



Der größte US-Stromsystembetreiber PJM – Einführung und aktuelle Debatten

Robert Brandt, Magdalena Magosch und Raffaele Piria (adelphi)

Diese Studie wurde im Rahmen des Vorhabens „Unterstützung des Energiedialoges mit den Vereinigten Staaten von Amerika (USA) und dem US-Bundesstaat Kalifornien sowie die Unterstützung der bilateralen Energiebeziehungen mit Kanada, Australien und Neuseeland“ im Auftrag des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) und auf Anfrage des Referats II A 1 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) erstellt.

Die Verantwortung für den Inhalt liegt ausschließlich bei den Autoren.

Diese Studie erscheint anlässlich des anstehenden *German-PJM States Energy Trends Forum*, welches am 31.10.2018 und 1.11.2018 in Chicago zum ersten Mal stattfindet. Diese Konferenz wird vom BMWi und der Organization of the PJM States (OPSI) mit fachlicher Unterstützung durch adelphi und dem Regulatory Assistance Project (RAP) sowie mit organisatorischer Unterstützung durch die AHK Chicago veranstaltet.

In diesem Kontext veröffentlichen RAP und adelphi ein getrenntes, kürzeres Thesenpapier mit dem Titel „Power systems in the 2020s: What can Germany and the PJM region learn from each other? - A briefing note for the Germany – PJM States Energy Trends Forum“.

Impressum

Herausgeber: adelphi
Alt-Moabit 91
10559 Berlin
T: +49 (030) 8900068-0
E: office@adelphi.de
W: www.adelphi.de

Autoren: Robert Brandt, Magdalena Magosch und Raffaele Piria (adelphi)

Kontakt: r.brandt@adelphi.de

Gestaltung: adelphi

Bildnachweis: Titelbild: Foto von Fré Sonneveld – unsplash.com (CC0)

Stand: Oktober 2018

© 2018, adelphi

Executive Summary

PJM ist das Epizentrum der aktuell umstrittensten energiepolitischen Debatten in den USA. Nicht nur weil PJM der größte und älteste wettbewerblich organisierte Strommarkt und unabhängige Stromsystembetreiber der USA ist (siehe Kapitel 1), sondern auch weil im PJM-Gebiet zentrale Spannungsfelder der US-Energiepolitik besonders stark in Erscheinung treten.

Ausgelöst werden sie durch technologische und wirtschaftliche Trends, die zum (großen) Teil auch in anderen Teilen der USA und der Welt auftreten, und die im PJM-Gebiet besonders heterogenen energie-, klima- und umweltpolitischen Präferenzen und Interessen der 14 Bundestaaten sowie der Strommarktakteure.

Wesentliche **technologische und wirtschaftliche** Trends sind

- die stagnierende Stromnachfrage,
- die kostengünstige Gaserzeugung aufgrund der *Shale Gas Revolution*,
- die wachsende, immer kostengünstigere (oft dezentrale) Wind- und Solarerzeugung,
- der deswegen steigende Systemwert flexibler Ressourcen sowie der sinkende Wert weniger flexibler Ressourcen wie Kern- und Kohlekraftwerke,
- die schon erfolgte bzw. bevorstehende Schließung erheblicher Kohle- und Kernkraftwerkskapazitäten aus wirtschaftlichen Gründen und
- die immer stärker an Bedeutung gewinnende Digitalisierung und damit einhergehend die wachsende Anfälligkeit für Cyber-Angriffe.

Als (besonders) **heterogene energie- und klimapolitische Präferenzen** sind hervorzuheben, dass

- die PJM-Staaten eine sehr unterschiedliche soziale Struktur und politische Inklinaton (sowohl radikale Anhänger als auch Gegner der Politik von Präsident Trump) aufweisen (siehe Kapitel 3),
- im PJM-System besonders viele ältere Kern- und Kohlekraftwerke von einer Schließung bedroht sind, die die Trump-Administration durch die Einführung erheblicher Subventionen zu schützen versucht,
- in einzelnen Regionen (wie z.B. den Appalachen) der Kohlebergbau für den Arbeitsmarkt eine besondere Bedeutung hat und
- die Förderung einzelner Energieträger wie Erneuerbare Energie (EE) oder Kernkraft in bundesstaatlicher Hoheit liegt und unterschiedlich umgesetzt wird.

Schließlich erfordert das **Zusammenspiel zwischen energiepolitischen Instrumenten und den PJM-Märkten**, insbesondere dem Kapazitätsmarkt, kontinuierlich eine komplexe Nachjustierung unter Berücksichtigung der Strommarktregulierung, energiepolitischer Debatten und des Marktgeschehens.

Diese Entwicklungen mischen sich mit einem **vielschichtigen Ringen um Kompetenzen** zwischen PJM, dem DoE, der FERC, den PJM-Bundestaaten - gemeinsam repräsentiert durch OPSI, aber auch untereinander oft uneinig - weiteren Agenturen und natürlich den Stakeholdern aus Wirtschaft und Zivilgesellschaft (siehe Kapitel 2).

Die **Debatten werden zunehmend hitzig ausgefochten**. In den letzten Monaten hat die Trump-Administration eine **akute Bedrohung der nationalen Sicherheit** an die Wand gemalt, die sich aus Strommarktentwicklungen - ganz besonders im PJM-Gebiet - ergeben würde. Etliche Akteure aus Wirtschaft, US-Bundestaaten, Regulierungsagenturen, Medien und Wissenschaft bestreiten die Existenz dieser Bedrohung und beklagen **noch nie dagewesene Eingriff(splän)e der Bundesregierung** in die Strommärkte (siehe Kapitel

4.1). Allgemein ist man sich einig, dass der Kapazitätsmarkt reformiert werden muss, aber nicht wie. Ein **zentrales Reformkonzept** wurde zuerst mit sehr knapper Mehrheit im PJM-Gremium beschlossen, aber dann nahezu postwendend mit einer 12 zu 2 Mehrheit der PJM-Staaten abgelehnt. Da in Folge dessen innerhalb von PJM keine Einigung über die notwendige Reform erzielt werden konnte, **wurde zum ersten Mal bei einem solchen Verfahren die FERC angerufen**. PJM hat die **Verschiebung der nächsten Kapazitätsmarktauktion** öffentlich erwogen, falls keine rechtzeitige Einigung erzielt wird (siehe Kapitel 4.2). All dies zeigt, wie sich die Verunsicherung der Märkte und die politische Aufruhr im Laufe des letzten Jahres wesentlich verschärft haben.

Die vorliegende Studie verschafft einen Überblick der Faktenlage und ausgewählter Diskussionsstränge, die die derzeitigen Debatten und Auseinandersetzungen im und um den PJM-Strommarkt prägen.

Inhalt

1	PJM Interconnection	1
1.1	PJM als Regional Transmission Organization	1
1.2	Das PJM-Gebiet	3
1.3	Kennwerte des PJM-Stromsystems	4
1.4	Die PJM-Märkte	7
2	Energiepolitische Governance in der PJM-Region	12
2.1	Staatenübergreifende Institutionen	12
2.2	Bundesstaaten und ihre Kooperationen	13
3	Vergleich der PJM-Staaten	15
4	Aktuelle Debatten	20
4.1	Energiepolitische Eingriffe und Marktauswirkungen	20
4.1.1	DoE-Vorstöße zur Förderung von Kohle- und Kernkraftwerken	21
4.1.2	RGGI: CO ₂ -Bepreisung in (nur) einzelnen PJM-Staaten	25
4.2	Vorschläge zur Reform des Kapazitätsmarktes	27
4.2.1	Ausgangslage: Sinkende Erlöse für Kapazitätsanbieter	28
4.2.2	Das Urteil des United States Court of Appeals (Juni 2017)	28
4.2.3	Der Vorschlag einer zweistufigen Auktion von PJM (Nov. 2017)	30
4.2.4	Ausweitung der MOPR (Feb. - Juni 2018)	31
4.2.5	Die Entscheidung der FERC und Reaktionen (ab Juni 2018)	31
5	Literaturverzeichnis	33

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Electricity Utilities im PJM-Gebiet (FERC 2017a)	1
Abbildung 2: PJM-Gebiet und weitere ISOs/RTOs (PJM 2017c)	3
Abbildung 3: Die drei synchronisierten Netzregionen und ihre Versorgungssicherheitsregionen (NERC 2018)	4
Abbildung 4: Installierte Kapazitäten im PJM-System 2007/2008 bis 2019/2020 (PJM 2017d)	5
Abbildung 5: State Renewable Portfolio Standards und Goals (PJM 2018k)	6
Abbildung 6: Entwicklung der SO ₂ -, NO _x - und CO ₂ -Emissionen im PJM-System (PJM 2018h)	7
Abbildung 7: Struktur der PJM-Märkte und Einfluss des RTO (Fan et al. 2010)	8
Abbildung 8: Durchschnittliche lokale real-time Preise im PJM-System 2017 (Monitoring Analytics 2018b)	9
Abbildung 9: Sub-Regional Carbon Price Border Adjustment (PJM 2017g)	26
Abbildung 10: Preise am Kapazitätsmarkt 2017/2018 bis 2020/21 (Monitoring Analytics 2018b)	28

Abkürzungsverzeichnis

AEPS	Alternative Energy Resource Standard
AERS	Alternative Energy Portfolio Standard
CPR	Capacity Performance Resource
CSP	Curtailement Service Providers
DoE	Department of Energy
EE	Erneuerbare Energien
EWG	Environmental Working Group
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
FPA	Federal Power Act
FRR	Fixed Resource Requirement
GRPR	Grid Resiliency Pricing Rule
ISO	Independent System Operator
LMP	Locational Marginal Pricing
MISO	Midcontinent Independent System Operator
MOPR	Minimum Offer Price Rule
NARUC	National Association of Regulatory Utility Commissioners
NERC	North American Electric Reliability Corporation
NESCOE	New England States Committee on Electricity
NYISO	New York Independent System Operator
OPSI	Organization of PJM States
PJM	Pennsylvania - New Jersey - Maryland Interconnection
RES	Renewable Energy Standard
RFC	ReliabilityFirst Corporation
RGGI	Regional Greenhouse Gas Initiative
RPM	Reliability Pricing Models
RPS	Renewable Portfolio Standards
RTO	Regional Transmission Organization
SERC	SERC Reliability Corporation

1 PJM Interconnection

1.1 PJM als Regional Transmission Organization

Geschichte

1927 schlossen sich die drei Energieversorger aus Pennsylvania und New Jersey zusammen, um die Stromerzeugung und Netzinfrastruktur gemeinsam zu bewirtschaften. Weitere Unternehmen kamen hinzu und 1956 wurde die Pennsylvania - New Jersey - Maryland Interconnection (PJM) gegründet (Company Histories 2018).

Einundvierzig Jahre später erreichte PJM den Status eines *Independent System Operators* (ISO), der den Systembetrieb in der Region managt, ohne das Übertragungsnetz selber zu besitzen. Aufgefordert von der Federal Energy Regulatory Commission (FERC) wurde PJM 2002 zur *Regional Transmission Organization* (RTO) mit dem Auftrag, das mehrere Bundesstaaten übergreifende Stromsystem zu betreiben und einen wettbewerblichen Großhandelsmarkt zur Strombeschaffung zu organisieren (PJM 2018a)¹.

Mittlerweile hat PJM mehr als 1.000 Mitglieder und umfasst die Stromgebiete von 22 größeren *Electric Utilities* in den USA, die jeweils die Netze betreiben und Endkunden mit Strom versorgen (PJM 2017a, FERC 2017a). Mit einer größeren Welle traten zwischen 2002 und 2005 mehrere neue Stromversorger bei, so dass das Gebiet erheblich anwuchs (Fan et al. 2010).



Abbildung 1: Electricity Utilities im PJM-Gebiet (FERC 2017a)

¹ Eine konsistente Unterscheidung zwischen einem ISO und einem RTO besteht nicht. Unterschiede gehen aus den individuellen Satzungen der Institutionen hervor (Jahn/Piria 2016).

Aufgaben

Die Aufgabe von PJM als Stromsystembetreiber ist die Sicherung einer zuverlässigen und effizienten Stromversorgung, ermöglicht durch robuste, wettbewerbliche und diskriminierungsfreie Strommärkte und kundenspezifische Dienste (PJM 2018b). PJM betreibt den Großhandels- und Kapazitätsmarkt. Darüber hinaus koordiniert PJM die Übertragungsnetzbetreiber und die Märkte der Systemdienstleistungen wie den *Synchronized Reserve Market*, den *Non-Synchronized Reserve Market* und den *Regulation Market* (PJM 2018c, PJM 2017b). PJM plant, designt, administriert und kontrolliert diese Märkte (PJM 2018d). Mit seiner Hilfe planen Stromerzeuger und -verkäufer ihre Angebote entsprechend der Nachfrageprognosen und Netzbetreiber gleichen kurzfristig entstehende Unterschiede aus (siehe für eine ausführliche Darstellung der Märkte Abschnitt 1.4). Dabei stellen die PJM-Experten ihre Marktanalysen und Prognosen zur Optimierung der Transaktionen zur Verfügung (PJM 2018e). PJM kalkuliert Netzentgelte und überwacht den Systembetrieb (PJM 2017b).

