

# ceplnput

04 | 2019

## Der EU-Strombinnenmarkt

## Stand und Perspektiven nach der Reform

Moritz Bonn & Götz Reichert



Die EU-Regelungen zum Strombinnenmarkt sind umfassend reformiert worden. Das cep bewertet die Reform wie folgt:

- ▶ Ein zunehmend liberalisierter Strombinnenmarkt erhöht den Wettbewerb unter den Stromerzeugern, senkt die Strompreise und steigert die Versorgungssicherheit.
- Die Mitgliedstaaten sollten die Höhe der Stromkosten armer Haushalte in ihrer Sozialpolitik berücksichtigen, anstatt die Strompreise weiterhin durch staatliche Regulierung niedrig zu halten.
- ▶ Unabhängige Vergleichsplattformen unterstützen die Verbraucher bei der Versorgerwahl, erleichtern den Anbieterwechsel und erhöhen somit den Wettbewerb unter den Stromversorgern.
- ▶ EU-einheitliche Regeln zu Kapazitätsmechanismen können Wettbewerbsverzerrungen im Binnenmarkt senken. Die Beschränkung der Kapazitätsmechanismen auf Kraftwerke mit niedriger CO₂-Intensität führt jedoch nur zu einer Verlagerung der eingesparten CO₂-Emissionen in andere Industriesektoren, ist also klimapolitisch wirkungslos und verteuert den Klimaschutz unnötig.

## Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung		3
2	Einrichtungen zur Regulierung der Strommärkte		4
	2.1	Hintergrund	. 4
	2.2	Änderungen durch die Strombinnenmarktreform 2019	. 5
	2.3	Bewertung	. 5
3	Rechte der Stromverbraucher		6
	3.1	Hintergrund	. 6
	3.2	Änderungen durch die Strombinnenmarktreform 2019	. 7
	3.3	Bewertung	. 8
4	Kapazitätsmechanismen9		
	4.1	Hintergrund	. 9
	4.2	Leitlinien für staatliche Umwelt- und Energiebeihilfen 2014–2020	. 9
	4.3	Änderungen durch die Strombinnenmarktreform	10
	44	Rewertung	11

## 1 Einleitung

Die EU verfolgt in der Energiepolitik gemäß Art. 194 Abs. 1 lit. a AEUV das Ziel, die Funktionsfähigkeit des Energiebinnenmarkts sicherzustellen. Durch die grenzüberschreitende Handelbarkeit von Energie – einschließlich Strom – soll innerhalb der EU eine nachhaltige, sichere und wettbewerbsfähige Energieversorgung ermöglicht werden.<sup>1</sup>

Die derzeitige Regulierung der Strommärkte in der EU basiert auf dem "3. Energiebinnenmarktpaket" von 2009, das u.a. die Strombinnenmarkt-Richtlinie [2009/72/EG]², die Netzzugangs-Verordnung [(EG) 714/2009]³ und die Verordnung über die Gründung der EU-Energieagentur ACER⁴ [(EG) 713/2009] umfasst. Im Vordergrund dieser Rechtsakte steht die Liberalisierung des Strombinnenmarkts durch die Entflechtung vormals vertikal integrierter Stromunternehmen, die Entwicklung neuer Einrichtungen zur Regulierung der grenzüberschreitenden Stromnetze und Strommarktgebiete sowie der Verbraucherschutz.⁵ Zudem hat die EU-Kommission 2014 "Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014–2020"6 veröffentlicht, anhand derer sie u.a. prüft, ob mitgliedstaatliche Fördersysteme zur Sicherstellung der Stromversorgung durch eine "angemessene Stromerzeugung" ("Kapazitätsmechanismen") mit dem EU-Beihilferecht vereinbar sind.⁵

Die Rechtsakte zum Strombinnenmarkt wurden zwischen 2016 und 2019 umfassend reformiert.<sup>8</sup> Die Strombinnenmarkt-Verordnung (2019)<sup>9</sup>, die Strombinnenmarkt-Richtlinie (2019)<sup>10</sup> und die ACER-Verordnung (2019)<sup>11</sup> verpflichten zur Gründung von "regionalen Koordinierungszentren" als neue grenzüberschreitende Regulierungseinrichtungen, weiten die Rechte der Stromverbraucher aus und enthalten erstmals explizite EU-rechtliche Vorgaben zur Einführung von Kapazitätsmechanismen.

Der vorliegende cep**Input** rekapituliert die bestehenden und erörtert und bewertet die künftig geltenden EU-Regelungen zum Strombinnenmarkt zu "Einrichtungen zur Strommarktregulierung" (Abschnitt 2), Rechten der Stromverbraucher (Abschnitt 3) und Kapazitätsmechanismen (Abschnitt 4).

Bei Redaktionsschluss für diesen cepInput waren die die endgültigen Fassungen der reformierten Rechtsakte noch nicht im EU-Amtsblatt veröffentlicht worden.

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> EU-Kommission, Mitteilung KOM(2007) 1 vom 10. Januar 2007, Eine Energiepolitik für Europa.

Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt [im Folgenden: "Strombinnenmarkt-Richtlinie (2009)"].

Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel [im Folgenden: "Strombinnenmarkt-Verordnung (2009)"].

<sup>&</sup>lt;sup>4</sup> Verordnung (EG) Nr. 713/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden [im Folgenden: "ACER-Verordnung (2009)"].

