nr. 715/2009<sup>36</sup> im Jahr 2011 wurden fünf Netzkodizes und Leitlinien verabschiedet, die Kapazitätszuweisungsmechanismen (CAM NC<sup>37</sup>), Regeln für den Gasausgleich (BAL NC<sup>38</sup>), Engpassmanagementverfahren (CMP-Leitlinie<sup>39</sup>), Interoperabilität zwischen Gasnetzen (IO NC<sup>40</sup>) und Fernleitungsentgeltstrukturen (TAR NC<sup>41</sup>) betreffen. Die Harmonisierung dieser technischen Vorschriften hat sowohl das Funktionieren des Marktes auf nationaler Ebene (insbesondere BAL NC) verbessert als auch den Verbund der nationalen Gasmärkte weiter vorangetrieben. Insbesondere hat CAM NC das Verfahren und den Zeitplan für die Buchung von Übertragungskapazität vollständig harmonisiert, was den Wettbewerb und die Zugänglichkeit der nationalen Märkte fördert. Die kürzlich angenommene TAR NC hat umfangreiche Veröffentlichungspflichten zu den Gastarifparametern und -berechnungen eingeführt, die den Netznutzern in der gesamten EU zusätzliche Transparenz und Vorhersehbarkeit der Tarife bieten und gleichzeitig mögliche Tarifaufreißer hervorheben. Während die Umsetzung der Netzkodizes in den Mitgliedstaaten<sup>42</sup> weit fortgeschritten ist, ist die weitere Durchsetzung dieser Vorschriften durch die Kommission nach wie vor von entscheidender Bedeutung für die Vollendung des Energiebinnenmarkts.

---

<sup>36</sup> Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen (ABl. L 211 vom 14.8.2009, S. 36).

<sup>37</sup> Verordnung (EU) 2017/459 zur Einführung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisungsmechanismen in Fernleitungsnetzen, (ABl. L 72 vom 17.3.2017, S. 1).

<sup>38</sup> Verordnung (EU) Nr. 312/2014 zur Festlegung eines Netzkodex für die Gasbilanzierung in Fernleitungsnetzen (ABl. L 91 vom 27.3.2014, S. 15).

<sup>39</sup> Guidance on best practices for congestion management procedures in natural gas transmission networks (Leitfaden zu bewährten Praktiken für Engpassmanagementverfahren in Erdgasfernleitungsnetzen), SWD(2014) 250.

<sup>40</sup> Verordnung (EU) 2015/703 zur Festlegung eines Netzkodex mit Vorschriften für die Interoperabilität und den Datenaustausch (ABl. L 113 vom 1.5.2015, S. 13).

<sup>41</sup> Verordnung (EU) 2017/460 zur Festlegung eines Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen (ABl. L 72 vom 17.3.2017, S. 29).

<sup>42</sup> Vgl. ACER-Durchführungsberichte zu einzelnen Netzkodizes unter [https://acer.europa.eu/Official\\_documents/Publications/Pages/Publication.aspx](https://acer.europa.eu/Official_documents/Publications/Pages/Publication.aspx).



### 3.3. Dekarbonisierung des Gassektors

In der EU-Strategie für die Integration des Energiesystems<sup>43</sup> und der Wasserstoffstrategie<sup>44</sup>, die die Kommission im Sommer 2020 angenommen hat, wird dargelegt, wie die Energiemärkte zur Verwirklichung der Ziele des europäischen Grünen Deals, einschließlich der Dekarbonisierung der Gaserzeugung und des Gasverbrauchs, die für den Übergang zur Klimaneutralität erforderlich sind, beitragen könnten.

Um eine kosteneffiziente Dekarbonisierung zu ermöglichen, wird in der Strategie zur Integration des Energiesystems angekündigt, *„den Rechtsrahmen für den Gasmarkt zu überprüfen, damit er dazu beiträgt, dass die Nutzung von Gas aus erneuerbaren Quellen gefördert wird, die Verbraucher gestärkt werden und gleichzeitig ein integrierter, liquider und interoperabler EU-Binnenmarkt für Gas gewährleistet ist.“*

Während erneuerbarer und kohlenstoffarmer Wasserstoff derzeit das Kernthema der Integration des Energiesystems ist, spielen andere erneuerbare und kohlenstoffarme Gase wie Biomethan bereits heute eine wichtige Rolle im Energiesektor.

#### 3.3.1. Integration von Biomethan und Kleinerzeugern

Derzeit sind Biogas und Biomethan<sup>45</sup> mit jährlich etwa 17 Mrd. m<sup>3</sup> die wichtigste Erzeugung erneuerbarer Gase in der EU. Im Jahr 2015<sup>46</sup> gab es mehr als 17 000 Biogasanlagen, und etwa 500 Biomethan-Anlagen in der EU sind an das Gasnetz angeschlossen. Biogas wird hauptsächlich zur Erzeugung von Elektrizität und Wärme verwendet, oft im Rahmen von Förderprogrammen<sup>47</sup>. Sobald die Förderprogramme auslaufen, können bestehende Biogasanlagen beschließen, in die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan zu investieren, um es in das Gasnetz einzuspeisen<sup>48</sup>. Investitionen in neue Anlagen dürften die Biogas- und Biomethanerzeugung erheblich steigern.

---

<sup>43</sup> Mitteilung der Kommission - Förderung einer klimaneutralen Wirtschaft: Eine EU-Strategie zur Integration des Energiesystems COM(2020) 299 final („Strategie zur Integration des Energiesystems“).

<sup>44</sup> Mitteilung der Kommission – Eine Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa, COM(2020) 301 final („Wasserstoffstrategie“).

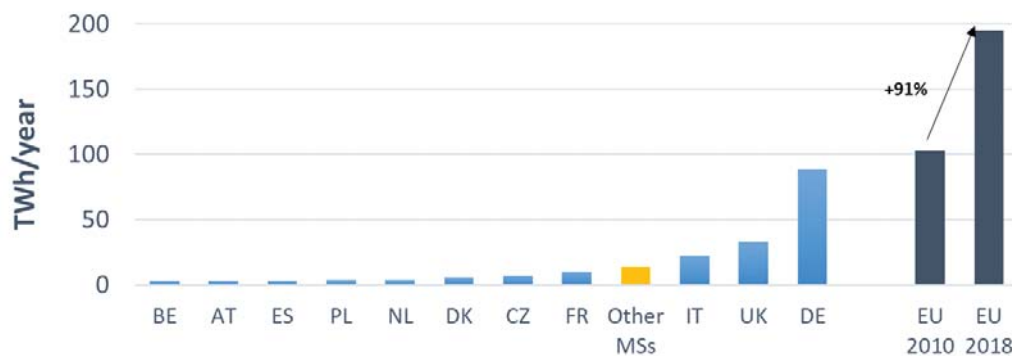
<sup>45</sup> Biogas besteht zu etwa 60 % aus Methan, zu 40 % aus CO<sub>2</sub> sowie einigen Verunreinigungen. Die Aufrüstung von Biogas auf Biomethan-Niveau erfordert die Entfernung von CO<sub>2</sub> und Verunreinigungen. Gelegentlich wird argumentiert, dass die Nutzung und vor allem die Speicherung des bei der Erzeugung von Biomethan aus Biogas entstehenden CO<sub>2</sub> „negative“ Emissionen verursacht.

<sup>46</sup> Eingehende Analyse zur Unterstützung der COM(2018) 773: Ein sauberer Planet für alle — Eine europäische strategische, langfristige Vision für eine wohlhabende, moderne, wettbewerbsfähige und klimaneutrale Wirtschaft. Kapitel 4.2.