Systemplanung

Um die Stromversorgung langfristig zu sichern, ausreichend Erzeugungskapazitäten einzusetzen und Netzüberlastungen vermeiden zu können, beobachtet PJM die energiewirtschaftlichen Trends. Seit 1997 analysieren mit Stakeholder-Beteiligung konsultierte Pläne mit einer Zukunftsperspektive von 15 Jahren den künftigen Bedarf an Erzeugungs- und Übertragungskapazitäten (Fan et al. 2010).

Zwischen 2010 und 2017 wurden 31,2 Mrd. USD in den Um- und Ausbau der Übertragungsnetze investiert. Investitionen von weiteren 417 Mio. USD wurden im Juli 2017 genehmigt. Zentraler Planungsaspekt, neben der hohen Zuverlässigkeit der Energieversorgung, ist die Widerstandsfähigkeit des Systems (Resilienz). Bewertet wird die Fähigkeit, den Systembetrieb bei technischen Ausfällen, Naturkatastrophen oder Terroranschlägen zu erhalten oder schnell wieder aufbauen zu können (Power Mag 01.11.17).

Struktur und Governance von PJM

PJM ist eine Mitgliederorganisation, finanziert durch Beiträge freiwilliger Mitglieder und Dienstleistungstarife von Servicenutzern (PJM 2018f). Mitglieder sind Eigentümer der Übertragungs- und Verteilnetze, Stromerzeuger, weitere Lieferanten, Energieversorger und Endkunden. Ihre Interessen werden im *Members Committee* vertreten, wo die Hälfte der über 1.000 PJM-Mitglieder eine Stimme innehat. Dort und in zahlreichen *Subcommittees* werden die wesentlichen Entscheidungen konsultiert und abgestimmt. Das *Members Committee* und das *Markets and Reliability Committee* sind die wichtigsten PJM Stakeholder-Gremien. Sie beraten und empfehlen der operativen Leitung von PJM Verbesserungen von Marktregeln und -prozessen (PJM 2017a, PJM 2011).

Das *Board of Managers* ist das höchste Gremium, eine Art Kontrollrat zur Wahrung der Unabhängigkeit und zur Einhaltung geschäftlicher Verpflichtungen sowie regulatorischer Anforderungen. Es besteht aus dem nicht stimmberechtigten Präsidenten und neun stimmberechtigten vom *Members Committee* gewählten Mitgliedern. Wichtige Auswahlkriterien für ihre Wahl sind personelle und finanzielle Unabhängigkeit von den PJM-Marktteilnehmern und die Abdeckung wichtiger Kompetenzen wie technische Expertise, Netzplanung, Marktdesign, Organisationsführung, Finanzierung und Controlling (Simeone 2017).

Grundsätzliche Änderungen in rahmensetzenden Richtlinien von PJM müssen von der FERC genehmigt werden. Vorschläge werden durch Mitarbeiter, Mitglieder, die FERC, die Gesetzgeber oder andere Stakeholder initiiert und konsensorientiert mit den Stakeholdern abgestimmt. Experten diskutieren allerdings, wie die Prozesse optimiert werden können (Simeone 2017).

Operativ leitet ein elfköpfiges *Executive Team* die Geschäfte von PJM. Zentraler Entscheidungsträger ist der seit 20 Jahren in verschiedenen Funktionen für PJM tätige Präsident und CEO Andrew Ott (PJM 2018g).

1.2 Das PJM-Gebiet

Mit einem Gebiet von umgerechnet über 630.000 km² und über 135.000 km Übertragungsnetz in 13 Bundesstaaten und Washington, D.C. ist die PJM-Region das größte amerikanische Stromsystem. Versorgt werden mit 65 Mio. Einwohnern ca. 20 % der US-Bevölkerung. Das PJM-Gebiet stellt einen wichtigen Wirtschaftsraum dar, in dem 21 % des Bruttoinlandproduktes der USA erwirtschaftet wird (PJM 2017a, 2014). Es erstreckt sich teils vollständig und teils nur über einzelne Regionen der Bundesstaaten Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia und dem District of Columbia. Abbildung 2 zeigt das PJM-Gebiet und die benachbarten ISOs und RTOs.



Abbildung 2: PJM-Gebiet und weitere ISOs/RTOs

PJM grenzt an die ISOs Midcontinent Independent System Operator (MISO) und New York Independent System Operator (NYISO) sowie im Süden an die drei vertikal integrierten Versorger in Tennessee und North Carolina, die zum Southeast Electricity Market gehören (Jahn/Piria 2016, FERC 2016).

PJM und seine Nachbarn sind Teil der Eastern Interconnection, eines synchronen Stromverbundes, der den östlichen und zentralen Teil der USA bedient. Die Eastern Interconnection ist via HGÜ-Kabeln mit anderen Stromsystemen im Westen und in Quebec verbunden. Abbildung 3 zeigt die synchronisierten Netz- und ihre Versorgungssicherheitsregionen.

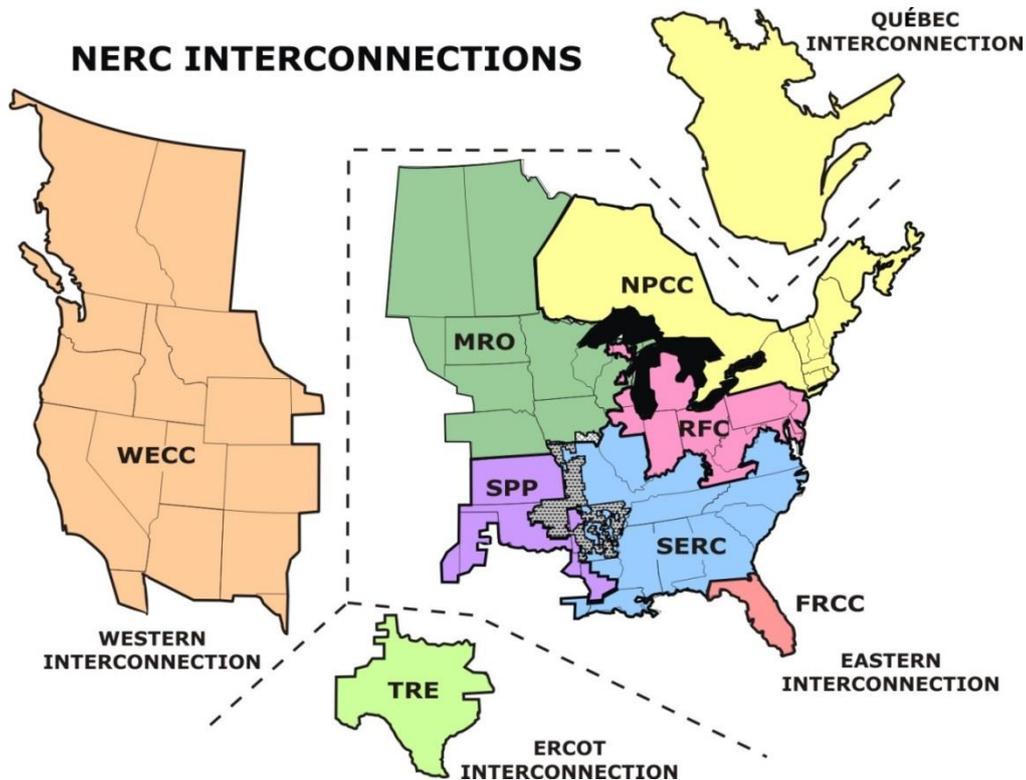


Abbildung 3: Die drei synchronisierten Netzregionen und ihre Versorgungssicherheitsregionen (NERC 2018)

Durch Strompreisunterschiede bestimmt sich der Bedarf an Stromimporten oder -exporten über den Austausch mit den benachbarten Netzbetreibern (PJM 2017c). Aktuell hat sich das PJM-System eher zu einem Exporteur entwickelt² (Monitoring Analytics 2018a).

1.3 Kennwerte des PJM-Stromsystems

Erzeugungsmix

2017 waren im PJM-System Stromerzeugungskapazitäten von 178 GW installiert, mit denen 773 TWh Strom erzeugt wurden (PJM 2017a). Damit nahm die Stromerzeugung im Vergleich zu 2016 (792 TWh) und 2015 (793 TWh) leicht ab (PJM 2016a, 2015), Prognosen

² 2017 schwankte das Net Interchange Volume zwischen PJM und den Nachbarn für den Real-Time- und den Day-Ahead-Markt zwischen -1.000 GWh und unter -3.000 GWh pro Monat. Für den Real-Time-Markt 2018 war es im Januar, Februar, Mai und Juni negativ (unter -3.000 GWh), im März und April ausgeglichen bzw. leicht positiv (also mehr Importe als Exporte). Für den Day Ahead Markt waren die Volumina bis März negativ und anschließend positiv (unter 1.000 GWh). Im Vergleich zu den 2017 erzeugten 773 TWh Strom im PJM-System ist der Austausch eher klein (Monitoring Analytics 2017, 2018a, PJM 2018).

zeigen eine stabile Entwicklung bis 2030 (MJB&A 2016). Der Erzeugungsmix ist weiterhin stark durch konventionelle Kraftwerkskapazitäten geprägt, wie die folgende Tabelle zeigt:

Tabelle 1: Anteile der Kraftwerkstechnologien an der Stromerzeugung 2017 (PJM 2018h)					
Stromerzeugung	Kohle	Kernkraft	Gas	Öl	EE
Anteil	32,2 %	35,9 %	26,7 %	0,2 %	5%

Abbildung 4 stellt die Veränderungen des Erzeugungsmixes von PJM der letzten Jahre im Vergleich dar.

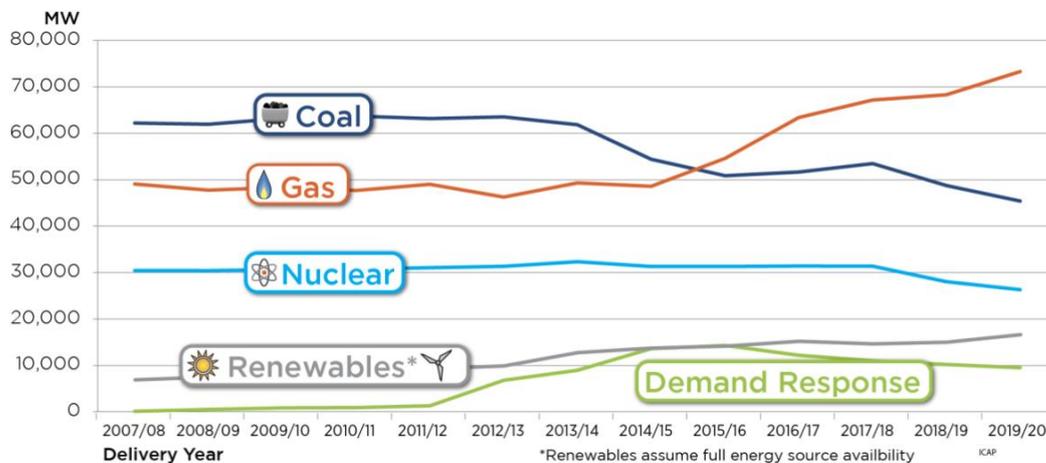


Abbildung 4: Installierte Kapazitäten im PJM-System 2007/2008 bis 2019/2020 (PJM 2017d)

In der Vergangenheit prägte der hohe Anteil von Kohlekraftwerken die Stromerzeugung im PJM-System. Mit zunehmend kostengünstigerer Gewinnung von Schiefergas nahm der Anteil von Strom aus Gaskraftwerken jedoch stark zu (PJM 2016a), wodurch nicht nur Kohle-, sondern auch Kernkraftwerke unter Preisdruck kamen.

Erneuerbare Energien (EE)

Auch wenn die Voraussetzungen in anderen Regionen der USA noch besser sind, unterstützen eigentlich günstige Standort- und gute Marktbedingungen den Ausbau von Windkraft und Photovoltaikanlagen (DoE 2018a, 2018b, PJM 2016a, Edison Energy 2017). Trotzdem ist der Anteil von erneuerbaren Energien (EE) mit 5 % im Vergleich zu anderen ISOs / RTOs bisher gering. So liegen beispielsweise die Anteile EE an der Stromerzeugung 2017 im NYISO-Gebiet bei 28 % und im CAISO-Gebiet bei 39 %. Allerdings sind diese ISOs nur für das Gebiet eines Bundesstaates verantwortlich und von den energiepolitischen Maßnahmen einer einzigen Regierung abhängig (NYISO 2018, CAISO 2018). In dem mehrere Bundesstaaten umfassenden MISO-Gebiet liegt hingegen der Anteil erneuerbarer Stromerzeugung bei 14 % (MISO 2018).