<sup>&</sup>lt;sup>5</sup> Bonn, M. / Nader, N. / Heitmann, N. / Reichert, G. / Voßwinkel, J. (2014), Die Klima- und Energiepolitik der EU – Stand und Perspektiven, cepKompass, S. 46 ff.

<sup>&</sup>lt;sup>6</sup> EU-Kommission (2014), Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014–2020, in: ABIEU C 200 vom 28. Juni 2014, S. 1 ff. [im Folgenden: "U&E-Beihilfeleitlinien (2014–2020)"]; hierzu: Bonn, M. / Reichert, G. (2015), Kapazitätsmechanismen – Option für eine sichere und preisgünstige Stromversorgung in der EU?, ceplnput 15/2015.

<sup>&</sup>lt;sup>7</sup> U&E-Beihilfeleitlinien (2014–2020), Rn. 216–233.

Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über den Elektrizitätsbinnenmarkt [im Folgenden: "Strombinnenmarkt-Verordnung (2019)"], s. cepAnalyse 14/2017.

Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt [im Folgenden: Strombinnenmarkt-Richtlinie (2019)], s. cepAnalyse 09/2017.

Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Gründung einer Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden [im Folgenden: ACER-Verordnung (2019)], s. <a href="mailto:cep**Analyse19/2017">cep<b>Analyse19/2017**</a>.

## 2 Einrichtungen zur Strommarktregulierung

## 2.1 Hintergrund

Anders als bei Erdöl oder Kohle bildet sich der Preis für Strom nicht auf dem Weltmarkt, sondern – je nach Netzinfrastruktur – lokal, national oder auf Ebene einer mehrere Mitgliedstaaten umfassenden Region. Effiziente Strommärkte setzen voraus, dass alle stromerzeugenden Unternehmen einen gleichen Zugang zu den Stromnetzen erhalten. Dem stand früher entgegen, dass die nationalen Strommärkte in der EU von vertikal integrierten Stromunternehmen dominiert wurden, die nicht nur Strom erzeugten und an die Endkunden verkauften, sondern auch den Betrieb der Stromnetze kontrollierten. Das 3. Energiebinnenmarktpaket von 2009 verlangte daher die Entflechtung ("Unbundling") der vertikal integrierten Stromunternehmen, indem der Betrieb der Stromnetze zumindest hinsichtlich Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt von der Stromerzeugung und dem Stromvertrieb getrennt werden musste. Die Mitgliedstaaten konnten dabei zwischen drei unterschiedlich weitgehenden Optionen wählen.<sup>12</sup>

Die Liberalisierung der Strommärkte und deren Zusammenwachsen zu einem EU-Strombinnenmarkt erforderten eine umfassende Regulierung, die seit dem 2. Energiebinnenmarktpaket von 2003 maßgeblich durch – von der Energiewirtschaft unabhängige – nationale Regulierungsbehörden vorgenommen wird. Diese Behörden müssen u.a. den diskriminierungsfreien Zugang zu den nationalen Stromnetzen sicherstellen sowie die Tarife für die Nutzung der Übertragungs- und Verteilnetze genehmigen. Seit dem 3. Energiebinnenmarktpaket sind die nationalen Regulierungsbehörden keinen Weisungen von Regierungsstellen oder anderen öffentlichen oder privaten Einrichtungen mehr unterworfen.<sup>13</sup>

Das 3. Energiebinnenmarktpaket führte zur Gründung der EU-Energieagentur "für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden" (ACER<sup>14</sup>) und des Europäischen Verbunds der Übertragungsnetzbetreiber für Strom (ENTSO-E<sup>15</sup>). ACER unterstützt die nationalen Regulierungsbehörden dabei, die in den Mitgliedstaaten wahrgenommenen Regulierungsaufgaben auf EU-Ebene zu koordinieren. <sup>16</sup> Zu den Aufgaben von ENTSO-E zählt es, in Kooperation mit ACER "Netzkodizes" zu erarbeiten, die von der Kommission angenommen werden. Netzkodizes sind detaillierte technische Regelungen, nach denen der Netzbetrieb und die Integration der Strommärkte in der EU organisiert werden. <sup>17</sup> ENTSO-E erstellt alle zwei Jahre einen nicht bindenden EU-weiten Zehnjahres-Netzentwicklungsplan. <sup>18</sup> Die Übertragungsnetzbetreiber haben sich zudem dazu verpflichtet, regionale Sicherheitskoordinatoren ("Regional Security Coordinators", RSC) einzurichten, die die Übertragungsnetzbetreiber beim Betrieb der grenzüberschreitenden Stromnetze unterstützen. Die RSC unterstehen den Übertragungsnetzbetreibern und sind nicht mit eigenen Entscheidungskompetenzen ausgestattet. <sup>19</sup>

Strombinnenmarkt-Richtlinie (2009), Art. 9, 13 und 17 ff.; hierzu Bonn, M. / Nader, N. / Heitmann, N. / Reichert, G. / Voßwinkel, J. (2014), Die Klima- und Energiepolitik der EU – Stand und Perspektiven, cepKompass, S. 49 ff.

<sup>&</sup>lt;sup>13</sup> Strombinnenmarkt-Richtlinie (2009), Art. 35.

<sup>&</sup>lt;sup>14</sup> Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), <u>www.acer.europa.eu</u> (letzter Abruf dieses und aller weiteren Links: 10. April 2019).

<sup>&</sup>lt;sup>15</sup> European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTO-E), <u>www.entsoe.eu</u>.

<sup>&</sup>lt;sup>16</sup> ACER-Verordnung (2009), Art. 1 Abs. 2.