<sup>47</sup> Dies ist sowohl auf Subventionsprogramme als auch auf zusätzliche Kosten im Falle einer Aufrüstung auf Biomethan zur Netzeinspeisung zurückzuführen.

<sup>48</sup> Laut ÖSTERREICHISCHER VEREINIGUNG FÜR DAS GAS- UND WASSERFACH (2019) und ihrem Bericht „Kostenbetrachtung der Einbindung existierender Biogasanlagen in das österreichische Gasnetz“ könnten 74 von 301 Biogasanlagen in Österreich mit einer voraussichtlichen Investition von 100 Mio. EUR mit einer Einspeisung von 16 813 Nm<sup>3</sup>/h angeschlossen werden.

Die große Mehrheit der heute 500 Biomethan-Anlagen ist auf Verteilungsebene angeschlossen. In der Praxis erfordert die Einspeisung auf der Verteilungsebene den Verbrauch durch Nutzer, die an dieses lokale Netz angeschlossen sind. In Fällen von Überversorgung auf Verteilungsebene und ohne Möglichkeit, Gas aus der Verteilung in die Fernleitungsebene zu speisen, wird Biomethanherzeugern der Zugang zu Großhandelsmärkten und grenzübergreifendem Handel verwehrt. Dies könnte die gleichen Wettbewerbsbedingungen gegenüber anderen Gaserzeugern verzerren und ein Hindernis für den künftigen Ausbau der erneuerbaren Gaserzeugung darstellen.



**Abbildung 9: Entwicklung der Biogas- und Biomethanherzeugung in der EU – 2010-2018 – TWh/Jahr**

*Quelle: ACER-Berechnung auf der Grundlage von Eurostat.*

### 3.3.2. Fragen der Gasqualität

Die Integration der wachsenden Mengen an Biomethan und Flüssigerdgas und ein gewisses Interesse der Mitgliedstaaten an der Vermischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz stellen neue Herausforderungen für den Betrieb der Gasnetze dar. Es ergeben sich Probleme in Bezug auf die Gasqualität sowohl auf der Übertragungs- als auch auf der Verteilungsebene, die sich auf die Auslegung der Gasinfrastruktur, der Endnutzeranwendungen und der grenzübergreifenden Interoperabilität der Systeme auswirken können.

Vorschriften über die Gasqualität, d. h. über die chemischen und physikalischen Eigenschaften von Gasen, gewährleisten die Integrität und Sicherheit sowohl der Gasinfrastruktur als auch der Endgeräte (z. B. Gasturbinen in der Stromerzeugung, Industrieöfen). Gleichzeitig ist es von wesentlicher Bedeutung, dass die Gasqualitätsspezifikationen die Erzeugung und den Transport erneuerbarer und dekarbonisierter Gase an die Verbraucher nicht behindern. In der Vergangenheit entwickelten die Mitgliedstaaten nationale Gasqualitätsstandards<sup>49</sup> auf der

<sup>49</sup> Eine Gasqualitätsspezifikation beschreibt akzeptable Grenzwerte für verschiedene Eigenschaften eines Gases, um die Sicherheit und Integrität der Infrastruktur zu gewährleisten und negative Auswirkungen auf bestimmte Anwendungen zu verhindern. Normen implizieren die Festlegung der Breite der Grenzen der wichtigsten Parameter

Grundlage der relativ stabilen Qualität ihrer historischen Gasquellen<sup>50</sup>. Für den Fall, dass Probleme im Zusammenhang mit dem grenzübergreifenden Handel aufgrund von Unterschieden bei der Gasqualität oder deren Spezifikationen in den Mitgliedstaaten auftreten, wird im Kodex für Interoperabilität und Datenaustausch<sup>51</sup> ein Streitbeilegungsmechanismus festgelegt. Dieser Mechanismus beschränkt sich jedoch auf grenzübergreifende Kopplungspunkte und beruht auf allgemeinen, hochrangigen Grundsätzen der ACER-Streitbeilegung. Abgesehen von voneinander abweichenden nationalen Gasqualitätsnormen gibt es eine Norm des Europäischen Komitees für Normung (CEN) für H-Gasqualität (EN 16726:2015<sup>52</sup>), in der die akzeptable Bandbreite für eine Reihe relevanter Parameter festgelegt wird. Diese CEN-Gasqualitätsnorm ist jedoch nicht verbindlich und enthält nicht den Wobbe-Index, der ein Schlüsselindikator für die Austauschbarkeit verschiedener Gase ist. Um sicherzustellen, dass dieser wichtige Parameter in die H-Gas-Norm aufgenommen wird, forderte die Kommission das CEN auf, einen akzeptablen Bereich und eine akzeptable Änderungsrate für den Wobbe-Index in der EU vorzuschlagen<sup>53</sup>. Dieser CEN-Prozess ist noch nicht abgeschlossen.

### **3.3.3. Vorbereitung des Marktes und der Infrastruktur für Wasserstoff**

Wasserstoff genießt eine neue und rasch wachsende Aufmerksamkeit, da er eine Lösung für die Dekarbonisierung von industriellen Prozessen und Wirtschaftszweigen bietet, in denen die Verringerung der Kohlendioxidemissionen dringend und schwer zu erreichen ist. Das dritte Energiepaket gilt zwar für alle Gase, die sicher in das Gasnetz eingespeist werden können, nicht jedoch für Netze, in denen reiner Wasserstoff befördert wird. Die Wasserstoffstrategie legt die Vision der Kommission dar, die schrittweise Entwicklung einer stärker auf Wasserstoff basierenden EU-Wirtschaft zu unterstützen, und sieht unter anderem eine Überarbeitung der geltenden EU-Rechtsvorschriften für die Gasmärkte vor.

Die Infrastrukturnutzung hat insbesondere bei LNG-Terminals zugenommen. Die höhere Auslastung von LNG-Terminals spiegelt die Wettbewerbsposition von LNG gegenüber Leitungsgas wider.

---

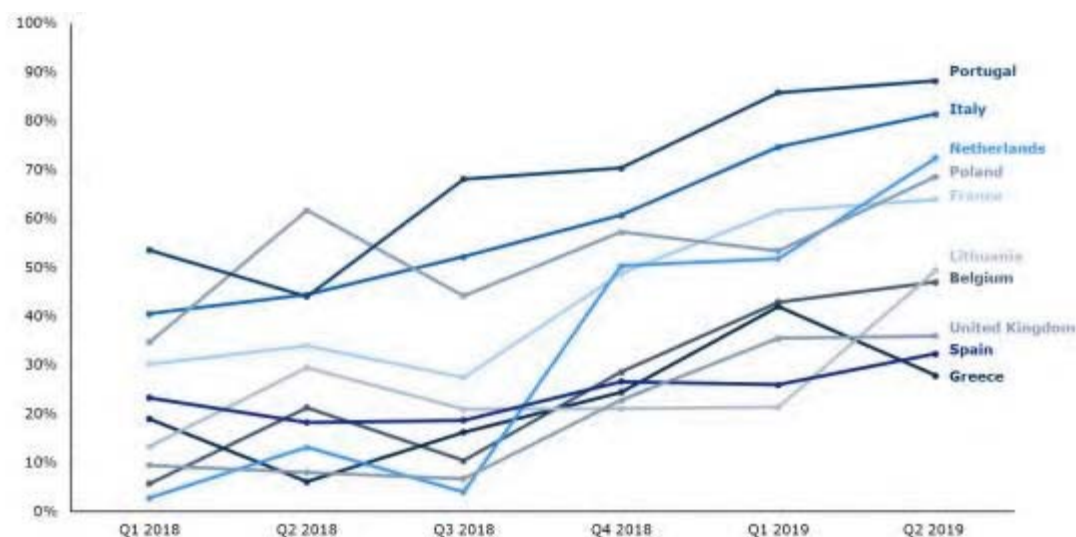
für die Gasqualität. Durch weite Grenzen wird die Beschaffung von Gasen (d. h. von verschiedenen Produktionsstandorten, erneuerbaren Gasen, Wasserstoff) flexibel gehandhabt, während enge Grenzen gewährleisten, dass die Eigenschaften des von einem Endnutzer verbrauchten Gases vollständig definiert sind und einen sicheren Betrieb und eine sichere Prozessoptimierung ermöglichen.