Die Anteile von EE an der Stromerzeugung liegen bei allen Bundesstaaten im PJM-Gebiet unter 10 %. Die EE-Stromerzeugung ist recht unterschiedlich ausgeprägt. In Tennessee und Kentucky gibt es hohe Anteile von Wasserkraft im EE-Portfolio, in Illinois und Indiana³ wird erneuerbarer Strom hauptsächlich mit Windkraft erzeugt (siehe Kapitel 3 Tabelle 2 für eine genaue Darstellung der einzelnen EE-Anteile) (EIA 2018a).

Der EE-Ausbau wird in neun Bundesstaaten des PJM-Gebietes durch Renewable Portfolio Standards (RPS) mit einem Ziel zwischen 10 und 50 % bis 2020 oder 2032 gefördert. Durch die RPS wird Versorgern vorgeschrieben, dass ein Prozentsatz oder eine bestimmte Menge des von ihnen verkauften Stroms aus erneuerbaren Ressourcen stammen muss. Aufgrund der Unterschiede in der Ausgangslage sowie in der Ausgestaltung der RPS können aus der Höhe der RPS-Ziele keine unmittelbaren Rückschlüsse über das Ambitionsniveau der RPS-Ziele der unterschiedlichen Staaten gezogen werden⁴. In Virginia und Indiana gibt es keine RPS, aber es sind freiwillige „State Goals“ vereinbart worden (PJM 2016b). Abbildung 5 stellt dies dar.

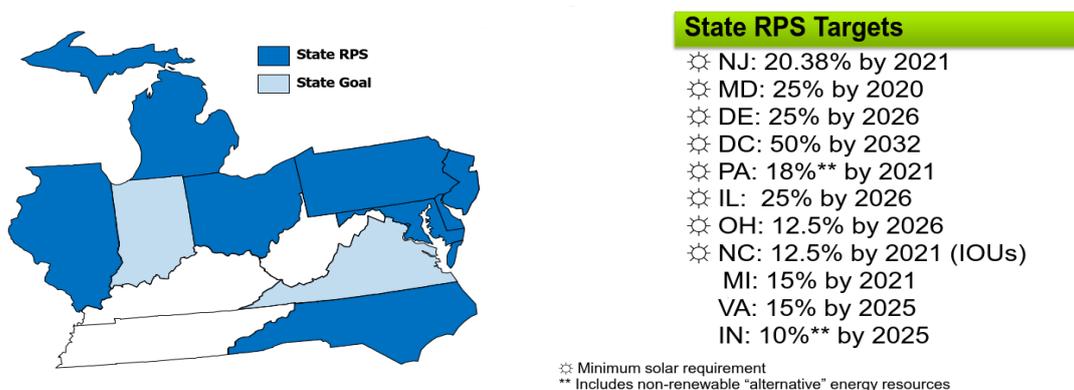


Abbildung 5: State Renewable Portfolio Standards and Goals (PJM 2018k)

2016 prognostizierte PJM-Vice President Craig Glazer einen Ausbau von 29 GW Wind- und 8,1 GW Solarenergie bis 2031. Dies würde einem Anteil von 13 % an der Stromnachfrage im PJM-Gebiet entsprechen⁵. Hierzu seien allerdings noch zentrale Weichenstellungen in den PJM-Märkten umzusetzen (PJM 2016b). Im April 2018 prognostizierte Ken Schuyler 27 GW Wind und 8 GW Solar, also etwas weniger Ausbau. Trotzdem wird ein etwas höherer Anteil von 13,5 % angenommen (PJM 2018k). Diese Ziele erscheinen auf den ersten Blick nicht besonders ambitioniert. Berücksichtigt man die Größe des PJM-Gebietes, potentielle Standortbedingungen und die sinkenden Stromgestehungskosten beispielsweise von moderner Windkraft, müssten auch höhere Anteile schneller erreichbar sein (NextEra 2016).

³ Allerdings liegt ein Großteil des Gebiets sowie der Windkraftkapazitäten dieser zwei Bundesstaaten nicht im PJM-Gebiet, sondern im MISO-Gebiet (siehe Abbildung 1), wo Windkraftkapazitäten insgesamt viel stärker entwickelt sind als im PJM-Gebiet.

⁴ Berry / Laird / Stefes 2015 thematisiert das sehr unterschiedliche Ambitionsniveau der RPS der einzelnen US-Bundesstaaten. Ergänzend gibt NCSL 2018 einen aktuellen Überblick.

⁵ Auch wenn diese Aussage auf den ersten Blick den doch teilweise ambitionierteren RPS-Zielen zu widersprechen scheint, ist zu bedenken, dass in einigen Regionen von PJM die konventionelle Erzeugung noch sehr prägend ist und sich die Aussage nur auf Wind- und Solarenergie bezieht. Eine detailliertere Diskussion dieses Aspektes konnte in diesem Vorhaben nicht umgesetzt werden.

Stromverbrauch

Die höchste Stromnachfrage (Peak Demand) lag 2017 bei 165 GW (PJM 2017a). Traditionell wird sie im Sommer nachgefragt, wenn ein hoher Bedarf an Kühlung besteht. In den letzten 20 Jahren ist sie um ca. 25 % gewachsen. Dabei gab es Schübe von 14 GW zwischen 1999 und 2001 und 16 GW zwischen 2013 und 2017 (Monitoring Analytics 2018b).

Emissionen

Die Emissionen der Stromerzeugung im PJM-Gebiet sinken. In den letzten 10 Jahren konnten neben Schwefeldioxid und Stickoxide die CO₂-Emissionen um 30% gesenkt werden (PJM 2018h). Jedoch lagen die durchschnittlichen CO₂-Emissionen 2017 noch bei 948 lbs/MWh, umgerechnet 430 gCO₂/kWh (PJM 2018j)⁶. Abbildung 6 zeigt die abnehmende Entwicklung der Emissionen im PJM-System in den Jahren 2005 bis 2017. Die Darstellung ist allerdings mit Vorsicht zu betrachten, da trotz sehr unterschiedlicher Emissionsreduzierungen von CO₂, SO₂ und NO_x fälschlich durch die unterschiedlichen Skalen der optische Eindruck erzeugt wird, die CO₂-Reduktion sei vergleichbar stark wie die SO₂-Reduktion.

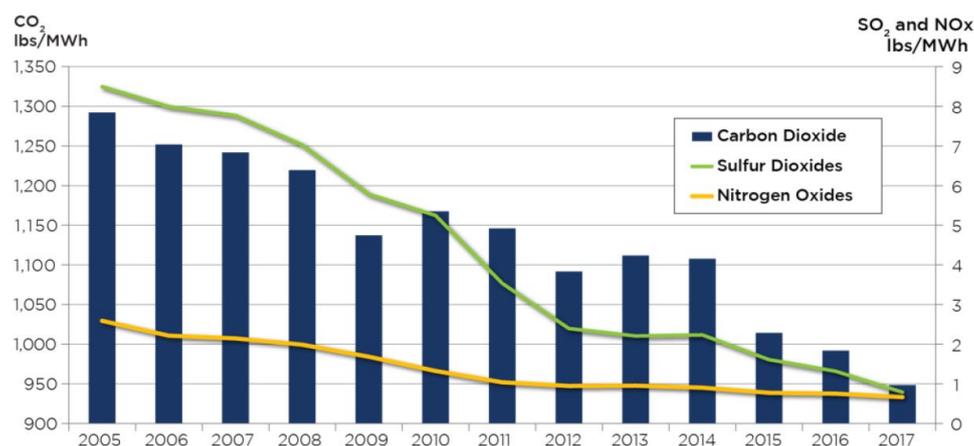


Abbildung 6: Entwicklung der SO₂-, NO_x- und CO₂-Emissionen im PJM-System (PJM 2018h)

1.4 Die PJM-Märkte

Mit der Kooperation und der Gründung des ersten gemeinsamen Strommarktes bildete PJM den Grundstein für die US-Bundesstaaten übergreifende Zusammenarbeit von Strommarktakteuren. Auch wenn erst 1997 mit der Etablierung des *Real Time Energy Market* der erste wesentliche Meilenstein gesetzt wurde, wird PJM stets als Innovationstreiber von Strommärkten anerkannt. In den Jahren zwischen 1999 und 2005 wurden u.a. der *FTR Auction Market* und der *Locational Marginal Pricing (LMP)-based Real-Time Energy Market* etabliert.

⁶ Zum Vergleich liegen die CO₂-Emissionen des durch einen recht hohen Anteil an Kohleverstromung geprägten Strommixes in Deutschland bei umgerechnet 1078 lbs/MWh (= 489 g CO₂/kWh) (UBA 2018).

Die PJM-Märkte können entsprechend dem Einfluss des RTO charakterisiert und dargestellt werden (Fan et al. 2010). Abbildung 7 gibt einen Überblick über die Märkte und den Einfluss von PJM.

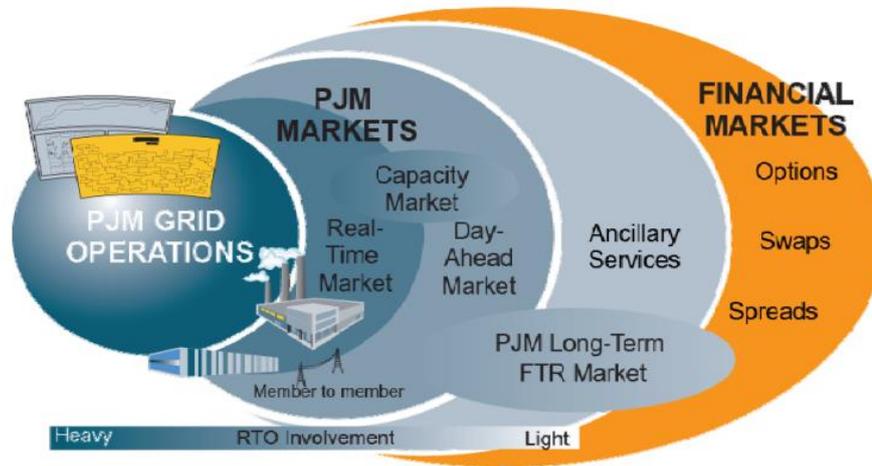


Abbildung 7: Struktur der PJM-Märkte und Einfluss des RTO (Fan et al. 2010)

Unter direktem Einfluss von PJM stehen der Real-Time-, Day-Ahead- und der Kapazitätsmarkt. Der Long-Term FTR Markt (Langzeitlieferverträge) und die *Ancillary Services* (Systemdienstleistungen) werden nur teilweise von PJM und in Zusammenarbeit mit den PJM-Mitgliedern betrieben. Der Handel mit Produkten der Finanzmärkte wie Options, Swaps und Spreads wird durch die Marktakteure unabhängig von PJM durchgeführt (Fan et al. 2010).

Die PJM-Märkte sind ähnlich aufgebaut wie Börsenmärkte. Abstimmung von Angebot und Nachfrage entwickelt den Preis. Allerdings sind die PJM-Märkte geprägt durch lokale Preise, mit denen die Netzinfrastruktur und bestehende Engpässe bei der Preisbildung berücksichtigt werden. Deswegen wird im Folgenden zunächst der lokale marginale Preisansatz erläutert, bevor die einzelnen Märkte detaillierter beschrieben werden.

Locational Marginal Pricing (LMP)

Unter anderem aufgrund des in den USA weniger engmaschigen Stromnetzes hat die Einbeziehung von Netzengpässen in die Preisbildung stets eine größere Bedeutung gehabt als in Europa. Im PJM-Markt, wie auch in weiteren US-Strommärkten, gibt es eine Vielzahl von an Netzknotenpunkten orientierten Preiszonen, in denen mittels des *Locational Marginal Pricing* (LMP) die Preise für den Strombezug gebildet werden. In nodalen Systemen wird für jeden Knoten (Ein- und Ausspeisepunkt des Übertragungsnetzes) und Zeitpunkt spezifisch ein Strompreis bestimmt⁷. Somit bestehen häufig parallel unterschiedliche Strompreise im PJM-System. Gibt es zum Zeitpunkt der Lieferung zwischen nebeneinander liegenden Preiszonen keine Netzengpässe, gleichen sich die Preise an. Nur wenn der kostengünstigste Strom den Bedarf im gesamten Gebiet decken kann, gilt ein gemeinsamer Preis (PJM 2018m, Fan et al. 2010, Jahn/Piria 2016).

⁷ Siehe für eine ausführlichere Betrachtung von nodalen und zonalen Strompreissystemen Maurer/Zimmer/Hirth 2018.