<sup>&</sup>lt;sup>17</sup> Strombinnenmarkt-Verordnung (2009), Art. 6 und 7.

<sup>&</sup>lt;sup>18</sup> Ebd., Art. 8 Abs. 3.

<sup>&</sup>lt;sup>19</sup> EU-Kommission (2016), Impact Assessment SWD(2016) 410 accompanying the Proposal COM(2016) 861 for a Regulation of the European Parliament and of the Council on the electricity market (recast), S. 72 ff.

## 2.2 Änderungen durch die Strombinnenmarktreform 2019

Durch die jüngste Strombinnenmarktreform kommt es zu graduellen Änderungen bei der Organisation und den Kompetenzen der Regulierungseinrichtungen. So muss der ACER-Direktor künftig bei der Festlegung der Stellungnahmen, Empfehlungen und Entscheidungen von ACER vom Regulierungsrat eingebrachte Kommentare oder Änderungen berücksichtigen. Außerdem soll ACER u.a. die Aufsicht über die neu zu errichtenden "regionalen Koordinierungszentren" erhalten, die die bestehenden RSC ersetzen. Die regionalen Koordinierungszentren werden von mehreren Übertragungsnetzbetreibern einer Region vorgeschlagen und von den nationalen Regulierungsbehörden genehmigt. Sie sind von den Übertragungsnetzbetreibern unabhängig. Sie nehmen Netzregulierungsaufgaben mit grenzüberschreitendem Bezug wahr, etwa die koordinierte Kapazitätsberechnung, die koordinierte Sicherheitsanalyse, die Schaffung gemeinsamer Netzmodelle und die Bestimmung der Höhe der Reservekapazität in der Region. Die Übertragungsnetzbetreiber sind allerdings weiterhin für die Gewährleistung eines sicheren, zuverlässigen und effizienten Stromsystems verantwortlich.

Künftig wird analog zum Verbund der Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E auch eine "Europäische Vereinigung der Verteilernetzbetreiber" (EU DSO Entity) geschaffen.<sup>25</sup> Die Verteilernetzbetreiber dürfen der EU DSO Entity beitreten und auf diesem Wege künftig u.a. an der Entwicklung der für sie relevanten Netzkodizes mitwirken.<sup>26</sup>

#### 2.3 Bewertung

Ein liberalisierter und EU-weit integrierter Strombinnenmarkt führt zu mehr Wettbewerb unter den Stromerzeugern, was sich in niedrigeren Strompreisen widerspiegelt. Zudem erhöht ein funktionierender Strombinnenmarkt die Versorgungssicherheit, indem er nationale Ungleichgewichte zwischen Stromerzeugung und Strombedarf ausgleicht. Auf diese Weise lässt sich auch der wachsende Anteil wetter- und tageszeitabhängiger erneuerbarer Energien an der Stromproduktion EU-weit leichter bewältigen.<sup>27</sup>

Mit den im 3. Energiebinnenmarktpaket vorgeschriebenen Regeln zur Entflechtung von vertikal integrierten Stromunternehmen, zur Sicherung des diskriminierungsfreien Netzzugangs und zur Gründung neuer Regulierungseinrichtungen sind wichtige Schritte für die Schaffung eines Strombinnenmarkts eingeleitet worden. Für einen funktionierenden Strombinnenmarkt und eine optimale Auslastung der Übertragungsnetze ist insbesondere auch die regionale Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber unabdingbar. Um den Besonderheiten der einzelnen Teilregionen Europas gerecht zu werden, haben sich – neben ENTSO-E – freiwillige Initiativen wie die Regional Security Coordinators (RSC) bewährt.<sup>28</sup>

Es ist sachgerecht, dass mit der nun verpflichtenden Errichtung der Regionalen Koordinierungszentren, die die RSC ablösen, wesentliche Netzregulierungsaufgaben mit grenzüberschreitenden Bezug –

<sup>&</sup>lt;sup>20</sup> ACER-Verordnung (2019), Art. 23 Abs. 5.

<sup>&</sup>lt;sup>21</sup> Ebd., Art. 8.

<sup>&</sup>lt;sup>22</sup> Strombinnenmarkt-Verordnung (2019), Art. 32 Abs. 1.

<sup>&</sup>lt;sup>23</sup> Ebd., Art. 34.

<sup>&</sup>lt;sup>24</sup> Ebd., Art. 32 Abs. 3.

<sup>&</sup>lt;sup>25</sup> Ebd., Art. 49.

<sup>&</sup>lt;sup>26</sup> Ebd., Art. 54.

Bonn, M. / Heitmann, N. / Nader, N. / Reichert, G. / Voßwinkel, J. (2014), Die Klima- und Energiepolitik der EU – Stand und Perspektiven, cepKompass, S. 56.

Bonn, M. / Reichert, G. (2017), Einrichtungen zur Regulierung des EU-Strommarkts, cepAnalyse 19/2017, S. 4.

wie die koordinierte Kapazitätsberechnung – von Einrichtungen wahrgenommen werden, die von den auf einzelne Mitgliedstaaten fokussierten Übertragungsnetzbetreibern unabhängig sind. Es ist jedoch ebenfalls sachgerecht, dass die Übertragungsnetzbetreiber weiterhin allein für die Gewährleistung eines sicheren, zuverlässigen und effizienten Stromsystems in dem jeweiligen Mitgliedstaat verantwortlich sind. Denn um ein hohes Maß an Systemsicherheit zu gewährleisten, müssen die Verantwortungsbereiche klar zugeteilt und unnötige Doppelstrukturen vermieden werden.