<sup>50</sup> Die Erdgasquellen sind in den einzelnen Mitgliedstaaten stabil, unterscheiden sich jedoch bei einem Vergleich innerhalb der EU, einschließlich der einheimischen Gaserzeugung (Haupterzeuger sind das Vereinigte Königreich, die Niederlande, Rumänien, Deutschland und Dänemark), Pipelinegas aus Russland und Norwegen sowie aus Nordafrika, LNG aus Katar, Russland und den USA. Die Vielfalt der verschiedenen Gasquellen, die nach Europa fließen, bedeutet auch eine entsprechende Vielfalt an Gasqualitäten. Aktuelle Detaildaten siehe Quartalsbericht der GD Energie über die europäischen Gasmärkte, Band 14, Q4 2019.

<sup>51</sup> Verordnung (EU) 2015/703 der Kommission vom 30. April 2015 zur Festlegung eines Netzkodex mit Vorschriften für die Interoperabilität und den Datenaustausch (ABl. L 113 vom 1.5.2015, S. 13).

<sup>52</sup> Diese Norm wurde auf der Grundlage des Mandats M/400 der Europäischen Kommission für die Qualität von H-Gas entwickelt.

<sup>53</sup> Durch Erweiterung des Normierungsmandats M/400.



**Abbildung 10: Tägliche Ausspeisungsraten in EU-Ländern mit funktionierenden LNG-Terminals**

Quelle: Abbildung 6 der [Trinomics Study on Gas market upgrading and modernisation – Regulatory framework for LNG terminal \(Trinomics-Studie zur Aufrüstung und Modernisierung des Gasmarktes – Regelungsrahmen für LNG-Terminals\)](#), Mai 2020

Gemäß der Verordnung (EU) Nr. 347/2013 (TEN-E-Verordnung)<sup>54</sup> sind die ENTSOs (Gas und Strom) verpflichtet, gemeinsame Szenarien für ihre Zehnjahresnetzentwicklungspläne (TYNDPs) zu verwenden. Die ENTSOs haben bei der Entwicklung dieser Szenarien für den TYNDP 2020 zusammengearbeitet. Die Szenario-Arbeiten dienen nicht nur der Erprobung des künftigen Bedarfs an Strom- und Gasinfrastrukturen und -projekten, sondern erfassen auch die Wechselwirkungen zwischen den Gas- und Elektrizitätssystemen zur Bewertung der Infrastruktur eines hybriden Energiesystems.

In der Strategie zur Integration des Energiesystems wurde die Überprüfung des Anwendungsbereichs und der Governance des TYNDP als Schlüsselmaßnahme ermittelt, um im Rahmen der Überarbeitung der TEN-E-Verordnung (2020) und anderer einschlägiger Rechtsvorschriften (2021) die vollständige Übereinstimmung mit den Dekarbonisierungszielen der EU und der sektorübergreifenden Infrastrukturplanung sicherzustellen.

<sup>54</sup> Verordnung (EU) Nr. 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. April 2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur (ABl. L 115 vom 25.4.2013, S. 39).

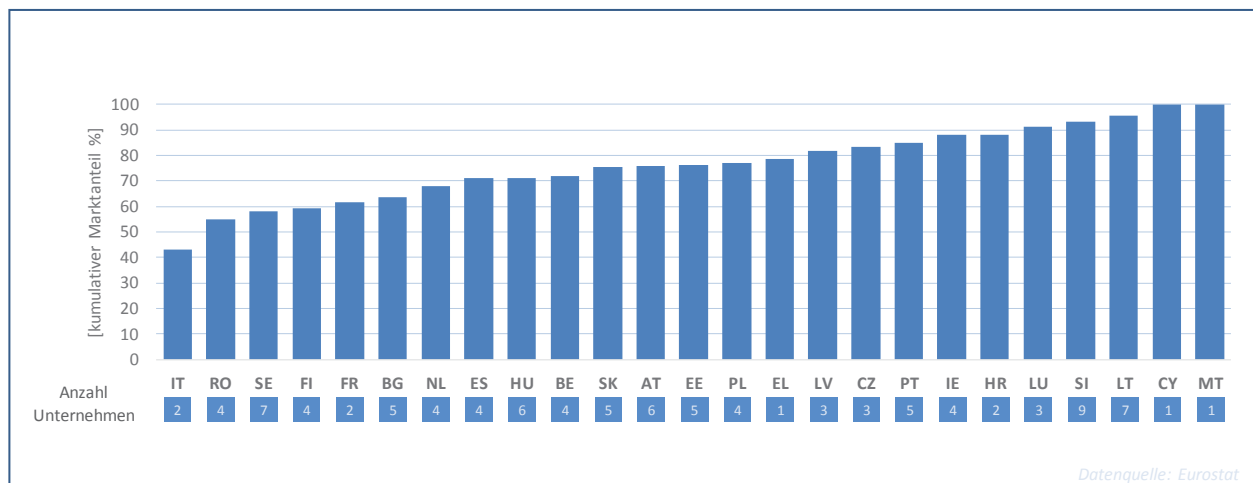
## 4. Endkundenmärkte

### 4.1. Marktkonzentration

#### 4.1.1. Strom

Was den Strommarkt betrifft, so haben die größten Stromversorger in der EU Anteile am Endkundenmarkt verloren. 2018 sank der Anteil der größten Stromversorger in 16 Mitgliedstaaten im Vergleich zu 2017. Andererseits ging die Zahl der Stromversorger in 13 Mitgliedstaaten zurück und stieg lediglich in neun Mitgliedstaaten an, und die Marktkonzentration nahm in sechs Mitgliedstaaten zu.

In Tschechien, Griechenland, Portugal, der Slowakei und Spanien stieg die Zahl der Stromversorger an, während die größten Marktteilnehmer Marktanteile verloren. Dies ist ein Hinweis auf eine größere Auswahl und mehr Wettbewerb für die Verbraucher. In Belgien, Estland, Finnland, Litauen und Schweden ging die Zahl der Einzelhändler zurück, und der Marktanteil der Hauptakteure stieg. In Zypern, Griechenland und Malta gibt es immer noch lediglich einen Stromversorger auf dem Markt. In Kroatien teilen sich zwei Hauptakteure 88 % des Marktes untereinander auf.