Mit dem Modell werden Preissignale für Investitionen in Erzeugungskapazitäten, Lastmanagement, Speicher oder in Netzinfrastrukturanlagen erzeugt. Sind die Preise in einer Zone hoch, motiviert dies kurzfristig Kapazitäten, die zum Beispiel wegen Wartungsarbeiten gerade nicht in Betrieb sind, in den Markt zu gehen. Langfristig wird durch höhere Erlöspotentiale als an anderen Standorten die Ansiedlung neuer Anlagen angereizt. Häufige Preisdifferenzen zwischen zwei Zonen können aber auch verdeutlichen, dass der Ausbau von Netzverbindungen sinnvoll ist, und helfen, den wirtschaftlichen Nutzen des Netzausbaus zu quantifizieren. Ziel lokaler Preise ist es letztendlich, den Handel im Strommarkt mit den tatsächlichen physikalischen Stromflüssen in Übereinstimmung zu bringen.

In Abbildung 8 stellen die grün eingefärbten Zonen die Gebiete dar, in denen der *System Marginal Price* (SMP) als Systemreferenz gilt. In Schritten werden die zusammengefassten Abweichungen nach unten und nach oben in den unterschiedlichen Regionen dargestellt⁸.

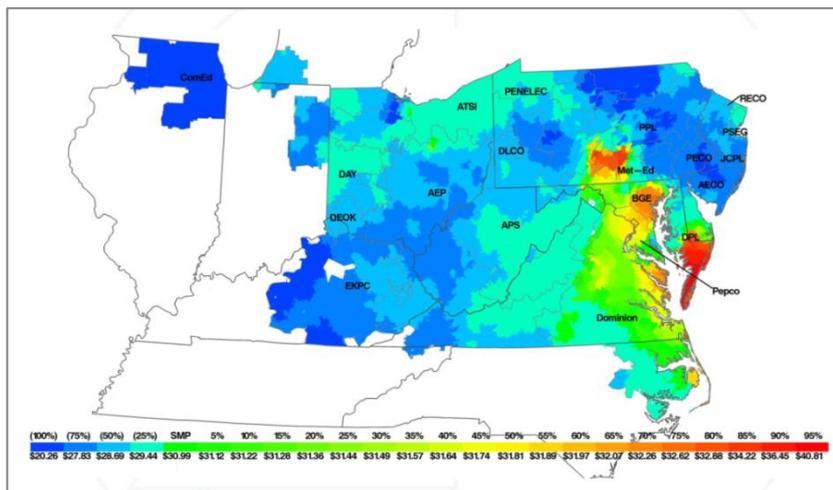


Abbildung 8: Durchschnittliche lokale real-time Preise im PJM-System 2017
(Monitoring Analytics 2018b)

Die Abbildung macht deutlich, dass im Westen des PJM-Gebietes viele Kapazitäten vorhanden sind und die Strompreise für Verbraucher niedriger sind als im Osten. Dort gibt es Zonen, wo neue Erzeugungskapazitäten bzw. Lastmanagementressourcen oder Netzleitungen besonders sinnvoll wären.

Spotmarkt

Zentraler Marktplatz für den kurzfristigen Handel ist der Spotmarkt. Dazu gehören der Real-Time- und der Day-Ahead-Markt. Dort wird der Einsatz der Kraftwerke organisiert. PJM veröffentlicht vor dem Handel den Bedarf für alle Marktteilnehmer. Diese können bis 12 Uhr des Vortages am Day-Ahead-Markt ihre Gebote abgeben. Anschließend werden die Gebote von PJM evaluiert und um 16 Uhr die stündlichen Day-Ahead-LMP (Preise auf Basis der Grenzkosten jedes Knotens) veröffentlicht. Mit den neuen Informationen wird ein weiterer

⁸ In der Darstellung werden mehrere Knoten mit ähnlichen Preisen in der gleichen Farbe dargestellt, so dass die Gesamtzahl nicht sichtbar wird. Die Knoten mit einem höheren Preis als dem SMP werden in 5%-Schritten zusammengefasst und mit einem Farbverlauf von Grün über Gelb und Orange ins Rot verdeutlicht. Die Preiszonen in denen genügend Kapazitäten für die Bedarfsdeckung zur Verfügung stehen, werden in 25%-Schritten geclustert und gehen farblich von Grün ins Dunkelblau.

Handel bis 18 Uhr ermöglicht. Am Liefertag selbst wird der Real-Time-Markt durchgeführt. Ungleichgewichte zwischen Stromangebot und -nachfrage werden anschließend über die Regelleistung ausgeglichen (PJM 2018l, Jahn/Piria 2016, Fan et al. 2010).

Die Preise am Großhandelsmarkt nahmen laut einem für das gesamte PJM-System vereinheitlichten Vergleich im Zeitraum 2008 bis 2017 mit einzelnen Gegentendenzen eher ab, von 0,08 auf unter 0,06 \$/kWh (PJM 2018h).

Im PJM-Markt gilt ein *offer cap* in Höhe von 1.000 USD/MWh. Allerdings können in Bedarfsfällen auch höhere Erlöse durch weitere Nebenleistungen erzielt werden. Kapazitäten, die dann zum Einsatz kommen, werden vorher einem kostenbasierten Überprüfungsprozess (*Energy Offer Verification*) unterzogen (PJM 2018i).

Kapazitätsmarkt (*Reliability Pricing Model*)

Neben dem Spotmarkt umfassen die PJM-Großhandelsmärkte auch einen Kapazitätsmarkt auf Basis des *Reliability Pricing Models* (RPM). Hier werden nicht physische Strommengen, sondern sicher zur Verfügung gestellte Kapazitäten für einen künftigen Bedarf gehandelt.

Alle PJM-Mitglieder, die Endkunden mit Strom versorgen, sind dazu verpflichtet, neben dem aktuellen Strommengenbezug auch Kapazitäten für den zukünftigen Bedarf zu sichern.

Mit einer Formel wird die variable Nachfrage drei Jahre in der Zukunft prognostiziert. Die angenommenen notwendigen Kapazitäten zur Deckung des Bedarfs werden ausgeschrieben und in einer wettbewerblichen Auktion die Kraftwerke bezuschlagt, welche unter Bezugnahme des Standortes am kostengünstigsten diesen Bedarf decken können⁹. Die Anlagenbetreiber werden verpflichtet, die bezuschlagten Kapazitäten am Markt bereit zu stellen. Vertikal integrierte Stromversorger können sich vom Kapazitätsmarkt befreien, wenn sie ihre Stromnachfrage mit eigenen Ressourcen bedienen können. Man spricht hier vom *Fixed Resource Requirement* (FRR)¹⁰.

Für bestimmte durch die staatlichen Instanzen gewollte Erzeugungskapazitäten, wie z.B. moderne Gaskraftwerke, gilt die *Minimum Offer Price Rule* (MOPR). Sie begrenzt die abzugebenden Gebote nach unten, um den Markteintritt oder das Bestehen dieser Kraftwerke abzusichern. Diese Kraftwerke werden dadurch vor zu niedrigen Geboten mit einer Untergrenze geschützt und können sicher mit einem Mindestlös kalkulieren (PJM 2018n).

Durch Netzengpässe entstehen auch im Kapazitätsmarkt starke Preisunterschiede zwischen Knoten, die eine bedarfsgerechte Lokalisierung von neuen Erzeugungs- bzw. Lastmanagementkapazitäten anreizen. Mit dem *Locational Pricing* werden die Kosten der Stromverfügbarkeit an bestimmten Orten eingebracht. Die Anbieter erhalten neben der am Spotmarkt tatsächlich nachgefragten Arbeit (*pay-for-performance*) auch für die bereitgestellte ggfs. nicht abgerufene Leistung eine Vergütung. Lastmanagement-Maßnahmen können durch registrierte Marktteilnehmer gebündelt gehandelt werden.

⁹ Im PJM-Kapazitätsmarkt wird ein *Resource Clearing Price* ermittelt, also der Preis, zu dem die als notwendig ermittelten Kapazitäten beschafft werden können. Alle Anbieter, die unterhalb dieses Preises angeboten haben, bekommen diesen Zuschlag. Alle Anbieter, die einen höheren Preis verlangt haben, erhalten keinen Zuschlag (PJM 17.04.18).

¹⁰ In einigen PJM-Staaten wurde das Unbundling vollzogen, in anderen nicht. Mit der FRR-Option hat PJM integrierten Unternehmen die Möglichkeit gegeben, auch ohne einer Teilnahme am Kapazitätsmarkt Teil des PJM-Systems zu sein. Dies wurde nötig durch die unterschiedlichen Grade der Regulierung der Bundesstaaten.

Festgelegte Kriterien bestimmen die Anforderungen an flexiblerer Bereitstellung des Stromes (PJM 2018m, 2018o, Jahn/Piria 2016).

Ausgelöst durch Unterversorgungen im kalten Winter 2012 werden seit 2015 über eine *Capacity Performance Resource* (CPR) Erzeugungskapazitäten, welche die vereinbarten Anforderungen nicht erfüllen mit Pönalen bestraft, während jene mit einer guten Performance belohnt werden (Jahn/Piria 2016).

Aktuelle Diskussionen könnten zu weiteren Anpassungen an das Design des Kapazitätsmarktes führen (siehe hierzu Abschnitt 4.2).

Märkte für Systemdienstleistungen

Unter Systemdienstleistungen werden die Dienste zur Betriebsführung, Frequenzhaltung, Spannungshaltung und dem Versorgungswiederaufbau (black start) verstanden (VDE/FNN 2016). Zum Ausgleich von kurz- oder mittelfristigem Unter- oder Überangebot von Strom zur Haltung der Spannung und Frequenz, bietet PJM Märkte für die Beschaffung von Regelernergie oder Reservekapazitäten an:

Der *Regulation Service* korrigiert kurzfristige Änderungen des Stromverbrauchs mit Auswirkungen auf die Stabilität des Stromnetzes durch die Zuschaltung von Erzeugung oder die Reduzierung des Verbrauchs. Gegenwärtig nehmen am Regulierungsmarkt neben fossilen und erneuerbaren Kraftwerken Energiespeicher, Batterien, Schwungräder und eine Gruppe von Elektrofahrzeugen teil. Bezahlt wird für die bereitgestellte Leistung mit Anreizen für schnelle und genaue Verfügbarkeit (PJM 2017e).

An den Märkten der *Synchronized Reserve* und *Non-Synchronized Reserve* bieten Anlagenbetreiber flexible Kapazitäten, die kurzfristig unerwartete Schwankungen ausbalancieren können. Die *Synchronized Reserve* produziert kontinuierlich Strom, kann aber Erzeugung ad hoc auf die nachgefragte zusätzliche Menge hochfahren. Die *Non-Synchronized Reserve* ist zum Zeitpunkt der Abfrage „offline“, kann aber schnell eingesetzt werden (PJM 2017e, PJM 2018c).

Endkundenmärkte

Die Endkundenmärkte der PJM-Region sind teilweise durch regulierte Monopole geprägt, teilweise wettbewerblich organisiert. In Delaware, Illinois, Maryland, Michigan, New Jersey, Ohio und Pennsylvania können die Stromkunden frei ihren Anbieter wählen. In Indiana, Kentucky, North Carolina, Tennessee, Virginia, West Virginia und im District of Columbia wird der Endkundenmarkt durch vertikal integrierte Versorger organisiert (Jahn/Piria 2016).

Die Strompreise für die Endkunden sind seit 2008 laut einem das PJM-System umfassenden Vergleich stabil auf einem niedrigen Niveau unter 0,15 \$/kWh geblieben, auch wenn sie in der Tendenz leicht zunahmten (PJM 2018h).

2 Energiepolitische Governance in der PJM-Region

Der Stromsektor unterliegt in den USA einem komplexen Gefüge aus kommunaler, regionaler, bundesstaatlicher und föderaler Gesetzgebung und Regulierung. Die Kompetenzen überlappen und beeinflussen sich gegenseitig (Dennis et al. 2016). So existieren in einzelnen Bereichen oft föderale und staatliche Programme parallel: Es gibt z.B. den föderalen *Production Tax Credit* für Erzeuger erneuerbaren Stroms, während viele Bundesstaaten mit den RPS die Stromversorger zu bestimmten Quoten verpflichten. Insbesondere für neue innovative Technologien – z.B. dezentrale Energieerzeugung, Speicher, Demand-Side Management – ist die Kompetenzaufteilung hinsichtlich Politikgestaltung und Regulierung zwischen Bundesstaaten und föderaler Ebene nicht geklärt (Dennis et al. 2016). Auch bei grundsätzlichen Fragen der Strommarktregulierung diskutieren die föderale Ebene und die Bundesstaaten immer wieder über die Grenzen der jeweiligen Kompetenzen (Jahn/Piria 2016, siehe auch Kapitel 4). Im Vergleich der Kompetenzverteilung zwischen EU und deren Mitgliedsstaaten sind die Zuständigkeiten der föderalen Ebene in den USA deutlich kleiner (Jahn/Piria 2016).

Im Folgenden werden zunächst die Institutionen der Bundesebene, ihre Kompetenzen und anschließend die der Bundesstaaten bzw. mehrerer gemeinsam organisierter Bundesstaaten vorgestellt.