Der wachsende Anteil von Strom aus erneuerbaren Energien, der ins Verteilnetz eingespeist wird, erhöht die technischen Anforderungen an die Verteilnetzbetreiber. Es ist folglich sachgerecht, dass diese über die neu zu gründende EU DSO Entity an der Entwicklung von Netzkodizes mitwirken, die vorrangig technische Regelungen zu den Verteilnetzen enthalten.<sup>29</sup>

#### 3 Rechte der Stromverbraucher

#### 3.1 Hintergrund

Durch mehr Wahlfreiheit der Verbraucher und Wettbewerb auf den Endkundenmärkten soll der Strom für die Verbraucher günstiger werden: Seit Juli 2007 müssen alle Verbraucher in der EU ihren Stromanbieter frei wählen können. Spätestens bis März 2011 mussten die Mitgliedstaaten sicherstellen, dass Stromkunden innerhalb von drei Wochen zu einem neuen Anbieter wechseln können, sofern keine längeren Kündigungsfristen in einem Stromvertrag vereinbart wurden. Außerdem müssen alle Haushaltskunden und ggf. auch Unternehmen mit weniger als 50 Beschäftigten und einem Jahresumsatz unter 10 Mio. € ("Kleinunternehmen") zumindest eine Grundversorgung mit Strom erhalten. ³0 Jeder Mitgliedstaat muss "schutzbedürftige Kunden" definieren, die vor einer unzureichenden Stromversorgung ("Energiearmut") geschützt werden müssen. ³1 Die Mitgliedstaaten dürfen dazu auch in den Strommarkt eingreifen und den Stromversorgern Vorgaben zu Strompreisen machen. ³2

Die Stromversorger müssen auf Rechnungen oder Werbesendungen kenntlich machen, mit welchen Energiequellen der Strom produziert wird.<sup>33</sup> Außerdem muss jeder Mitgliedstaat sicherstellen, dass bis 2020 mindestens 80% der Verbraucher mit intelligenten Stromzählern ("Smart-Metern") ausgestattet werden. Smart-Meter liefern den Stromverbrauchern detaillierte Daten über ihren Stromverbrauch im Zeitverlauf. Sie sind damit eine Grundvoraussetzung für eine aktivere Steuerung der Stromnachfrage ("Laststeuerung"), durch die die Schwankungen des Stromangebots besser ausgeglichen werden können. Die Mitgliedstaaten konnten sich bislang gegen einen derart umfassenden Einbau von Smart-Metern entscheiden, wenn sie anhand einer Kosten-Nutzen-Analyse die Unwirtschaftlichkeit eines solchen Vorhabens belegen konnten. Deutschland ist diesen Weg gegangen, sechszehn Mitgliedstaaten – u.a. Frankreich, Italien und Spanien – hingegen nicht.<sup>34</sup>

<sup>30</sup> Ebd., Art. 3 Abs. 3–5.

<sup>&</sup>lt;sup>29</sup> Ebd.

<sup>&</sup>lt;sup>31</sup> Ebd., Art. 3 Abs. 7.

<sup>32</sup> Ebd., Art. 3 Abs. 2.

<sup>&</sup>lt;sup>33</sup> Ebd., Art. 3 Abs. 9.

Ebd., Anhang I Abs. 2; EU-Kommission (2014), Cost-benefit analyses & state of play of smart metering deployment in the EU-27, Commission Staff Working Document SWD(2014) 189, S. 13.

## 3.2 Änderungen durch die Strombinnenmarktreform 2019

Die neugefasste Strombinnenmarkt-Richtlinie (2019), deren Vorgaben die Mitgliedstaaten bis Ende 2020 in nationales Recht umsetzen müssen, <sup>35</sup> enthält einige wesentliche Änderungen zu den Rechten der Stromverbraucher. So müssen die Stromverbraucher künftig "in der schnellstmöglichen Zeit" – wie bisher aber spätestens innerhalb von drei Wochen – ihren Stromanbieter wechseln können, sofern keine längeren Kündigungsfristen in einem Stromvertrag vereinbart wurden. Dabei dürfen zumindest Haushalten und Kleinunternehmen grundsätzlich keine Wechselkosten entstehen. Die Mitgliedstaaten können jedoch beschließen, dass Stromversorger Wechselgebühren vom Stromkunden verlangen dürfen, wenn dieser einen befristeten Liefervertrag mit festen Tarifen vorzeitig beenden will, er vor Vertragsabschluss über die Gebühren informiert wurde und die Wechselgebühren "verhältnismäßig" sind. Ab 2026 darf der technische Vorgang des Stromanbieterwechsels nicht mehr als 24 Stunden dauern. <sup>36</sup>

Damit sie die verschiedenen Stromangebote vergleichen können, müssen Haushalte und Kleinunternehmen mit einem Jahresverbrauch bis 100.000 kWh zukünftig kostenfreien Zugang zu einem "Vergleichsinstrument" – z.B. einem Internetportal – haben, das von einer unabhängigen Behörde zertifiziert wurde. Die Stromkunden müssen, z.B. auf der Stromrechnung, auf solche Vergleichsinstrumente hingewiesen werden.<sup>37</sup> Die Betreiber von "Vergleichsinstrumenten" müssen von den Stromversorgern unabhängig sein, alle "wesentlichen" Stromangebote erfassen und diese anhand objektiver Kriterien und aktueller Daten bewerten.<sup>38</sup>