**Abbildung 11: Größte Stromversorger und ihre kumulativen Marktanteile im Jahr 2018**

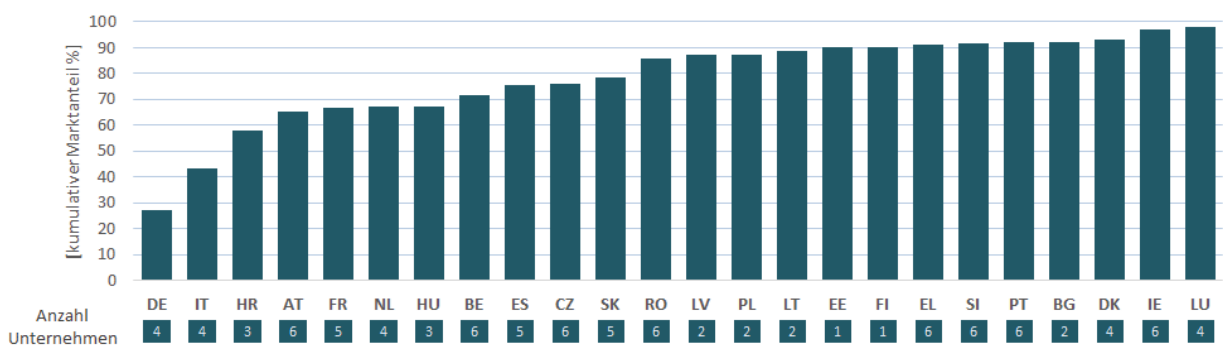
*Quelle: Länderdatenblätter der GD ENER auf der Grundlage von Eurostat-Erhebungen zu [Strommarktindikatoren](#).*

#### 4.1.2. Erdgas

Was die Gasmärkte betrifft, so haben die wichtigsten Versorger 2018 Marktanteile in 13 Mitgliedstaaten verloren und lediglich in neun Mitgliedstaaten an Boden gewonnen. Andererseits ging die Zahl der Gasversorger in 14 Mitgliedstaaten zurück und stieg lediglich in sechs an.

In Österreich, Lettland und Litauen stieg die Zahl der Stromversorger an, während die größten Marktteilnehmer Marktanteile verloren. Auch in Ungarn büßten die marktbeherrschenden Unternehmen Marktanteile ein, die Zahl der Marktteilnehmer blieb jedoch unverändert. In Estland deckte der größte Einzelhändler immer noch 90 % des Marktes ab. In Italien, Polen und dem Vereinigten Königreich nahm die Marktkonzentration zu, und die Zahl der Versorger sank, während die größten Marktteilnehmer Marktanteile hinzugewannen.

In Bulgarien, Lettland, Litauen und Polen teilen sich lediglich jeweils zwei Unternehmen den größten Anteil am Endkundenmarkt. Dagegen gibt es in Österreich, Belgien, Tschechien, Griechenland, Irland, Portugal, Rumänien und Slowenien mindestens sechs Hauptakteure.

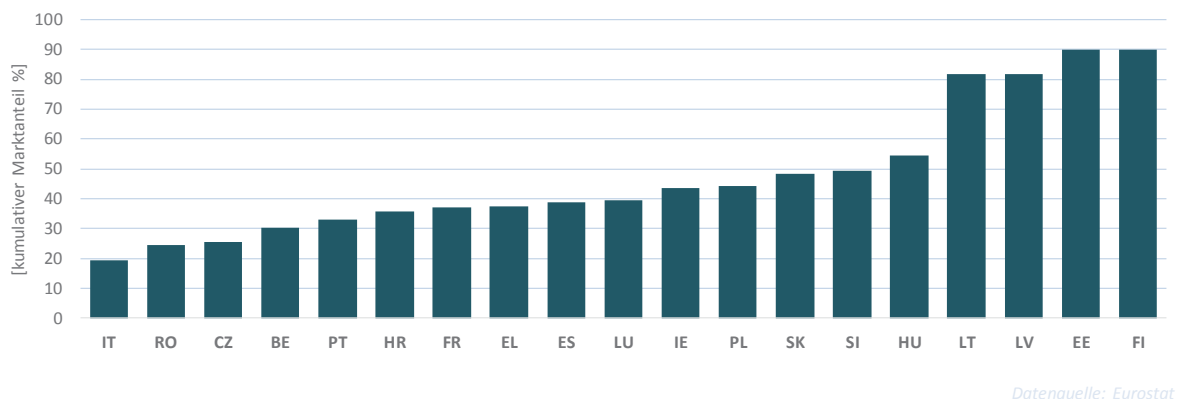


Datenquelle: Eurostat

**Abbildung 12: Größte Gasversorger und ihre kumulativen Marktanteile im Jahr 2018**

Quelle: Länderdatenblätter der GD ENER auf der Grundlage von Eurostat-Erhebungen zu [Erdgasmarktindikatoren](#).

In Estland und auf dem isolierten finnischen Markt dominiert nach wie vor nur ein Versorger. Die größten Gasversorger teilen sich den Großteil des Marktes in Lettland und Litauen auf. Andererseits hält das größte Unternehmen in Belgien, Tschechien, Italien und Rumänien nicht mehr als 30 % des Marktes.



**Abbildung 13: Marktanteil der größten Erdgasversorger im Jahr 2018**

Quelle: Länderdatenblätter der GD ENER auf der Grundlage von Eurostat-Erhebungen zu [Erdgasmarktindikatoren](#).

## 4.2. Endkundenpreise (einschließlich Preiskomponenten)

### 4.2.1. Strompreise

Die Fortschritte beim Energiebinnenmarkt wurden fortgesetzt, soweit die Unterschiede zwischen den Energiekomponenten in den einzelnen Mitgliedstaaten geringer wurden. Seit 2010 sind sie für Privathaushalte und industrielle Verbraucher um 14 % bzw. 9 % geringer<sup>55</sup>. Dies trug zu einer zunehmenden Konvergenz der gesamten Endkundenpreise bei, die seit 2016 zu beobachten ist. Die Konvergenz ging jedoch mit einem langfristigen Anstieg der Endkundenpreise für Strom einher. Zwischen 2017 und 2019 stieg der durchschnittliche Einzelhandelspreis für Privathaushalte in den EU-27 um 4 % und setzte seinen seit 2010 verzeichneten Aufwärtstrend fort<sup>56</sup>.

Die Strompreise für Privathaushalte lagen zwischen 98 EUR/MWh in Bulgarien und EUR 295/MWh in Dänemark. Der Durchschnittspreis für die EU-28 betrug 217 EUR/MWh<sup>57</sup>. Dänemark und Deutschland hatten die höchsten Steuerkomponenten von fast 190 EUR bzw. 156 EUR/MWh, die mehr als die Hälfte des gesamten Endkundenpreises im Jahr 2019

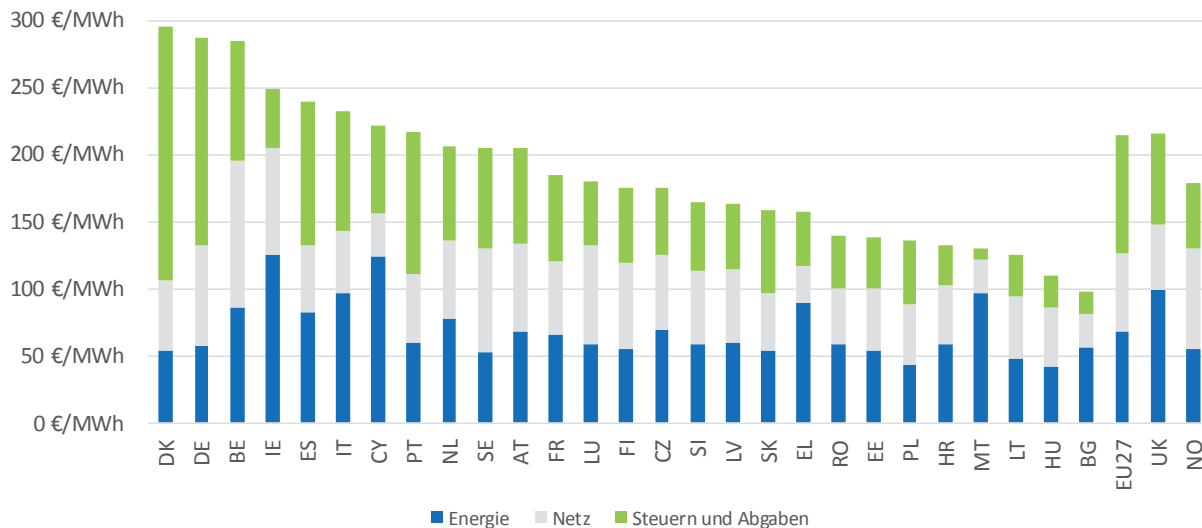
<sup>55</sup> Arbeitsunterlage der Kommissionsdienststellen zum Bericht der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen, Energy prices and costs in Europe, (Energiepreise und Energiekosten in Europa), SWD(2020) 951.