2.1 Staatenübergreifende Institutionen

Department of Energy (DoE) und Federal Energy Regulatory Commission (FERC)

Das *Department of Energy* (DoE) ist auf föderaler Ebene für Energiepolitik zuständig. Neben den Nuklearprogrammen (Waffen, Kraftwerke, Entsorgung), die den bei weitem größten Teil des DoE-Budgets beanspruchen, fallen auch Energieforschung, Energieeinsparung und Stromerzeugung in seine Verantwortung. Laut *Federal Power Act* (FPA) soll DoE die Energiesicherheit der Nation in Bezug auf die heimische Förderung bzw. Erzeugung sowie Importe sicherstellen.

Laut Verfassung darf die föderale Ebene in private wirtschaftliche Aktivitäten nur dann eingreifen, wenn es um zwischenstaatlichen Handel geht. Darunter fallen für PJM im Stromsektor die Übertragung von Strom und nach gerichtlicher Klärung auch die bundesstaatenübergreifenden Großhandelsmärkte (Jahn/Piria 2016, FERC 2018a). Für die Regulierung dieses Bereiches ist die zeitgleich mit dem DoE 1977 eingerichtete Bundesbehörde *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) zuständig.

Das DoE kann Regulierungsakte im Rahmen der Kompetenz der FERC nur anstoßen und nicht direkt beschließen (Jahn/Piria 2016). Die FERC ist damit eine unabhängige Behörde, die direkt dem US-Kongress berichtet und nur durch Gerichte kontrolliert wird. Dies zeigte sich zum Beispiel im Januar 2018, als FERC einen Vorschlag von Secretary of Energy Rick Perry zur Einführung einer *Grid Resiliency Pricing Rule* (GRPR) und damit indirekten Förderung von Kohlekraftwerken ablehnte (siehe für Details adelphi/RAP 2018).

Grundsätzliche Ziele der FERC sind die Sicherstellung von fairen und nachvollziehbaren Marktbedingungen und Großhandelspreisen sowie die Förderung einer sicheren, zuverlässigen und effizienten Energieinfrastruktur (FERC 2014). Mit den *Energy Policy Acts*

von 1992 und 2005 ermöglichte der Kongress eine Öffnung des Großhandelsmarktes für Strom. Im Zuge dessen bekam FERC für ihr Kompetenzgebiet u.a. die Möglichkeit, vertikal integrierten Unternehmen anzuordnen und die Übertragungsnetze auch für andere Erzeuger zu öffnen. Seitdem fördert FERC den fairen Wettbewerb auf den Großhandelsmärkten – dies war auch ihr Hauptargument für die einstimmige Ablehnung der GRPR. FERC hat die Bildung grenzüberschreitender Systembetreiber wie PJM stets proaktiv unterstützt (FERC 2017b).

Der FERC stehen fünf Commissioner vor, die durch den US-Präsidenten ernannt werden und von denen nur drei der gleichen Partei angehören dürfen (FERC 2014). In Abstimmungen reicht eine Mehrheit von drei Stimmen. Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieser Studie wurde der freie Sitz gerade neu mit dem von Präsident Trump nominierten Kandidaten Bernard McNamee besetzt, den zuvor der Republikaner Robert Powelson innehatte. Mit der Besetzung dieses Sitzes hatte sich die bisherige Ausrichtung der FERC geändert, da Powelson sich moderat und unabhängig positionierte, z.B. in der Auseinandersetzung mit DoE um die GRPR. Von McNamee wird dies nicht erwartet. FERC wird jedoch weiterhin an den *Federal Power Act* gebunden sein, der faire und nachvollziehbare (*just and reasonable*) Netzentgelte, Gebühren, Vorgaben und Regulierungen in FERCs Zuständigkeitsbereich vorschreibt (FPA 2012, Reuter 04.10.18).

2005 übertrug der Kongress der FERC zudem für die Übertragungsebene die Verantwortung für die Versorgungssicherheit und Cybersecurity. Dieser Verantwortung kommt sie durch Monitoring sowie die Mitentwicklung von Standards und deren Durchsetzung mit Strafzahlungen nach (FERC 2014, IEA 2014).

North American Electric Reliability Corporation (NERC)

2006 zertifizierte FERC die *North American Electric Reliability Corporation* (NERC) als *Electric Reliability Organization*. NERC ist als internationale Organisation für die Versorgungssicherheit in den drei synchronen Stromsystemen, die große Teile der USA und Kanada sowie einen kleinen Teil Mexikos (Baja California) decken, zuständig (IEA 2014). NERC beaufsichtigt acht regionale Organisationen, die jeweils die Versorgungssicherheit (*reliability*) in ihrer Region verantworten. Ihre Zuständigkeitsgebiete sind nicht deckungsgleich mit denen der ISOs (Abbildungen 1 und 3). Der größte Teil des PJM-Gebiets wird von der ReliabilityFirst Corporation (RFC) beaufsichtigt, die jedoch auch für manche Regionen außerhalb des PJM-Gebiets zuständig ist. Wiederum ist ein kleiner Teil des PJM-Gebiets unter Zuständigkeit der SERC Reliability Corporation (SERC), die vor allem den Südosten der USA beaufsichtigt.

FERC kann NERC anweisen, neue Standards zu entwickeln oder bestehende zu überarbeiten. FERC überwacht zudem NERCs regelmäßige Bewertungen der Versorgungssicherheit.

2.2 Bundesstaaten und ihre Kooperationen

Energie- und insbesondere Strommarktpolitik wurde in den letzten Jahren verstärkt in den Bundesstaaten vorgebracht (Carley & Browne 2012). Verschiedene Bundesstaaten gingen auf diese Weise Zielen der Dekarbonisierung und Diversifizierung des Stromsektors nach, die aus ihrer Sicht auf föderaler Ebene nicht ausreichend verfolgt wurden. So erklären sich die in Kapitel 3 dargestellten zum Teil sehr unterschiedlichen energiepolitischen Ausrichtungen sowie Ausgestaltungen der Endkundenstrommärkte im PJM-Gebiet, die Auswirkungen auf die Märkte haben (Simeone 2017).

State Public Utility / Public Service Commissions

Hinsichtlich der Regulierung des Stromsektors liegt seit der Einführung des FPA im Jahr 1935 die Regulierung von Stromerzeugung, -verteilung und Endkundenmärkten bei den Bundesstaaten (Berkeley Lab 2016). Innerhalb der Bundesstaaten sind dafür die jeweiligen *State Public Utility / Public Service Commissions*¹¹ zuständig (Dennis et al. 2016).

Organization of PJM States (OPSI)

Die 14 Staaten, über die sich das Gebiet der PJM Interconnection erstreckt, haben sich 2005 in der *Organization of PJM States* (OPSI) zusammengeschlossen, deren Mitglieder die *State Public Utility / Public Service Commissions* sind. OPSI wurde gegründet, um den direkten Austausch der Bundesstaaten untereinander, mit PJM sowie FERC zu erleichtern.

OPSI kann als Verbindung zu und Interessensvertretung der Bundesstaaten gegenüber PJM-Mitarbeitern, dem *PJM Board of Managers*, FERC und anderen Behörden der Bundesebene gesehen werden. OPSI, wie auch die einzelnen *State Public Utility / Public Service Commissions*, ist nicht Mitglied von PJM. Die Organisation nimmt aber an den *Stakeholder Meetings* teil. Das Budget von OPSI wird gedeckt durch eine von der FERC genehmigten Gebühr, die im PJM-Tarif enthalten ist (USAID/NARUC 2018).

Die OPSI-Mitglieder koordinieren über OPSI gemeinsame Datenauswertungen und Studien, aber auch ihre bundesstaatliche Politik und Regulierung in Bezug auf PJM-Tätigkeiten, die Marktbeobachtung sowie andere Aspekte. OPSI betont die Unabhängigkeit ihrer Mitglieder: Ihre Rolle als gesetzliche Regulierungsbehörde innerhalb der bundesstaatlichen Grenzen bleibt gewahrt (USAID/NARUC 2018). In den Jahren 2016 bis 2017 hatte OPSI ein kleines Budget, mit Ausgaben knapp unter 600.000 USD pro Jahr (OPSI 2018c).

OPSI wird durch das *OPSI Board* gesteuert, in dem je ein *Commissioner* der 14 Mitglieder vertreten ist. Die restlichen *Commissioner* und Mitarbeiter der jeweiligen Behörden können sich aber in Diskussionen einbringen. *OPSI Board-Meetings* finden monatlich statt, hinzu kommen Treffen der *Committees: Market Monitoring Committee, Nominating Committee* oder *Personnel Committee*. OPSI hält außerdem jährlich ein *Spring Meeting* und ein *Annual Meeting* ab, letzteres mit ungefähr 250 bis 400 Teilnehmern (OPSI 2018a, OPSI 2018b).

National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC)

Neben OPSI sind die *State Public Utility / Public Service Commissions* auch in der 1889 als Non-Profit-Organisation gegründeten *National Association of Regulatory Utility Commissioners* (NARUC) vertreten. Mitglieder sind alle 50 US-Bundesstaaten, der District of Columbia, Puerto Rico und die Virgin Islands. Die Organisation wird von einem *Board of Directors* überwacht und durch ein *Executive Committee* repräsentiert, dem sechs bundesstaatliche *Commissioners* angehören (NARUC 2018, FERC 2018a).

¹¹ Die jeweiligen *State Public Utility / Public Service Commissions* sind generell für die Regulierung von Versorgungsunternehmen (*utilities*) in den Bereichen Strom, Ab-/Wasser, Telekommunikation, Verkehr und Schifffahrt zuständig (OPSI 2018a). Die jeweiligen *Commissioner* werden im Großteil der Bundesstaaten durch den Gouverneur oder die Legislative ernannt, in 14 Bundesstaaten werden sie direkt gewählt (NARUC 2018). Nur wenige Staaten wie Kalifornien haben parallel eine Energy Commission, die zwar nicht die Regulierung, jedoch andere Bereiche der Energiepolitik (z.B. Erzeugungsmix, strategische Entwicklung) verantwortet.

3 Vergleich der PJM-Staaten

Die Tabellen 2 bis 4 geben einen Überblick zu den Anteilen der Stromerzeugung und den politischen Rahmenbedingungen. Sie sollen die Herausforderung einer Einbindung der stark divergierenden energiepolitischen Positionen und Interessen durch PJM verdeutlichen.

Verschiedene Standortbedingungen, Vorgeschichten und energiepolitische Präferenzen führten zu unterschiedlichen Erzeugungsmixen der PJM-Bundesstaaten. So gibt es Bundesstaaten mit einem hohen Anteil an Kohleverstromung, wie Kentucky (83 %) oder Indiana (71 %) und durch Erdgas geprägte Bundesstaaten wie Delaware (89 %) oder New Jersey (56 %). Es gibt kurzfristige Ausbauziele für EE wie in Maryland (25 % bis 2020) und etwas längerfristige, aber dafür ambitioniertere wie in New Jersey (50 % bis 2030). Es gibt vollständig deregulierte Endkundenstrommärkte wie in Illinois, teilweise deregulierte wie in Virginia und regulierte wie in Kentucky.

Tabelle 2: Übersicht über den Stromerzeugungsmix in den PJM-Staaten 2016 in relativen und absoluten Zahlen (Quelle: EIA 2018a)

Staaten ¹²	Stromerzeugung absolut (in GWh)	Anteil ausgewählter Energieträger an ges. Erzeugung				EE- Stromerzeugung absolut (in GWh)	Anteil an EE-Stromerzeugung			
		Kohle	Erdgas	Nuklear	Erneuerbare		Wasserkraft	Wind	PV	Biomasse ¹³
Delaware	8.731,3	5%	89%		1,4%	124,4		4,3%	41,1%	54,7%
D.C.	76,5		30%		69%	52,8				100%
Maryland	37.166,7	37%	15%	40%	7%	2.673,6	52,1%	19,7%	7,8%	20,4%
New Jersey	77.611,4		56%	39%	2,4%	1.848	0,5%	1,1%	45,2%	53,2%
Ohio	118.922,1	58%	24%	14%	2,1%	2.533,3	19,7%	49,2%	2,6%	28,5%
Pennsylvania	215.066,5	25%	32%	39%	3,9%	8.317	28,6%	41,8%	0,9%	28,7%
Tennessee	79.340,6	39%	14%	37%	9,9%	7.823,8	86,6%	0,5%	1,0%	12%
Virginia	92.554,9	18%	44%	32%	6%	5.584,1	26,4%		0,4%	73,3%
West Virginia	75.943	94%			4%	3.070,4	53,4%	46,6%		
Kentucky*	80.273,5	83%	10%		4,9%	3.954,6	87,9%		0,3%	11,7%
Illinois*	187.289,1	32%	9%	53%	6%	11.312,1	1,2%	94,3%	0,4%	4,1%
Indiana*	101.759,1	71%	20%		5,9%	5.984,4	7,1%	81,9%	3,8%	7,2%
Michigan*	112.121,8	36%	26%	28%	7,8%	8.764,5	17,8%	53,6%	0,1%	28,5%
North Carolina*	130.779,2	29%	30%	33%	8%	10.400,5	42,5%	0,1%	32,9%	24,5%

¹² Die mit * gekennzeichneten Bundestaaten liegen nur teilweise im PJM-Gebiet. Etwa die Hälfte von Kentucky wird durch PJM abgedeckt; North Carolina, Michigan, Illinois und Indiana liegen nur zu weniger als einem Viertel im PJM-Gebiet. Die hier angegebenen Zahlen gelten für den jeweiligen gesamten Bundesstaat.