Die Stromversorger sollen zwar ab 2021 grundsätzlich selbst den Preis festlegen können, zu dem sie ihren Kunden Strom liefern. Die Mitgliedstaaten dürfen aber, um "schutzbedürftige Kunden" vor "Energiearmut" zu bewahren, weiterhin in die Preisbildung auf dem Strommarkt eingreifen, wenn diese Eingriffe einem "allgemeinen wirtschaftlichen Interesse dienen und transparent, nichtdiskriminierend, überprüfbar", zeitlich begrenzt sowie verhältnismäßig sind. Darüber hinaus dürfen die Mitgliedstaaten für eine Übergangszeit zu Gunsten von Haushalten und Kleinunternehmen in die Preissetzung eingreifen, sofern sie die Kommission über Art und Umfang der Eingriffe informiert haben. 39

Die Mitgliedstaaten können sich auch künftig gegen den flächendeckenden Einsatz von Smart-Metern entscheiden, wenn die damit verbundenen Kosten nachweislich den Nutzen übersteigen. <sup>40</sup> In diesem Fall hat jedoch jeder Stromverbraucher das Recht, innerhalb von vier Monaten nach Antragstellung auf eigene Kosten einen Smart-Meter installiert zu bekommen. <sup>41</sup> Jeder Mitgliedstaat muss garantieren, dass Stromkunden, die mit einem Smart-Meter ausgestattet sind, von mindestens einem Anbieter und von allen Anbietern mit mehr als 200.000 Endkunden einen Liefervertrag mit tageszeitabhängigen ("dynamischen") Tarifen verlangen können. Die Stromanbieter müssen ihre Kunden umfassend über die Chancen und Risiken dynamischer Stromtarife und der Installation von Smart-Metern informieren. <sup>42</sup>

<sup>35</sup> Strombinnenmarkt-Richtlinie (2019), Art. 70.

<sup>&</sup>lt;sup>36</sup> Ebd., Art. 12.

<sup>&</sup>lt;sup>37</sup> Ebd., Art. 14 Abs. 1 und 2.

<sup>&</sup>lt;sup>38</sup> Ebd., Anhang I.

<sup>&</sup>lt;sup>39</sup> Ebd., Art. 5.

<sup>&</sup>lt;sup>40</sup> Ebd., Art. 19 Abs. 2.

<sup>&</sup>lt;sup>41</sup> Ebd., Art. 21 Abs. 1 lit. f.

<sup>&</sup>lt;sup>42</sup> Ebd., Art. 11 Abs. 1 und 2.

Alle Stromverbraucher müssen künftig – auch ohne die Zustimmung ihres Stromanbieters – Dienstleister ("Aggregatoren") beauftragen dürfen, den von ihnen erzeugten Strom gebündelt ("aggregiert") mit anderen Strommengen auf dem Markt anzubieten.<sup>43</sup> Die Mitgliedstaaten müssen es zudem erstmals Haushalten und/oder Unternehmen gestatten, "Energiegemeinschaften" zu bilden, in denen diese sich in einem oder mehreren Bereichen der Stromwirtschaft – Stromerzeugung, Verteilung, Versorgung, Verbrauch – zusammenschließen.<sup>44</sup>

Die Stromkunden müssen einen kostenlosen Zugang zu ihren Verbrauchsdaten erhalten und selbst entscheiden können, an welche anderen Unternehmen – z.B. Stromanbieter, Netzbetreiber und Aggregatoren – diese weitergegeben werden sollen. <sup>45</sup> Das Unternehmen, das die Stromverbrauchsdaten verwaltet, muss – bei Zustimmung der Stromverbraucher – anderen Unternehmen einen diskriminierungsfreien Zugang zu den Verbrauchsdaten gewähren. <sup>46</sup>

#### 3.3 Bewertung

Die Vorgabe, dass alle Verbraucher ihren Stromversorger selbst wählen und innerhalb einer angemessenen Frist wechseln können, erhöht die Wahlfreiheit der Verbraucher und fördert den Wettbewerb unter den Stromversorgern. Unabhängige Informationsquellen für den Vergleich von Stromangeboten unterstützen die Verbraucher bei der Versorgerwahl, erleichtern den Anbieterwechsel und stärken somit ebenfalls den Wettbewerb unter den Stromversorgern.<sup>47</sup>

Die Bekämpfung von Energiearmut ist Aufgabe der Sozialpolitik und nicht der Energiepolitik. Daher sollten die Mitgliedstaaten, anstatt die Strompreise durch staatliche Regulierung niedrig zu halten, die Höhe der Stromkosten armer Haushalte in ihrer Sozialpolitik berücksichtigen, indem sie z.B. die Sozialleistungen an Strompreissteigerungen anpassen. Die in der Neufassung der Strombinnenmarkt-Richtlinie (2019) eingeführte Regelung untersagt den Mitgliedstaaten zwar grundsätzlich, in die Preisgestaltung von Stromanbietern einzugreifen, gewährt ihnen aber in Form von Ausnahme- und Übergangsregelungen weiterhin zu viele Freiräume, dies auch zukünftig tun zu können. Durch die somit andauernde staatliche Regulierung der Strompreise wird der Wettbewerb auf dem Endkundenstrommarkt in vielen Mitgliedstaaten auch weiterhin unnötig eingeschränkt.