<sup>56</sup> Arbeitsunterlage der Kommissionsdienststellen, Energy Prices and Costs in Europe (Energiepreise und Energiekosten in Europa).

<sup>57</sup> Arbeitsunterlage der Kommissionsdienststellen, Energy Prices and Costs in Europe (Energiepreise und Energiekosten in Europa).



ausmachen. Im Durchschnitt dominieren Preiskomponenten, die nicht das Ergebnis des Wettbewerbs sind, aber von den Regulierungsbehörden festgelegt werden (z. B. regulierte Netzentgelte, Steuern und Abgaben), nach wie vor den Endkundenpreis. Dies behindert die Bemühungen, die Verbraucher in die Lage zu versetzen, sich aktiv am Strommarkt zu beteiligen, z. B. durch Anpassung ihrer Nachfrage oder durch Aktivierung der Eigenerzeugung, wobei die Unterschiede zwischen Angebot und Nachfrage genutzt werden<sup>58</sup>. Die niedrigsten Steuern auf elektrischen Strom, sowohl absolut als auch relativ gesehen, wurden in Malta ermittelt (8 EUR/MWh)<sup>59</sup>. Belgien verzeichnete 2019 mit 109 EUR/MWh die höchste Netzkomponente. Am anderen Ende des Spektrums verzeichneten Malta und Bulgarien die niedrigsten Netzentgelte (25 EUR/MWh)<sup>60</sup>. Die größten Energiekomponenten wurden in den Inselformen Irlands (125 EUR/MWh), Zypern (124 EUR/MWh) und Malta (97 EUR/MWh) gemeldet. Die niedrigsten Werte der Energiekomponente wurden in Ungarn (42 EUR/MWh) und Polen (43 EUR/MWh), den Märkten mit ausgeprägter Preisregulierung, verzeichnet<sup>61</sup>.



**Abbildung 14 Haushaltsstrompreise in der EU im Jahr 2019 (Gleichstrom-Frequenzband)**

Quelle: Report on Energy prices and costs in Europe (Bericht über Energiepreise und -kosten in Europa), COM(2020) 951.

<sup>58</sup> Siehe in diesem Zusammenhang auch Erwägungsgrund 38 der Elektrizitätsrichtlinie 2019/944: „Um den Nutzen und die Wirksamkeit dynamischer Stromtarife zu maximieren, sollten die Mitgliedstaaten das Potential dafür prüfen, den Anteil der Festpreisbestandteile an den Stromabrechnungen dynamischer zu gestalten oder zu verringern, und sollten angemessene Maßnahmen ergreifen, soweit solches Potenzial besteht.“

<sup>59</sup> Arbeitsunterlage der Kommissionsdienststellen, Energy Prices and Costs in Europe (Energiepreise und Energiekosten in Europa).

<sup>60</sup> Arbeitsunterlage der Kommissionsdienststellen, Energy Prices and Costs in Europe (Energiepreise und Energiekosten in Europa).

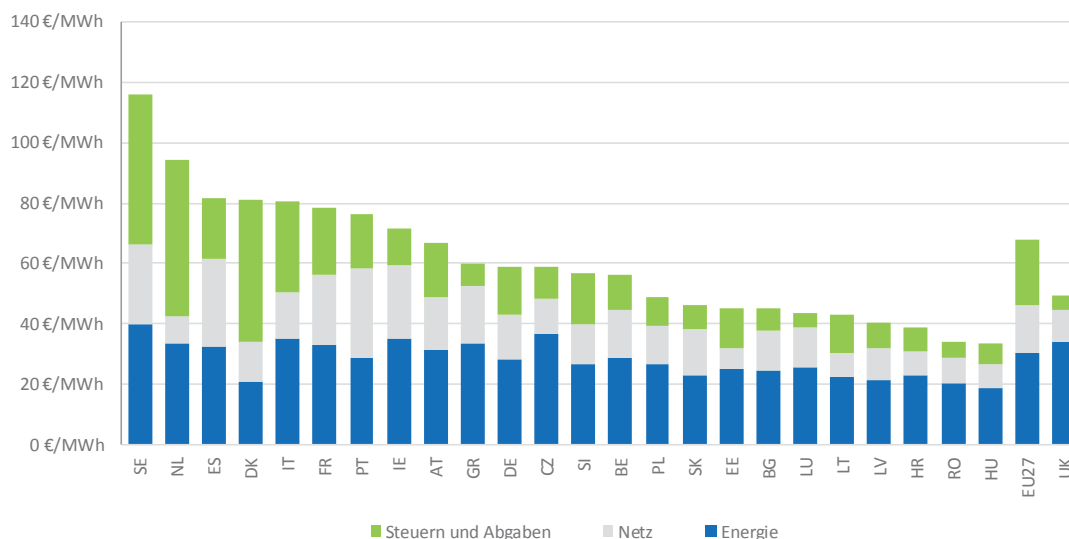
<sup>61</sup> Arbeitsunterlage der Kommissionsdienststellen, Energy Prices and Costs in Europe (Energiepreise und Energiekosten in Europa).



## 4.2.2. Gaspreise

Auch die Preisentwicklung auf dem Gasmarkt zeigt, dass bei der Umsetzung des Binnenmarktes Fortschritte erzielt wurden. Die Gaspreise für Haushalte stiegen zwischen 2010 und 2019 jährlich um 2,1 %, während die Preise für industrielle Kunden auf mittlerem Niveau nur geringfügig um 0,1 % stiegen und die Preise für große Industriekunden um 1,3 % sanken<sup>62</sup>.

Die Gaspreise für Haushaltskunden lagen zwischen 33 EUR/MWh in Ungarn und 116 EUR/MWh in Schweden<sup>63</sup>. In Dänemark war der Anteil der Energiekomponente am niedrigsten (knapp 26 % im Jahr 2019), während der Anteil der Steuern am höchsten war (41 EUR/MWh)<sup>64</sup>. Die Verbraucher in Luxemburg hatten die geringsten Ausgaben für Steuern und Abgaben. Die höchsten Netzkosten für die Erdgaspreise der privaten Haushalte wurden 2019 in Portugal gemeldet<sup>65</sup>.



**Abbildung 15: Gaspreise für Haushalte im Jahr 2019 (Gleichstrom-Frequenzband)**

<sup>62</sup> Arbeitsunterlage der Kommissionsdienststellen, Energy Prices and Costs in Europe (Energiepreise und Energiekosten in Europa).

<sup>63</sup> Arbeitsunterlage der Kommissionsdienststellen, Energy Prices and Costs in Europe (Energiepreise und Energiekosten in Europa).