¹³ Unter Biomasse zählt hier 'Wood and wood-derived fuels' und 'Other Biomass'.

Tabelle 3: Vergleich der Energie- und Klimapolitiken der Bundesstaaten im PJM-Gebiet						
Bundesstaat	Bevölkerung (2016)	Parteimitglied schaft des amtierenden Gouverneurs (und seiner Vorgänger) ¹⁴	Erneuerbaren-Ziele + staatliche Förderungen im Stromsektor ¹⁵	THG-Emissionsziele	RGGI ¹⁶	U.S. Climate Alliance ¹⁷
Delaware	934.695	D (D D)	RPS: 25% bis 2025-2026 (3.5% PV)		X	X
District of Columbia	659.009	D (D D)	RPS: 50% bis 2032			
Illinois	12.851.684	R (D D)	RPS: 25% bis 2025-2026	THG-Emissionsreduktion auf 1990-Level bis 2020 und um 60% unter 1990-Level bis 2050		
Indiana	6.589.578	R (R R)	Clean Energy Portfolio Goal: 10% bis 2025 (30% des Zieles darf mit sauberer Kohletechnologie, Kernenergie, Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und Erdgas erreicht werden)	THG-Emissionsreduktion um 20% bis 2025 und um 80% bis 2050 (gegenüber 2005)		

¹⁴ Angegeben sind in Klammern der / die direkte und der / die vorletzte Vorgänger/in; D=Demokraten, R=Republikaner.

¹⁵ RPS: Renewable Energy Portfolio Standard; RES: Renewable Energy Standard; AEPS: Alternate Energy Resource Standard; AERS: Alternative Energy Portfolio Standard

¹⁶ Die Regional Greenhouse Gas Initiative (RGGI) ist ein regionales Cap-and-Trade-Programm von derzeit neun Bundesstaaten zur Reduzierung der durch den Stromsektor verursachten THG-Emissionen.

¹⁷ Die U.S. Climate Alliance ist ein parteiübergreifender Zusammenschluss von Gouverneuren, die sich für die Einhaltung der Pariser Klimaziele einsetzen.

Kentucky	4.411.989	R (D R)				
Maryland	5.959.902	R (D R)	RPS: 25 % bis 2020 (2.5 % Solar)	THG-Emissionsreduktion um 25 % bis 2020 und um 40 % bis 2030	X	X
Michigan	9.909.600	R (D R)	RES: 15 % bis 2021; Ziel: 35 % bis 2025	THG-Emissionen 20 % unter 2005-Level bis 2025 und 80 % unter 2005-Level bis 2050		
New Jersey	8.915.456	D (R D)	RPS: 50 % bis 2030	THG-Emissionen bis 2020 auf 1990-Niveau und bis 2050 80 % unter dem 2006-Niveau	X	X
North Carolina	9.940.828	D (R D)	RPS: 12.5 % bis 2021 (IOUs), 10 % bis 2018 (Stadtwerke und Kooperative)			X
Ohio	11.586.941	R (D R)	AERS: 25 % bis 2026 (12.5% Erneuerbare)			
Pennsylvania	12.783.977	D (R D)	AEPS: 18 % bis 2020-2021 (beinhaltet auch nicht-erneuerbare Energieressourcen wie Abfallkohle etc.)			
Tennessee	6.548.009	R (D R)				
Virginia	8.310.301	D (D R)	Voluntary Renewable Energy Portfolio Goal: 15 % bis 2025 (IOUs)		X	X
West Virginia	1.846.092	R (D D)	RPS wurde 2015 aufgehoben			
Quellen	U.S. Census Bureau 2018		National Conference of State Legislatures 2018	C2ES 2018a	C2ES 2018b	US Climate Alliance 2018

Tabelle 4: Übersicht über die Strommärkte und Energieressourcen der PJM-Staaten			
Bundesstaat	Liberalisierte Endkundenmärkte*		Ausgewählte Schlaglichter auf vorhandene Energieressourcen und -potenziale
	Groß-kunden/non-residential	Haushalte/residential	
Delaware	X	X	Hohes Potenzial für Offshore-Windkraft
District of Columbia	X	X	Stadtgebiet. Wenig Energieressourcen
Illinois	X	X	Besitzt ein Fünftel der US-Kohlereserven
Indiana			Achtgrößter Kohleproduzent im US-Vergleich
Kentucky			Fünftgrößte Kohlereserven, 37% aller neuer US-Wasserkraftwerkskapazitäten wurden 2017 in Kentucky gebaut
Maryland	X	X	Einziges LNG-Im- und Exportterminal an Ostküste, kaum Erdgasproduktion
Michigan	(X)**	(X)**	geringe fossile Energieressourcen, hohe Potentiale für Windenergie
New Jersey	X	X	Keine fossilen Energieressourcen, Potential für Windkraft und Solarenergie
North Carolina			Großes Potenzial für Photovoltaik und Windkraft
Ohio	X	X	Siebtgrößter Erdgasproduzent im US-Vergleich
Pennsylvania	X	X	Zweitgrößter Erdgasproduzent, drittgrößter Kohleproduzent im US-Vergleich
Tennessee			Hohe Anzahl an Wasserkraftwerken
Virginia	X		Größtes Pumpspeicherkraftwerk der Welt
West Virginia			11% der nationalen Kohleförderung
* nicht flächendeckend: bezogen auf einzelne Versorgungsunternehmen (Ausnahme: District of Columbia)			
** Wahl der Großkunden und Endkunden ist auf 10% des Vorjahresumsatzes des Versorgungsunternehmens beschränkt			
Quellen	ACCES 2018		EIA 2018b, EIA 2018c (für den jeweiligen Staat, hier Delaware)

4 Aktuelle Debatten

Die für PJM zentralen energiepolitischen Debatten drehen sich grundsätzlich um das Zusammenspiel zwischen dem Wettbewerb in den PJM-Strommärkten und den teilweise sehr unterschiedlichen energiepolitischen Eingriffen einzelner Staaten oder der Bundesebene, die oft explizit oder indirekt bestimmte Erzeugungstechnologien begünstigen.

In Kapitel 4.1 werden ausgewählte aktuelle Debatten um energiepolitische Eingriffe behandelt. Anschließend wird in Kapitel 4.2 auf die Debatte um die Weiterentwicklung des Kapazitätsmarktes eingegangen. Beide sind selbstverständlich miteinander verknüpft.

4.1 Energiepolitische Eingriffe und Marktauswirkungen

Betreiber von Kohlekraftwerken haben sich immer wieder über sogenannte *out of market payments* für CO₂-arme Technologien beschwert. Solche Eingriffe würden einem breiten Energiemix mit steuerbaren konventionellen Kraftwerken entgegen wirken und die Versorgungssicherheit gefährden (Power Mag 01.11.17).

Zu den *out of market payments* für CO₂-arme Erzeugung gehören

- die RPS, die in den meisten aber nicht allen PJM-Staaten (siehe Kapitel 3) gelten,
- prinzipiell auch die bundesweite Steuervergünstigung für EE,
- die *Zero Emissions Certificate* Programme in Illinois und New Jersey, welche den Weiterbetrieb einiger Kernkraftwerke fördern und
- das Emissionshandelssystem RGGI, zu dem einige PJM-Staaten gehören.

Ebenfalls als *out of market payment* einzustufen¹⁸ wäre die von der Trump-Administration vorgeschlagene Förderung von Kohle- und Kernkraftwerken, falls diese umgesetzt wird. Auf die einschlägigen Debatten wird im Abschnitt 4.1.1. eingegangen.

Abschnitt 4.1.2 behandelt beispielhaft die Debatte um das Zusammenspiel zwischen den PJM-Märkten und RGGI, da diese neuerdings am intensivsten diskutiert wurde. Die Steuervergünstigungen und die RPS wirken sich weniger direkt auf das PJM-Marktgeschehen aus und werden entsprechend in diesem Paper ausgeklammert.

PJM als unabhängiger Systembetreiber tritt in diesen Debatten teilweise recht proaktiv auf. Beispielsweise hat sich PJM an einer Klage eines Verbands unabhängiger Stromerzeuger gegen das von der Regierung von Illinois eingeführte *Zero Emissions Certificate* Programm zur Förderung zwei bestehender Kernkraftwerke beteiligt (Power Mag 1.11.17). Im Folgenden wird auf mehrere explizite Interventionen des Systembetreibers in die energiepolitische Debatte eingegangen, die in Deutschland und der EU eher unüblich wären.

Dabei scheint PJM vor allem das Ziel zu verfolgen, die Integrität der durch PJM betriebenen wettbewerblichen Märkte zu bewahren. Oft muss PJM mit den (teilweise ungewollten) grenzüberschreitenden Auswirkungen von Maßnahmen umgehen, die von einzelnen Staaten

¹⁸ Aus Sicht der Autoren der vorliegenden Studie sind auch alle nicht internalisierten externen Effekte als (virtuelle) *out of market payments* zu betrachten, wie beispielsweise Treibhausgasemissionen, die nicht oder nicht hinreichend bepreist werden, weitere schädliche Emissionen oder die Differenz zwischen der von Kernkraftwerksbetreibern tatsächlich gezahlten Haftpflichtversicherungsprämien und den Kosten einer vollwertigen Haftpflichtversicherung. Diese Faktoren spielen in der PJM-Debatte über *out of market payments* keine Rolle.

oder Staaten-Gruppen beschlossen werden (Power Mag 1.11.17). Wie die Debatte über die RGGI (Kapitel 4.1.2) zeigt, kann sich PJM mit energiepolitischen Eingriffen anfreunden, wenn diese gleichmäßig im gesamten PJM-Gebiet gelten, was aber selten der Fall ist.

4.1.1 DoE-Vorstöße zur Förderung von Kohle- und Kernkraftwerken

Die PJM-Region ist das Epizentrum der Versuche durch die Trump-Administration, erhebliche Subventionen für von Schließungen bedrohte Kohle- und Kernkraftwerke einzuführen.

Im ersten Abschnitt dieses Kapitels wird mit Schwerpunkt auf PJM die Debatte um den ersten Versuch zusammengefasst, ein solches Förderprogramm einzuführen: den mit Resilienzdefiziten begründeten NOPR-Vorschlag¹⁹ des DoE vom September 2017, der mit der Ablehnung durch die FERC im Januar 2018 scheiterte. Im zweiten Abschnitt dieses Kapitels wird der zweite Anstoß der Trump-Administration dargestellt, die nach dem Scheitern der NOPR versucht, ähnliche Maßnahme auf andere Rechtsgrundlagen zu stützen, unter anderem mit der Begründung, die nationale Sicherheit sei akut bedroht.

Obwohl sich die rechtlichen Argumentationsstränge unterscheiden, haben diese beiden Vorstöße – besonders im Hinblick auf PJM – Gemeinsamkeiten:

- Sie bezwecken eine (erhebliche) Förderung bestehender Kohle- und Kernkraftwerke.
- Ein Großteil der Förderung würde Kraftwerke im PJM-Gebiet betreffen.
- Die Auswirkungen auf die PJM-Märkte wären sehr erheblich.

Die Ablehnung der Grid Resiliency Pricing Rule (NOPR) durch die FERC (Jan 2018)²⁰

Sofort nach seinem Amtseintritt wies der von Trump nominierte Secretary of Energy Perry das DoE an, eine Studie zur *reliability* und *resiliency* der US-Stromsysteme zu erstellen. Somit wurde der Begriff der Resilienz ins Zentrum der Debatten gezogen. Bis heute wurde dieser Begriff nicht endgültig definiert. Im Allgemeinen wird damit die Widerstandsfähigkeit des Stromsystems gegenüber sehr selten auftretenden externen Schocks wie Cyber-, militärischen oder terroristischen Angriffen, Naturkatastrophen oder Brennstoffknappheit, insbesondere in Bezug auf Erdgas, thematisiert. Die Seltenheit, Unvorhersehbarkeit und das Ausmaß der Schockereignisse unterscheiden Resilienz von *reliability*, die durch die gewöhnlichen Verfahren und Instrumente der Systembetreiber gewährleistet werden soll.

Im September 2017 veröffentlichte das DoE seinen NOPR-Vorschlag, womit es die FERC aufforderte, binnen 60 Tagen ein neues Vergütungssystem vorzuschlagen, das den Beitrag zur Resilienz von Kraftwerken mit 90 Tagen Brennstoffvorrat am Standort vergüten sollte. Diese Bedingung erfüllen nur Kohle- und Kernkraftwerke. Ein Teil der Kohle- und Kernkraftindustrie begrüßte den Vorschlag. Fast alle anderen Stakeholder lehnten ihn vehement ab.