Der flächendeckende Einsatz von Smart-Metern ist Voraussetzung für eine flexiblere Stromnachfrage, durch die Schwankungen des Stromangebots ausgeglichen werden können. Es ist jedoch richtig, dass sich die Mitgliedstaaten auch weiterhin – im Falle einer negativen Kosten-Nutzen-Abwägung – gegen den flächendeckenden Einbau von Smart-Metern entscheiden dürfen. Eine Kostenbeteiligung der Verbraucher darf den mit dem Smart-Meter-Einbau verbundenen Nutzen nicht übersteigen. 48

Tarife mit tageszeitabhängigen Strompreisen vermitteln den Stromkunden den Anreiz, ihren Verbrauch stärker an die Preisschwankungen auf den Großhandelsmärkten anzupassen. Solange es jedoch keine kritische Masse an Nachfragern nach solchen Tarifen gibt, ist die Vorgabe, dass zumindest große Stromversorger diese anbieten müssen, ineffizient. Denn bei einer geringen Zahl an Nachfragern sind die Einnahmen der Stromanbieter zu gering, um die mit der Tarifeinführung verbundenen Kosten zu decken. Nimmt die Nachfrage nach solchen Tarifen künftig zu, so führt der Wettbewerb

<sup>&</sup>lt;sup>43</sup> Ebd., Art. 13.

<sup>&</sup>lt;sup>44</sup> Ebd., Art. 16 i.V.m. Art. 2 Abs. 7.

<sup>&</sup>lt;sup>45</sup> Ebd., Art. 23 Abs. 1 und 4.

<sup>&</sup>lt;sup>46</sup> Ebd., Art. 34.

Bonn, M. / Reichert, G. (2017), Strombinnenmarkt I – Richtlinie, cepAnalyse 09/2017, S. 3 f.

<sup>&</sup>lt;sup>48</sup> Ebd.

unter den Stromversorgern dazu, dass diese auch ohne rechtliche Verpflichtung angeboten werden. 49

## 4 Kapazitätsmechanismen

### 4.1 Hintergrund

Der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung, die meist – wie Sonne und Wind – wetterund tageszeitabhängig sind, ist in den letzten Jahren stetig gestiegen, während der Anteil der konventionellen Stromerzeugung durch Erdgas, Kohle oder Kernenergie zurückgegangen ist. Wenn konventionelle Stromerzeuger geringere Einnahmen durch den reinen Stromverkauf erzielen, werden sie nicht in bestehende oder neue Kraftwerke investieren. Diese werden jedoch für die Gewährleistung einer für die Vermeidung von Versorgungsengpässen notwendigen ("angemessenen") Stromerzeugung benötigt.<sup>50</sup>

Aus diesem Grund sind in mehreren Mitgliedstaaten sog. "Kapazitätsmechanismen" eingeführt worden, über die Stromerzeuger für die Bereitstellung gesicherter Kraftwerksleistung unabhängig von der tatsächlich durch das Kraftwerk erzeugten Strommenge vergütet werden. Dadurch sollen ausreichende Anreize für Investitionen in Kraftwerke gesetzt werden, die langfristig dazu beitragen, eine angemessene Stromerzeugung zu gewährleisten. 51

Es lassen sich drei Gruppen von Kapazitätsmechanismen unterscheiden. Bei einer "strategischen Reserve" stehen Kraftwerke ausschließlich als Absicherung für Extremsituationen zur Verfügung, ohne aber am Stromgroßhandelsmarkt teilzunehmen. Auf einem "zentralen Kapazitätsmarkt" erzielen die Stromerzeuger Einnahmen sowohl aus dem reinen Stromverkauf als auch aus der Vorhaltung von gesicherter Leistung. Demgegenüber können bei einem "dezentralen Leistungsmarkt" Stromerzeuger das Gut "gesicherte Leistung" in Form von "Leistungszertifikaten" anbieten, die die Stromhändler zum Nachweis einer gesicherten Stromerzeugung zusätzlich zum reinen Stromverkauf erwerben müssen. 52

#### 4.2 Leitlinien für staatliche Umwelt- und Energiebeihilfen 2014–2020

Kapazitätsmechanismen müssen mit dem EU-Beihilferecht vereinbar sein und von der EU-Kommission genehmigt werden. Dabei orientiert sich die EU-Kommission an den 2014 vorgelegten "Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014–2020"<sup>53</sup>. Die U&E-Beihilfeleitlinien (2014–2020) verbieten Kapazitätsmechanismen nicht grundsätzlich. Diese dürfen jedoch nicht die Integration im Binnenmarkt behindern, in dem sie z.B. Anreize für Investitionen in grenzüberschreitende Stromleitungen senken, den Zusammenschluss mehrerer nationaler Strommarktgebiete verhindern oder Marktmacht im Strommarkt begünstigen. <sup>54</sup>

<sup>50</sup> Bonn, M. / Reichert, G. (2015), Kapazitätsmechanismen – Option für eine sichere und preisgünstige Stromversorgung in der EU?, ceplnput 15/2015, S. 5–7.

Bonn, M. / Heitmann, N. / Nader, N. / Reichert, G. / Voßwinkel, J. (2014), Die Klima- und Energiepolitik der EU – Stand und Perspektiven, cepKompass, S. 71.

Bonn, M. / Reichert, G. (2015), Kapazitätsmechanismen – Option für eine sichere und preisgünstige Stromversorgung in der EU?, cepinput 15/2015, S. 9–11.