<sup>64</sup> Arbeitsunterlage der Kommissionsdienststellen, Energy Prices and Costs in Europe (Energiepreise und Energiekosten in Europa).

<sup>65</sup> Arbeitsunterlage der Kommissionsdienststellen, Energy Prices and Costs in Europe (Energiepreise und Energiekosten in Europa).

Quelle: *Report on Energy prices and costs in Europe (Bericht über Energiepreise und -kosten in Europa)*, COM(2020) 951.

### **4.3. Staatliche Eingriffe in die Endkundenpreise für Strom und Gas**

Im Jahr 2018 meldeten 14 Länder eine direkte Intervention in den Mechanismus zur Festsetzung der Endkundenpreise für Strom im Haushaltssegment. Für das gewerbliche Segment meldeten acht Länder solche Mechanismen. Bei den Gaspreisen meldeten elf Länder Interventionen im Haushaltssegment und fünf im gewerblichen Segment<sup>66</sup>. Im gewerblichen Segment des Energiemarkts waren deutliche Fortschritte zu verzeichnen, da sowohl das Gas- als auch das Stromvolumen durch regulierte Preise zurückgegangen sind. Auf der anderen Seite waren die Fortschritte im Haushaltssegment sehr begrenzt.

#### **4.3.1. Das Haushaltssegment**

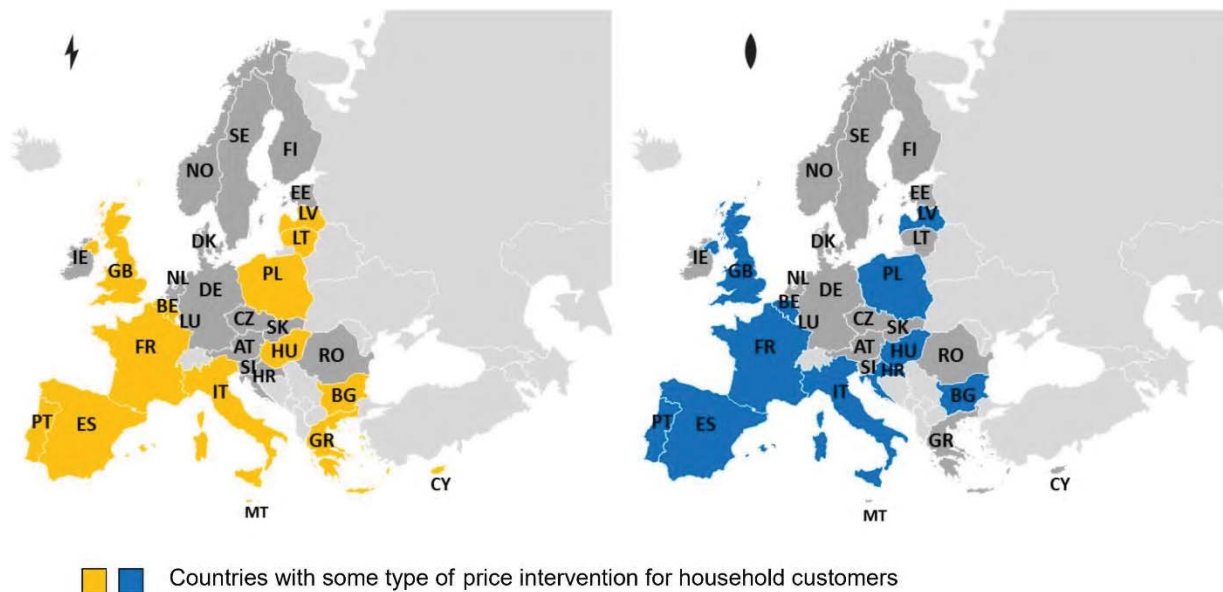
Die Endkundenpreisregulierung für Strom für Haushalte galt für Haushalte in neun Ländern (Bulgarien, Zypern, Frankreich, Ungarn, Litauen, Malta, Spanien, Polen und Portugal)<sup>67</sup> und für Gas in acht Ländern (Bulgarien, Kroatien, Frankreich, Ungarn, Lettland, Polen, Portugal und Spanien). Im Vereinigten Königreich und in Belgien betraf die Preisintervention nur die besonderen Preismechanismen für schutzbedürftige Kunden.

In Bulgarien, Litauen und Malta (Strom) sowie in Bulgarien und Polen (Gas) werden 100 % der Haushalte im Rahmen eines Preisinterventionsmechanismus beliefert. In Ungarn und Polen liegt der Anteil der Haushalte, die im Rahmen einer Preisintervention beliefert werden, bei über 90 % im Stromsektor; derselbe Anteil entfällt in Kroatien und Ungarn auf den Gassektor.

---

<sup>66</sup> Monitoring Report on the Performance of European Retail Markets in 2018 (Monitoring-Bericht über die Leistung der europäischen Einzelhandelsmärkte im Jahr 2018), CEER-Bericht, Ref.: C19-MRM-99-02 4. November 2019, S. 53 [Monitoring-Bericht des CEER, 2018].

<sup>67</sup> CEER-Monitoring-Bericht 2018, S. 55.



**Abbildung 16: Preisintervention für Strom und Gas im Jahr 2018 (Haushalte)**

*Quelle: Monitoring Report on the Performance of European Retail Markets in 2018  
(Monitoring-Bericht über die Leistung der europäischen Einzelhandelsmärkte im Jahr 2018),  
CEER-Bericht.*

#### 4.3.2. Das gewerbliche Segment

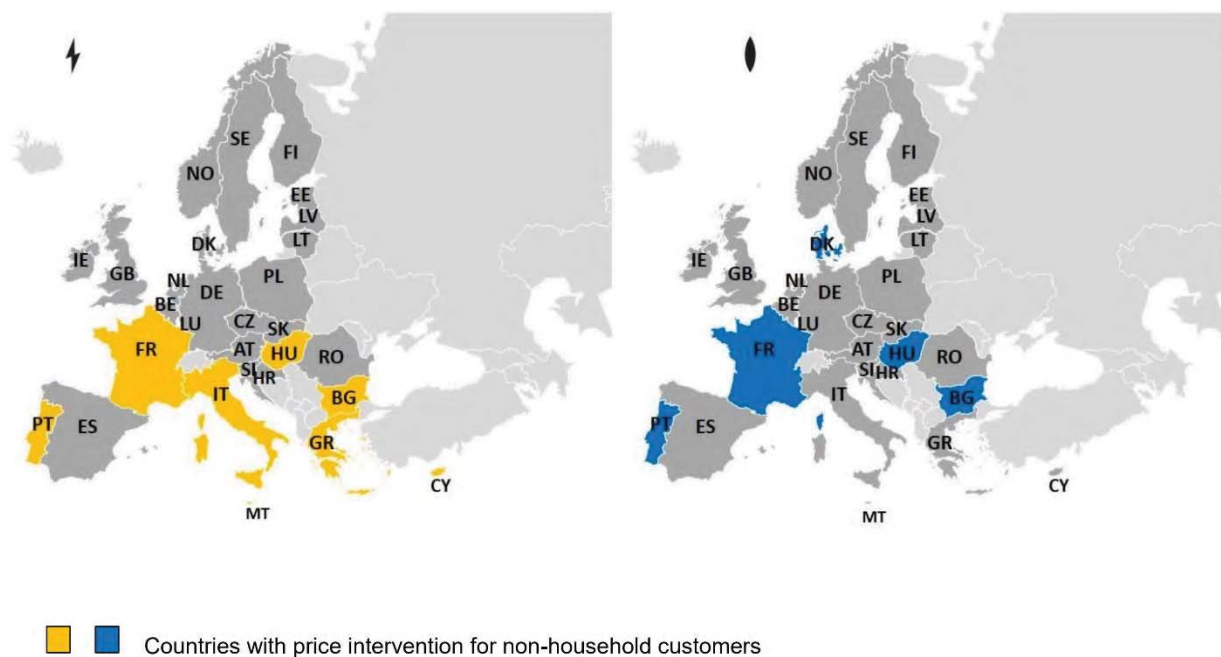
Die Endkundenpreise für Strom wurden in sechs Ländern (Bulgarien, Zypern, Frankreich, Ungarn, Malta und Portugal) und die Preise für Gas in vier Ländern (Bulgarien, Frankreich, Ungarn und Portugal) reguliert<sup>68</sup>. In Zypern und Malta wurden alle gewerblichen Stromverbraucher zu regulierten Preisen beliefert. In den anderen vier Ländern zahlten weniger als 10 % der gewerblichen Nutzer regulierte Preise<sup>69</sup>. In allen Ländern ist der Anteil der gewerblichen Kunden, für die regulierte Preise gelten, zurückgegangen.