¹⁹ Notification of Proposed Rulemaking (NOPR). Unter der Abkürzung des vom DoE gewählten Rechtsmittels lief die US-Debatte über dieses vorgeschlagene Instrument. Dessen vollständiger Name lautete *Grid Resiliency Pricing Rule*.

²⁰ Die NOPR-Debatte wird hier nur cursorisch zusammengefasst. Für eine ausführliche Darstellung, siehe (Piria, Magosch und Jahn 2018), aus der die Information in diesem Abschnitt stammt, wenn nicht anders angegeben.

Dabei stand der PJM-Strommarkt eindeutig im Zentrum der Debatte. Laut einer Studie des Beratungsinstituts Brattle Group hätte die NOPR Zahlungsströme zwischen 4 und 11 Milliarden USD im Jahr ausgelöst. 60 % davon wären allein auf PJM entfallen. Diese würden etwa 6 % bis 19 % des gesamten Großhandelsvolumens im PJM-Gebiet entsprechen.

In seiner Stellungnahme erläuterte PJM, dass mit der NOPR sein Kapazitätsmarkt empfindlich gestört würde. Dort wird neben der Kapazität auch ein notwendiges Maß an Flexibilität berücksichtigt. Wenn durch die NOPR mehr Grundlast-Ressourcen im Markt bleiben als erwartet, dann müssen für einen sicheren Systembetrieb (mit zunehmender volatiler Erzeugung) auch zusätzliche flexible Kapazitäten vorgehalten werden. PJM kommt deshalb zu dem Schluss, dass die NOPR keinen Nutzen für die Resilienz, sondern ausschließlich zusätzliche Kosten generieren würde. PJM forderte „respektvoll“ die FERC auf, den DoE-Vorschlag abzulehnen. Hingegen bat PJM die FERC um eine klare Definition und Bewertungsparameter für den Begriff Resilienz sowie um Unterstützung bei der Abstimmung mit den Stakeholdern bezüglich der anstehenden Reform der Preisbildungsmechanismen (PJM 07.11.17).

Das ISO/RTO Council – dessen größtes Mitglied PJM ist – betonte, dass ein solcher gravierender Eingriff in die Strommärkte weder inhaltlich noch rechtlich begründet ist. Kritisiert wurde von vielen Akteuren unter anderem die Fokussierung der NOPR auf die Brennstofflagerung am Kraftwerk, da nur ein vernachlässigbarer Anteil der Stromausfälle in den USA auf Brennstoffversorgungsprobleme zurückzuführen ist. 95 % bis 99 % der Ausfälle haben ihre Ursache in den Verteilnetzen. Zudem wurden zahlreiche Argumentationsschwächen und empirische Unstimmigkeiten im NOPR-Text angemerkt.

Nach Monaten intensiver Debatte wies im Januar 2018 die FERC den NOPR-Vorschlag einstimmig ab. Zum Zeitpunkt dieser Entscheidung war ihre formelle Hauptbegründung, dass die NOPR den Zusammenhang zwischen erwarteten Kraftwerksabschaltungen und Resilienz nicht ausreichend dargelegt hätte. Zudem habe die NOPR keinen Beleg dafür gebracht, dass das vorgeschlagene Kriterium des 90 Tage Brennstoffvorrats „just and reasonable“ sei und es läge keine Begründung für die Dringlichkeit vor.

Zugleich versuchte die FERC die Resilienz-Debatte vom DoE wieder zu übernehmen, in dem sie ein neues, den Gepflogenheiten der US-Regulierungsdebatten geordnetes Verfahren anstieß, wodurch die Resilienz definiert und in Abstimmung mit den Systembetreibern in den jeweiligen Gebieten bewertet werden soll.

Zusammenarbeit und Kompetenzgerangel zwischen OPSI und PJM

Zu Beginn seiner Stellungnahme Anfang März 2018 stellte PJM unmissverständlich klar: „To be clear, the PJM BES [Bulk Electric System] is safe and reliable today – it has been designed and is operated meet all applicable reliability standards“ (PJM 09.03.18). In dieser Frage sind sich PJM mit OPSI absolut einig: Laut OPSIs Stellungnahme seien das PJM-Stromsystem auch nach der möglichen Schließung einiger Kraftwerke sicher und robust. Zudem seien diese Schließungen nicht auf ungerechte Tarife zurückzuführen (OPSI 07.05.18). Wie auch schon aus der Debatte vor der FERC-Ablehnung der NOPR ersichtlich geworden, ziehen OPSI und PJM am gleichen Strang, um den wettbewerblichen PJM-Markt von der Ausweitung der Kompetenzen der Bundesebene abzuwehren.

Deutlich unterschiedlicher Meinung waren sich hingegen PJM und OPSI bei Fragen der Kompetenzverteilung unter ihnen. So lehnte OPSI einige Vorschläge vehement ab, die PJM in seiner Stellungnahme zur Resilienz der FERC unterbreitet hatte. Eine deutliche Überschreitung des PJM-Mandats als Systembetreiber sah OPSI insbesondere in dessen Vorschlag, die Kompetenz für regionale Planungsprozesse und für die Koordination mit den Betreibern der Erdgasinfrastruktur (*Fuel Security Initiative*) sowie für die Planung von neuen

Erzeugungsstandorten zu übernehmen. Während PJM sich als koordinierende Instanz für die Entwicklung der Resilienz in seinem Gebiet anbot, betonte OPSI, dass die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit ihrer Bürger eine Kernkompetenz der Bundesstaaten ist (PJM 09.03.18, PJM 09.05.18, OPSI 07.05.18).

Förderung von Grundlastkraftwerken zur Sicherung der nationalen Sicherheit?

Am 31.03.2018 meldete FirstEnergy den Konkurs seiner Tochtergesellschaften an, die mehrere Kern-, Kohle- und Dieselkraftwerke im PJM-Gebiet betreiben. Das war die Firma, die den größten Teil der NOPR-Zahlungsströme erhalten hätte und deren Rettung laut vielen Trump-Kritikern das Hauptmotiv für die NOPR gewesen war.

Der Weiterbetrieb der Kraftwerke unter Konkursverwaltung war zunächst gesichert. In zwei Etappen kündigte FirstEnergy die Schließung von insgesamt 8 GW an und bat PJM, deren Systemkompatibilität zu prüfen. Bereits im April gab PJM die Schließung von 4 GW Kohle- und Dieselkraftwerken frei. Später im Oktober hieß PJM auch die Schließung von 4 GW Kernkraftwerken gut²¹ (Reuters 1.4.2018, gtm 2.4.2018, gtm 2.10.2018).

Nichtdestotrotz feuerte der Konkurs von FirstEnergy die Befürworter einer Vergütung für unwirtschaftliche Kohle- und Kernkraftwerke an. Am 01.06.2018 schaltete sich Präsident Trump ein und forderte Secretary of Energy Perry auf, tätig zu werden. Trump unterstrich, dass die Schließung von Kohle- und Kernkraftwerken die nationale Sicherheit gefährde. In einem kurz vorher durchgesickerten internen DoE-Memo (DoE 2018c) entwickelte das DoE neue Argumentationsstränge im Versuch, die Förderung dieser Kraftwerke auf eine solidere Rechtsgrundlage zu setzen, als die gescheiterte NOPR. Die Schlüsselargumente bzw. Inhalte des 40-seitigen Memos sind:

- Die Resilienz des Stromsystems ist essentiell für die nationale Sicherheit, sei aber zunehmend bedroht.
- Kernrisikofaktoren für die Resilienz seien die Vulnerabilität von Gaspipelines, Cyber- und sonstige Angriffe sowie die Schließung von Kern- und Kohlekraftwerken.
- Nur letztere können die Resilienz des Stromsystems zuverlässig garantieren, denn sie können hinreichend Brennstoffe am Kraftwerk lagern.
- Wegen der Synergien mit der militärischen Nutzung sei die Nutzung der Kernkraft essentiell für die nationale Sicherheit.
- DoE sei die zentrale Regierungsbehörde für die Koordination der Resilienz des Stromsystems.
- Die Intervention auf Bundesebene könne sich auf drei Rechtsgrundlagen stützen: Defense Production Act, Federal Power Act sowie das "Fixing Americas Surface Transportation" (FAST) Act of 2015.
- Eine umfassende Studie wolle DoE in den folgenden 24 Monaten erstellen.
- Inzwischen habe DoE vor, vorübergehende Notmaßnahmen zu treffen, „um den weiteren Verlust an brennstoffsicheren Stromerzeugungskapazitäten zu vermeiden“.

Obwohl PJM selbst keine offiziellen Dokumente vom DoE erhalten hatte, veröffentlichte PJM noch am gleichen Tag eine für einen RTO/ISO außergewöhnlich explizite und kritische Stellungnahme: Es gebe keine unmittelbare Bedrohung für die Systemsicherheit und daher

²¹ "The PJM system has adequate power supplies and healthy reserves in operation today, and resources are more diverse than they have ever been," the grid operator said in its statement. "Competitive wholesale power markets have produced a reliable grid at the lowest reasonable cost, while also attracting investment in new, efficient generation resources. That is an important benefit for the people in our region that helps the regional economy thrive."

keinen Bedarf für so drastische Maßnahmen. Mit 23 % Reservekapazitäten, Neuinvestitionen für Milliarden USD und historisch niedrigen Großhandelspreisen sei das PJM-Stromsystem noch nie so gut abgesichert gewesen. PJM verstehe die Sorgen der (Bundes-)Behörden um die langfristige Systemresilienz und sei daher mit seiner *Fuel Security Initiative* engagiert, um die schon hohe Systemsicherheit auch langfristig abzusichern. Eine Intervention der Bundesregierung sei nicht nötig, würde die Märkte stören und die Kosten für die Verbraucher erhöhen (PJM 2018q).

Außer einigen Kohle- und Kernkraftbetreibern reagierten auch nahezu alle anderen Stakeholder sehr kritisch (Gomberg 2018). Die eigentlich für die Resilienz der US-Stromsysteme zuständige NERC veröffentlichte am 21.06.2018 den Bericht *State of Reliability 2018*. Schon im Titel ihrer Pressemitteilung stellte die NERC fest, dass sich die Resilienz des Systems verbessert hatte (NERC 21.06.18).

Ähnlich wie der NOPR-Vorschlag enthielt auch das im Mai 2018 durchgesickerte DoE-Memo zwar sehr lange Ausführungen, die den Bedarf nach einer Rettung für Kern- und Kohlekraftwerke begründen sollen, aber weder eine konkrete Beschreibung der vorgeschlagenen Maßnahmen, noch eine Identifizierung der Kraftwerke, die dadurch unterstützt werden sollen. Daher sind die Versuche, die Kosten zu quantifizieren, sehr spekulativ. Die American Coalition for Clean Coal Electricity schätzte sie auf jährlich 4 Milliarden USD. Eine Studie der Brattle Group im Auftrag von Verbänden der Gas-, Öl-, Erneuerbaren- Industrie und großen Stromverbrauchern kam hingegen auf und 17,2 Mrd. USD (Bloomberg 01.06.18, Washington Examiner 20.07.18). Gregory Wetstone, CEO des American Council on Renewable Energy merkte zu Recht an, dass der neue DoE-Vorstoß sich auf das gesamte US-Gebiet auswirken würde, während der NOPR-Vorschlag auf die wettbewerblich organisierte ISO/RTO-Märkte beschränkt war, wodurch die Kosten noch steigen würden (gtm 01.06.18).

Ari Peskoe, Direktor der Electricity Law Initiative der Harvard University, erklärte, das DoE stütze sich auf drei unterschiedliche Rechtsgrundlagen, weil jede davon an sich nicht hinreichend wäre, um die vorgeschlagenen Maßnahmen zu argumentieren. Ein Bestehen des Konstrukts vor Gericht sei auf Anhub sehr schwer vorherzusehen. Falls das DoE nur provisorische Notmaßnahmen für 24 Monate treffe, sei es aber sehr schwierig, ihre Umsetzung gerichtlich zu verhindern (gtm 01.06.18).

Vier Wochen nach Veröffentlichung des DoE-Memos kündigte FERC-Commissioner Robert Powelson überraschend seinen Rücktritt an. Er war 2017 durch Präsident Trump ernannt worden und hätte FERC bis 2020 angehören sollen. Powelson hatte sich in seiner einjährigen Amtszeit als Befürworter der wettbewerblichen, von FERC regulierten Großhandelsmärkte positioniert und die Versuche der Trump-Administration kritisiert, Subventionen für Kohle- und Kernkraftwerke einzuführen. Damit besteht FERC ab August aus zwei demokratischen und zwei republikanischen Commissionern, was kontroverse Entscheidungen erschwert. Am 3.1.2018 ernannte Präsident Trump mit Bernard McNamee den Nachfolger Powelsons. Der Titel der entsprechenden Reuters-Meldung war: „Trump nominates coal, nuclear bailout supporter to U.S. power agency“ (Reuters 4.10.18). Der Titel des politisch neutralen Wirtschaftsnachrichtendienstes Utility Dive lautete: „Coal Lobby pleased as Trump nominates ally McNamee to FERC“ (Utility Dive 4.10.18).