<sup>53</sup> EU-Kommission (2014), Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014–2020, in: ABIEU C 200 vom 28. Juni 2014, S. 1 ff. [im Folgenden: "U&E-Beihilfeleitlinien (2014–2020)"].

<sup>54</sup> Ebd., Rn. 233.

<sup>&</sup>lt;sup>49</sup> Ebd.

Um einen Kapazitätsmechanismus einführen zu dürfen, müssen die Mitgliedstaaten gegenüber der Kommission detailliert darlegen, warum die Erlöse aus dem Stromverkauf allein nicht ausreichen, um den Bau der für die Versorgungssicherheit notwendigen Kraftwerkskapazität zu finanzieren. Die Höhe der Vergütung für die Vorhaltung von Kapazität soll in einem Ausschreibungsprozess mit klaren, transparenten und diskriminierungsfreien Kriterien bestimmt werden. Außerdem dürfen Kapazitätsmechanismen nicht auf die Förderung fossiler Kraftwerke beschränkt sein und müssen z.B. auch Unternehmen offenstehen, die ihre Stromnachfrage bei knappem Stromangebot auf dem Großhandelsmarkt einschränken können ("Laststeuerung"). Bei fossilen Kraftwerken muss zudem geprüft werden, ob deren Förderung mit den EU-Zielen<sup>55</sup>, die CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2020 um 20% und bis 2030 um 40% gegenüber 1990 zu reduzieren, vereinbar ist.<sup>56</sup>

Die Kommission hat 2016 in einem Abschlussbericht<sup>57</sup> über eine Sektoruntersuchung zu Kapazitätsmechanismen die Mitgliedstaaten dazu aufgefordert, die Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen sorgfältiger zu prüfen und diese so zu konzipieren, dass Wettbewerbsverzerrungen im Binnenmarkt so gering wie möglich ausfallen. Im Februar 2018 hat sie sechs Kapazitätsmechanismen in Belgien, Deutschland, Frankreich, Griechenland, Italien und Polen genehmigt.<sup>58</sup>

## 4.3 Änderungen durch die Strombinnenmarktreform

Mit der neugefassten Strombinnenmarkt-Verordnung (2019) gelten ab 2020 erstmals umfassende und explizite EU-rechtliche Vorgaben zur Einführung von Kapazitätsmechanismen. Die Mitgliedstaaten dürfen demnach – sofern dies für die Sicherstellung einer angemessenen Stromversorgung notwendig ist – auch nach 2021 Kapazitätsmechanismen einführen, sofern diese den Wettbewerb auf den regulären Strommärkten nicht "unnötig" verzerren und den grenzüberschreitenden Stromhandel nicht einschränken. Se Kapazitätsmechanismen müssen zudem technologieneutral und zeitlich begrenzt sowie die Höhe der Förderung auf das notwendige Maß beschränkt sein. Sie müssen für die direkte Beteiligung von Kraftwerken aus anderen Mitgliedstaaten offenstehen, sofern diese in einem Land liegen, das über eine direkte Stromleitung an den Mitgliedstaat, der den Kapazitätsmechanismus betreibt, angebunden ist. Gleichzeitig dürfen die Mitgliedstaaten in ihrem Staatsgebiet ansässigen Stromerzeugern nicht untersagen, an Kapazitätsmechanismen in anderen Mitgliedstaaten teilzunehmen.

Mitgliedstaaten dürfen einen Kapazitätsmechanismus nur auf der Grundlage eines nationalen "Zuverlässigkeitsstandards" einführen. Dieser gibt das notwendige Maß an Stromversorgungssicherheit des Mitgliedstaats wieder und wird von den nationalen Regulierungsbehörden anhand einer EUeinheitlichen Methode ermittelt.<sup>62</sup>

Europäischer Rat vom 23./24. Oktober 2014, Schlussfolgerungen, Dok. EUCO 169/14, Rn. 2.

<sup>&</sup>lt;sup>56</sup> U&E-Beihilfeleitlinien (2014–2020), Rn. 216–232.

<sup>&</sup>lt;sup>57</sup> EU-Kommission (2016), Bericht COM(2016) 752 vom 30. November 2016 zur Sektoruntersuchung über Kapazitätsmechanismen.

EU-Kommission (2018), Staatliche Beihilfen – EU-Kommission genehmigt sechs Kapazitätsmechanismen zur Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit in Belgien, Deutschland, Frankreich, Griechenland, Italien und Polen, Pressemitteilung vom 7. Februar 2018, http://europa.eu/rapid/press-release IP-18-682 de.htm.

<sup>59</sup> Strombinnenmarkt-Verordnung (2019), Art. 18b.

<sup>&</sup>lt;sup>60</sup> Ebd., Art. 21 Abs. 1 und 2.

<sup>&</sup>lt;sup>61</sup> Ebd., Art. 21 Abs. 3.

<sup>62</sup> Ebd., Art. 20 Abs. 1 und 2 i.V.m. Art. 19 Abs. 5.