Was die Gaspreise betrifft, so wurden in Bulgarien alle gewerblichen Kunden zu regulierten Preisen beliefert. Andererseits war der regulierte Verbrauch in Portugal und Frankreich vernachlässigbar<sup>70</sup>. Was den Stromsektor betrifft, so ist der Anteil des zu regulierten Preisen verbrauchten Gases in der Tarifgruppe für gewerbliche Kunden zurückgegangen.

<sup>68</sup> CEER-Monitoring-Bericht 2018, S. 60.

<sup>69</sup> CEER-Monitoring-Bericht 2018, S. 60.

<sup>70</sup> CEER-Monitoring-Bericht 2018, S. 61.



**Abbildung 17: Preisintervention für Strom und Gas im Jahr 2018 (gewerblich)**

*Quelle: Monitoring Report on the Performance of European Retail Markets in 2018 (Monitoring-Bericht über die Leistung der europäischen Einzelhandelsmärkte im Jahr 2018), CEER-Bericht.*

#### 4.4. Schutz und Stärkung der Verbraucher

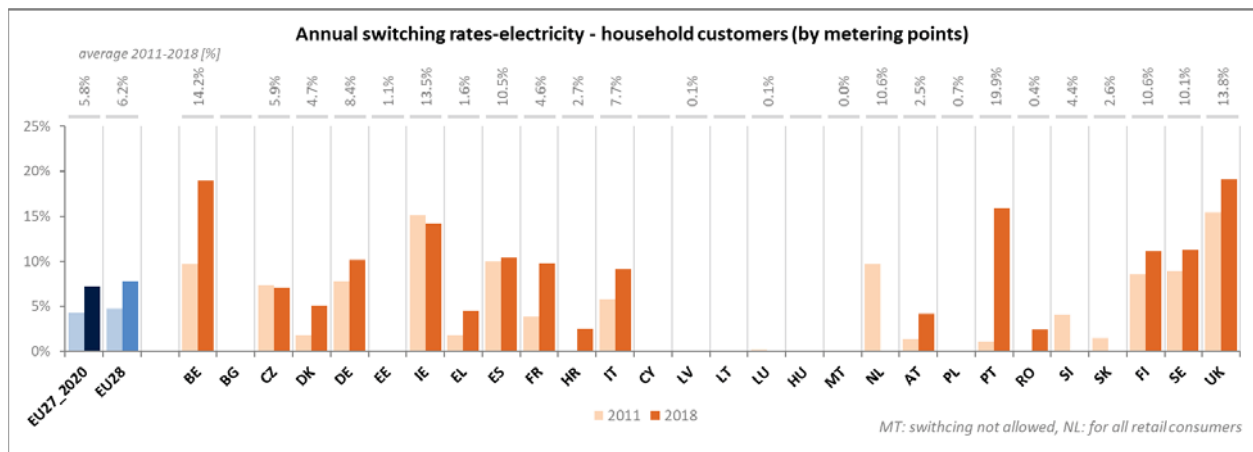
Mit der Neufassung der Elektrizitätsrichtlinie, die 2019 als Teil des Pakets „Saubere Energie für alle Europäer“ angenommen wurde, soll ein wettbewerbsfähiger, verbraucherorientierter, flexibler und diskriminierungsfreier EU-Strommarkt sichergestellt werden. Sie stellt den Verbraucher in den Mittelpunkt der Energiewende und stärkt die Verbraucherrechte weiter, darunter die aktive Beteiligung am Energiemarkt, kürzere Wechselzeiten, Zugang zu Preisvergleichsinstrumenten und intelligenten Zählern sowie verständlichere und häufigere Energierechnungen.

Die Neufassung der Elektrizitätsrichtlinie ermöglicht es den Verbrauchern auch, sich aktiv am Energiemarkt zu beteiligen, indem sie ihre eigene Energie zu Hause erzeugen und verkaufen. Dies kann das Elektrizitätssystem dramatisch verändern, obwohl es in einigen Mitgliedstaaten bereits Privathaushalte gibt, die Strom zu Hause erzeugen und verbrauchen — hauptsächlich über Photovoltaik-Paneele<sup>71</sup>. Trotz der verstärkten Nutzung von Photovoltaik-Paneeelen blieb die

<sup>71</sup> [ACER Market Monitoring Report 2018 – Consumer Empowerment, Volume, 2019 \(ACER Marktbeobachtungsbericht 2018 – Befähigung der Verbraucher, Volumen, 2019\)](#), S. 30.

Beteiligung der Verbraucher am Energiemarkt jedoch vor der Annahme der Neufassung der Elektrizitätsrichtlinie gering<sup>72</sup>.

Die Neufassung der Elektrizitätsrichtlinie zielt darauf ab, den Anbieterwechsel zu erleichtern und zu beschleunigen. Sie ermöglicht es den Verbrauchern, innerhalb von drei Wochen den Stromversorger zu wechseln. Bis 2026 wird dies innerhalb von 24 Stunden möglich sein. Der Wechsel des Anbieters ist kostenlos, außer bei vorzeitiger Beendigung befristeter Verträge. In den meisten Mitgliedstaaten betrug die gesetzliche Höchstdauer eines Strom- und Gasanbieterwechsels drei Wochen oder 15/18 Arbeitstage (laut Daten aus dem Jahr 2018). In einigen Ländern waren die tatsächlichen Wechselzeiten jedoch immer noch länger<sup>73</sup>. Ein Wechsel innerhalb von 24 Stunden war nur in Italien möglich<sup>74</sup>. Insgesamt ist die Zahl der privaten Haushalte, die den Gas- und Stromanbieter wechseln, im Jahr 2018 in den meisten Mitgliedstaaten gestiegen. Bei Strom wurde in drei Ländern kein oder fast kein Wechsel gemeldet, während zwei Länder nur einen Versorger hatten und ein Wechsel daher nicht möglich war<sup>75</sup>.



**Abbildung 18: Jährliche Wechselraten – Strom – Haushaltskunden (nach Zählpunkten)**

Quelle: CEER Monitoring Report on the Performance of European Retail Markets (CEER-Monitoring-Bericht über die Leistung der europäischen Einzelhandelsmärkte)<sup>76</sup>.