Kraftwerke mit einer CO<sub>2</sub>-Intensität<sup>63</sup> von über 550 g CO<sub>2</sub>/kWh, die nach dem 31. Dezember 2019 mit der kommerziellen Stromproduktion begonnen haben, dürfen keine Zahlungen aus einem Kapazitätsmechanismus erhalten. Ältere Kraftwerke mit einer CO<sub>2</sub>-Intensität von über 550 g CO<sub>2</sub>/kWh und einem durchschnittlichen jährlichen CO<sub>2</sub>-Ausstoß pro Kilowatt Kraftwerksleistung von mehr als 350 kg CO<sub>2</sub>/kW dürfen ab dem 1. Juni 2025 nicht mehr an einem Kapazitätsmechanismus teilnehmen.<sup>64</sup>

#### 4.4 Bewertung

Einerseits regt die Förderung von Kraftwerksleistung durch Kapazitätsmechanismen Investitionen in neue Kraftwerke an und erhöht dadurch langfristig die Stromversorgungssicherheit. Anderseits können sie von Mitgliedstaaten dazu missbraucht werden, um inländische Stromunternehmen gegenüber der Konkurrenz aus anderen Mitgliedstaaten zu begünstigen. Die verbindlichen und EUeinheitlichen Regelungen für den Einsatz und die Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen können das Risiko von Wettbewerbsverzerrungen im Binnenmarkt zumindest verringern. Notwendig ist dabei insbesondere das Verbot, ausländische Kraftwerksbetreiber pauschal von der Teilnahme an Kapazitätsmechanismen auszuschließen.

Kapazitätsmechanismen sollten zu Recht nur dann eingeführt werden dürfen, wenn es keine anderen Möglichkeiten gibt, um den vom Mitgliedstaat gewählten "Zuverlässigkeitsstandard" für die Stromversorgung zu erreichen. Insbesondere muss geprüft werden, ob nicht bereits der Ausbau der grenzüberschreitenden Stromleitungen und das Zusammenwachsen der nationalen Strommärkte zu einem Strombinnenmarkt ausreichen, um eine angemessene Stromversorgung sicherzustellen. Da die Mitgliedstaaten unterschiedliche Präferenzen bei der Höhe der Stromversorgungssicherheit haben können, ist es zudem sachgerecht, dass die Mitgliedstaaten jeweils eigene nationale Zuverlässigkeitsstandards – statt einen gemeinsamen EU-Standard – wählen. 65

Bei der Auswahl der Kraftwerke, die an einem Kapazitätsmechanismus teilnehmen können, sollten jedoch keine klimapolitisch motivierten Einschränkungen vorgenommen werden. Denn der Stromsektor ist bereits Teil des EU-Emissionshandelssystems (EU-ETS), in dem die Gesamtmenge der CO<sub>2</sub>-Emissionen aller teilnehmenden Anlagen durch eine Obergrenze an Emissionsrechten ("Zertifikaten") festgesetzt und über einen langfristig vorgegebenen Reduktionspfad Jahr für Jahr abgesenkt wird. Durch die Möglichkeit, die Zertifikate zu handeln, entscheiden die teilnehmenden Unternehmen selbst, wo und wie sie CO<sub>2</sub>-Emissionen einsparen. Die Beschränkung der Teilnahme an Kapazitätsmechanismen auf emissionsärmere Kraftwerke führt somit nicht zu einer Absenkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen, sondern nur zu einer klimapolitisch wirkungslosen CO<sub>2</sub>-Verlagerung hin zu anderen Kraftwerken oder Industriesektoren innerhalb des EU-ETS. Durch diese Doppelregulierung wird dem EU-ETS ein Teil seiner Steuerungsfunktion genommen und der Klimaschutz in der EU unnötig verteuert. 66

Bonn, M. / Reichert, G. (2015), Kapazitätsmechanismen – Option für eine sichere und preisgünstige Stromversorgung in der EU?, ceplnput 15 / 2015, S. 20 ff.

<sup>&</sup>lt;sup>63</sup> Die CO<sub>2</sub>-Intensität misst die Masse an CO<sub>2</sub>-Emissionen in Gramm (g) pro erzeugter Menge Strom in kWh.

<sup>64</sup> Strombinnenmarkt-Verordnung (2019), Art. 18b Abs. 4.

<sup>&</sup>lt;sup>66</sup> Hierzu umfassend Bonn, M. / Reichert, G. (2018), Klimaschutz durch das EU-ETS – Stand und Perspektiven nach der Reform, cep**input** 03/2018.

#### Zuletzt in dieser Reihe erschienen:

03/2019: The EU Green Bond Standard (Juni 2019)

02/2019: Governance der Energieunion (Mai 2019)

01/2019: Erneuerbare Energien in der EU (April 2019)

05/2018: Die EU-Energieeffizienzpolitik (Dezember 2018)

04/2018: Klimaschutz außerhalb des EU-ETS (August 2018)

03/2018: Klimaschutz durch das EU-ETS (Juli 2018)

02/2018: Die französische Berufsausbildung (Februar 2018)

01/2018: Die europäische Säule sozialer Rechte (Januar 2018)

06/2017: Vertiefung der WWU– Entwicklung der Euro-Zone (November 2017)

05/2017: CO<sub>2</sub>-Mindestpreis – Fluch oder Segen der EU-Klimapolitik? (Oktober 2017)

#### Die Autoren:

Dr. Götz Reichert, Fachbereichsleiter

Dr. Moritz Bonn, Wissenschaftlicher Referent

Fachbereich Energie | Umwelt | Klima | Verkehr

### cep | Centrum für Europäische Politik

Kaiser-Joseph-Straße 266 | D-79098 Freiburg Telefon +49 761 38693-0 | www.cep.eu

Das cep ist der europapolitische Think Tank der gemeinnützigen Stiftung Ordnungspolitik. Es ist ein unabhängiges Kompetenzzentrum zur Recherche, Analyse und Bewertung von EU-Politik