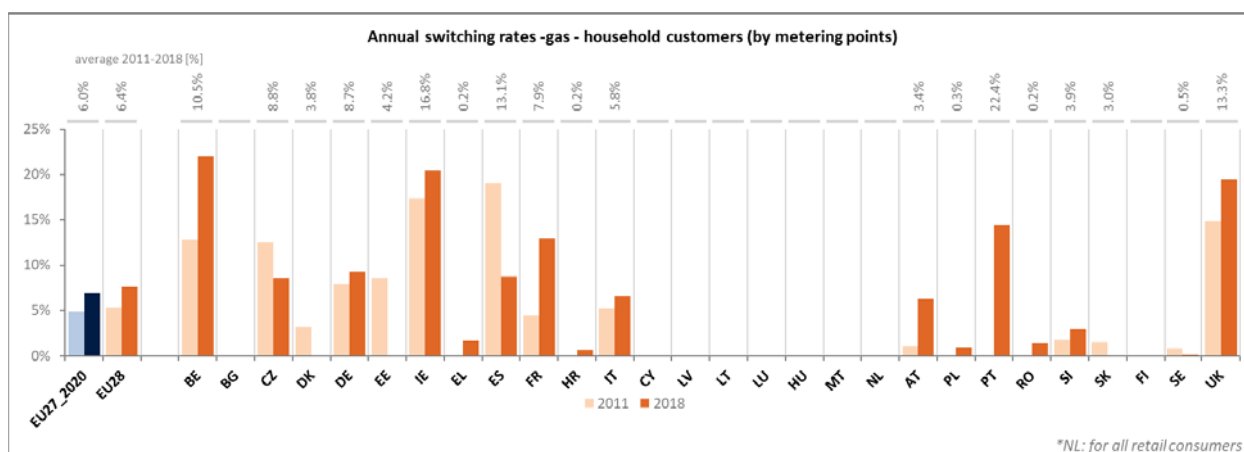
<sup>72</sup> Einem Bericht aus dem Jahr 2018 zufolge berichteten lediglich 13 NRB über den Einsatz von PV-Paneelen bei Haushaltskunden; ACER Market Monitoring Report 2018 – Consumer Empowerment, Volume, 2019 (ACER Marktbeobachtungsbericht 2018 – Befähigung der Verbraucher, Volumen, 2019), S. 31.

<sup>73</sup> ACER Market Monitoring Report 2018 – Consumer Empowerment, Volume, 2019 (ACER Marktbeobachtungsbericht 2018 – Befähigung der Verbraucher, Volumen, 2019), S. 28–29.

<sup>74</sup> ACER Market Monitoring Report 2018 – Consumer Empowerment, Volume, 2019 (ACER Marktbeobachtungsbericht 2018 – Befähigung der Verbraucher, Volumen, 2019), S. 29.

<sup>75</sup> CEER-Monitoring-Bericht 2018, S. 29-30.

<sup>76</sup> Abrufbar unter: <https://www.ceer.eu/1765>



**Abbildung 19: Jährliche Wechselraten – Erdgas – Haushaltskunden (nach Zählpunkten)**

Quelle: CEER Monitoring Report on the Performance of European Retail Markets (CEER-Monitoring-Bericht über die Leistung der europäischen Einzelhandelsmärkte).

Einer Umfrage aus dem Jahr 2018 zufolge waren Auswahl und Vergleichbarkeit die Hauptbedenken der Verbraucher in Bezug auf die Versorgungsmärkte<sup>77</sup>. Die Verbraucher hatten Schwierigkeiten beim Vergleich der Gas- und Stromangebote, insbesondere was die Hauptmerkmale des Angebots und die Bedingungen für die Vertragsbeendigung betrifft<sup>78</sup>. Auf die Frage nach Optionen zur Verbesserung der Vergleichbarkeit sprachen sich einige Kunden für ein standardisiertes Angebotsformat aus. Die neuen Vorschriften verpflichten die Anbieter, auf jeder Rechnung auf klare und leicht verständliche Weise Angaben zum Energieverbrauch und zu den Kosten zu machen. Die Informationen sollten so dargestellt werden, dass der Vergleich durch die Kunden erleichtert wird. Darüber hinaus hilft die Neufassung der Elektrizitätsrichtlinie den Verbrauchern, sachkundigere Entscheidungen zu treffen, indem sie die Einführung zuverlässiger Vergleichsinstrumente vorschreiben. Die Verbraucher haben ein Recht auf Zugang zu mindestens einem kostenlosen Preisvergleichsinstrument, das Mindestqualitätsstandards erfüllt.

Die Neufassung der Elektrizitätsrichtlinie räumt den Verbrauchern das Recht ein, einen intelligenten Zähler zu beantragen, der den Energieverbrauch und die Kosten in Echtzeit anzeigt und aus der Ferne abgelesen werden kann. Die Verbraucher können sich auch für Verträge mit dynamischen Preisen entscheiden. Intelligente Zähler und dynamische Preise würden durch die vorgesehenen Durchführungsrechtsakte zur Dateninteroperabilität untermauert. Sie werden dazu

<sup>77</sup> Europäische Kommission, GD Justiz und Verbraucher, [Barometer zu den Verbrauchermärkten: Damit die Märkte den Verbrauchern dienen](#), Ausgabe 2018, S. 38.

<sup>78</sup> Europäische Kommission, GD Justiz und Verbraucher, [Verbraucherstudie Pre-contractual information and billing in the energy market - improved clarity and comparability \(Informationen und Abrechnung auf dem Energiemarkt - mehr Klarheit und Vergleichbarkeit\)](#), 2018, S. 208.

beitragen, Kunden und neue Dienstleister dabei zu unterstützen, sich aktiv am Markt zu beteiligen und sich dort mit größerem Vertrauen zu bewegen.

Im Jahr 2018 gab es in der EU rund 99 Millionen intelligente Stromzähler bzw. 34 % aller Stromzähler, gegenüber etwa 12 Millionen intelligenten Zählern für Gas<sup>79</sup>.

Im selben Jahr verzeichneten 12 Länder bei intelligenten Stromzählern einen Anteil von mindestens 50 %. Gleichzeitig entschieden sieben Staaten sich, die Einführung intelligenter Zähler nicht umzusetzen<sup>80</sup>. Bis Ende 2019 hätten mehr als 80 % der Verbraucher in Luxemburg intelligente Stromzähler erhalten sollen, gefolgt von Dänemark, Österreich, Frankreich und Großbritannien im Jahr 2020.

Die Einführung intelligenter Gaszähler ist nach wie vor begrenzt: Bis 2018 haben nur fünf Länder mit der Einführung begonnen.

Zu den wichtigen Problemen, mit denen einige Energieverbraucher auf dem Binnenmarkt konfrontiert sind, zählt die Energiearmut. Um die Mitgliedstaaten bei ihrer Bekämpfung zu unterstützen, hat die Kommission begleitend zu diesem Dokument Leitlinien zur Bekämpfung der Energiearmut herausgegeben<sup>81</sup>. Sie unterstützt auch weiterhin die Europäische Beobachtungsstelle für Energiearmut, die Daten sammelt, Indikatoren entwickelt und bewährte Verfahren zur Bekämpfung der Energiearmut veröffentlicht.

---

<sup>79</sup> ACER Market Monitoring Report 2018 – Consumer Empowerment, Volume, 2019 (ACER Marktbeobachtungsbericht 2018 – Befähigung der Verbraucher, Volumen, 2019), S. 23.

<sup>80</sup> ACER Market Monitoring Report 2018 – Consumer Empowerment, Volume, 2019 (ACER Marktbeobachtungsbericht 2018 – Befähigung der Verbraucher, Volumen, 2019), S. 24.

<sup>81</sup> Recommendation on energy poverty (Empfehlung zur Energiearmut) C(2020)9600.