Bis zum Redaktionsschluss des vorliegenden Papers (5.10.2018) hat der DoE die vorgeschlagenen Notmaßnahmen nicht weiter spezifiziert. Es ist abzusehen, dass dies nicht vor der Amtseintritt von McNamee geschehen wird, der die notwendige Mehrheit in der FERC sichern könnte. Seine Ernennung muss vom US-Senat bestätigt werden.

4.1.2 RGGI: CO₂-Bepreisung in (nur) einzelnen PJM-Staaten

Die Regional Greenhouse Gas Initiative (RGGI) ist ein US-Bundesstaaten übergreifendes CO₂-Emissionshandelssystem mit gemeinsamen Auktionen. Betroffen sind alle Stromerzeugungsanlagen mit mehr als 25 MW (ICAP2018).

Der RGGI gehörten beim Handelsstart 2009 die sechs New England Staaten, New York und die zwei PJM-Staaten Maryland und New Jersey an. Letzteres stieg 2011 unter dem republikanischen Gouverneur Christie aus. Jedoch kündigte der derzeitige Gouverneur Murphy (Demokrat) nach seiner Wahl Ende 2017 den erneuten Beitritt New Jerseys an. Auch Virginia, ebenfalls demokratisch regiert, ist in einem ergebnisoffenen RGGI-Beitrittsverfahren. Andere PJM-Staaten sind Klimaschutzpolitisch kaum oder weniger stark engagiert. Sie werden der RGGI in absehbarer Zeit nicht beitreten (ICAP 2018).

Mit der RGGI-Einführung entstand für PJM die Herausforderung, einen Strommarkt effizient zu betreiben, in dem einige Kraftwerke einem CO₂-Preisregime unterliegen, andere jedoch nicht. Die möglichen Verzerrungen waren überschaubar, solange der RGGI nur Maryland und Delaware mit etwa 3 % der PJM-Stromerzeugung angehörten. Nach den anstehenden Beitritten New Jerseys und Virginias werden aber 16 % der PJM-Stromerzeugung (siehe Kapitel 3) unter die RGGI fallen. Zudem sind die bisher sehr bescheidenen RGGI-CO₂-Preise (Ramseur 2017) gerade leicht auf 4,5 USD/tCO₂ gestiegen (RGGI 2018), und Marktakteure erwarten sehr starke Preissteigerungen in den kommenden Jahren (PwC 2018)²².

Beide Trends – RGGI-Erweiterung und erwarteter Preisanstieg – erhöhen den Druck auf PJM, Vorschläge zur Minimierung von Marktverzerrungen zu entwickeln. Am sinnvollsten und effizientesten wäre laut PJM ein einheitliches CO₂-Bepreisungssystem (*Regional Carbon-Pricing Framework*) (PJM 2017f). Im Kontext seines Eintretens für diese Lösung ist folgende, oft zitierte und für einen ISO-Vertreter ungewöhnlich politische Aussage vom PJM-CEO Andrew Ott von Bedeutung:

„Fast forward 10 years, and we may look back with regret. We have retired large zero-emissions resources. Should we have been pricing in that attribute? Now is the time to answer that question. It's a public policy issue, not for PJM to solve” (Power Mag 01.11.17).

Nicht nur in dieser Aussage, sondern auch in den beiden in diesem Abschnitt analysierten PJM-Hintergrundpapieren zu *„advancing zero emission objectives“* (PJM 2017f, PJM 2017g), fällt deutlich auf, dass die Debatte über eine CO₂-Bepreisung bzw. CO₂-arme Erzeugung sich ausschließlich auf bestehende, teilweise von einer Schließung bedrohte Kernkraftwerke bezieht. In beiden Papieren nennt PJM Kernkraftwerk als einziges Beispiel für CO₂-arme Erzeugung. Der Begriff *nuclear* tritt sehr häufig auf, die Begriffe *renewable*, *wind*, *solar*, *PV* gar nicht. In anderen US-Strommärkten geht es bei Debatten über CO₂-arme Erzeugung auch oder vor allem um EE.

Die Umsetzung eines PJM-einheitlichen CO₂-Preisregimes erschien jedoch PJM aufgrund der sehr unterschiedlichen klima- und energiepolitischen Vorstellungen der PJM-Staaten sehr unwahrscheinlich. Das aktuelle Bild zeigt noch immer einen Flickenteppich und bestätigt diese Einschätzung (PJM 2017f, C2ES 2018b, US Climate Alliance 2018).

²² Aufgrund der wenig ehrgeizigen Emissionsreduktionsziele schwankten die RGGI-CO₂-Preise bisher meistens zwischen 2 und 4 USD/tCO₂, mit einer kurzweiligen Preisspitze um 2014 auf 7 USD/tCO₂ (Ramseur 2017, ICAP 2018). Bei der letzten Auktion im Mai 2018 lag der Preis bei 4,5 USD/tCO₂ (RGGI 2018). Langfristig erwarten Marktakteure steigende Preise, aber weiterhin substantiell niedriger als im EU ETS (14,3 EUR/tCO₂ im Zeitraum 2021-2030) (PwC 2018).

PJM entwarf ein Konzept um *price leakages* sowie *emissions leakages* zu vermeiden, das *Sub-Regional Carbon Price Border Adjustment*. Kostenverlagerungen treten auf, wenn RGGI-verursachte Kosten an die Verbraucher in nicht-RGGI-Staaten weitergegeben werden. Emissionsverlagerungen können vorkommen, wenn Erzeugungsanlagen außerhalb des RGGI-Gebiets anstatt ähnlich emittierender Erzeuger im RGGI-Gebiet produzieren und ihren Strom anstatt dieser dort verkaufen. Unter ungünstigen Umständen kann es sogar zu einer Ausweitung der Emissionen kommen, wenn außerhalb des CO₂-Preisgebietes neue, emissionsintensivere Kapazitäten aufgebaut bzw. häufiger betrieben werden, die CO₂-ärmere Kapazitäten im RGGI-Gebiet ersetzen (PJM 2017g, Utility Dive 28.08.18).

Die Eckpunkte des vom PJM 2017 vorgeschlagenen „Sub-Regional Carbon Price Border Adjustment“ (PJM 2017g) sind:

- *State Buy-in*: Jeder PJM-Staat muss klar festlegen, ob er sich an dem CO₂-Preissystem beteiligen will (*carbon price sub-region*) oder nicht (*non-carbon price sub-region*).
Kommentar: Eine verbindliche, langfristige Zusage aller PJM-Staaten erscheint unwahrscheinlich. Auch künftig ist es im polarisierten US-Kontext wahrscheinlich, dass Staaten ihre Klimapolitik je nach Wahlergebnis (wesentlich) ändern wollen.
- *Agreement on the Carbon Price*: Die Staaten mit CO₂-Preis müssen sich auf ein gemeinsames CO₂-Bepreisungssystem verständigen.
Kommentar: Dies ist bisher schon der Fall.
- *Price Reflected in Wholesale Market*: Der CO₂-Preis spiegelt sich in den Strommarktangeboten der betroffenen Erzeuger wider.
Kommentar: Dies ist schon der Fall, wie auch im EU ETS.
- *Internal Border Adjustment*: Der PJM-Vorschlag (siehe Abbildung 9 unten), um Preis- und Emissionsverlagerungen zu vermeiden und faire Wettbewerbsbedingungen bei grenzüberschreitendem Handel zu sichern.
- *Revenue Distribution*: PJM bietet an, die Einnahmen aus dem CO₂-Preissystem über PJM verteilen zu lassen. PJM suggeriert, damit höhere Energiekosten auszugleichen. Ein direkter Einsatz der Erlöse zur zusätzlichen Unterstützung CO₂-armer Erzeugungstechnologien würde laut PJM allerdings den Markt weiter verzerren.

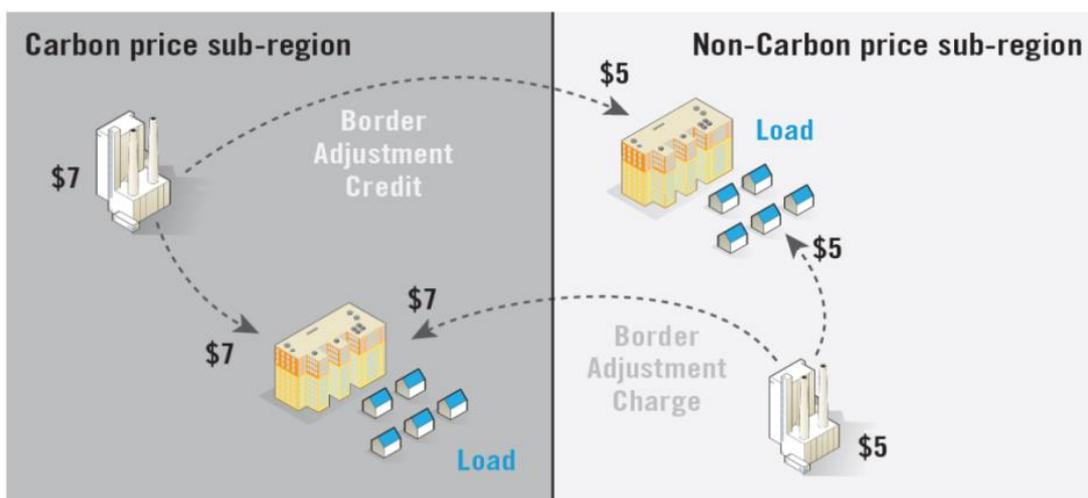


Abbildung 9: Sub-Regional Carbon Price Border Adjustment (PJM 2017g)

Abbildung 9 stellt die grundsätzliche Wirkung dieses Modells dar: Verkauft ein Kraftwerk im CO₂-Preis-Gebiet Strom in das Gebiet ohne, wird es um den Aufschlag entlastet. Verkauft ein Kraftwerk ohne CO₂-Preis den Strom in ein CO₂-Preis-Gebiet, muss es den Aufschlag jedoch zahlen. Beim Handel innerhalb der jeweiligen Zonen herrschen unterschiedliche Großhandelsstrompreise.

Mit diesem Vorschlag versucht PJM, trotz der zentrifugalen Kräfte, die sich aus der zunehmenden Wirkung der unterschiedlichen klima- und energiepolitischen Präferenzen der PJM-Staaten sowie der PJM-Mitglieder ergeben, die Einheit des Strommarktregimes in seinem Zuständigkeitsgebiet aufrechtzuerhalten und faire Marktbedingungen für alle Akteure zu bieten.

Die Debatte über das Zusammenspiel zwischen RGGI und dem PJM-Spotmarkt wurde noch nicht abschließend geführt und hängt mit anderen energie- und klimaschutzpolitische Entscheidungen auf Bundes- und Bundesstaatenebene zusammen.

4.2 Vorschläge zur Reform des Kapazitätsmarktes

Wie in Kapitel 1.4 eingeführt, stellt der Kapazitätsmarkt für die mittel- bis langfristige Kapazitätsabsicherung des PJM-Systems das Herzstück dar. Dessen zentrale Elemente sind die wettbewerbliche Auktion und die Formel zur Bestimmung der künftigen Nachfrage. In dem Spannungsfeld zwischen ausreichenden Erlösen für Anbieter von Kapazitäten und einer möglichst kostengünstigen Kapazitätsabsicherung für die Verbraucher, ist es immer wieder zu Debatten um eine Weiterentwicklung des Marktdesigns und zu Anpassungen gekommen.

Der Ausbau von Wind- und Solaranlagen, eine abnehmende Stromnachfrage, eine intensivere Einbindung von Lastmanagement und zunehmende Potenziale der Erdgasgewinnung durch Fracking, führen zu neuen Bedingungen und Diskussionen, wie diesen adäquat begegnet werden kann (Simeone 2017, Fan et al. 2010).

Ausgehend von der Auktion im Mai 2017 und der Perspektive von sinkenden Erlösen für die Kapazitätsanbieter, werden im Folgenden die aktuellen „Angriffe“ von unter der Entwicklung leidenden Marktakteuren, die Reaktionen von PJM und den regulatorischen Instanzen sowie der Politik behandelt. Die Befürworter des aktuellen Marktdesigns sehen die sinkenden Erlöse aus dem Kapazitätsmarkt als Symptom eines ausreichenden Angebots und funktionierender Marktmechanismen. Einige Kritiker – insbesondere aus dem Lager der Kohle- und Kernkraftbetreiber – beklagen, dass bei so niedrigen Preisen gewisse Erzeugungstechnologien nicht bestehen können. Dies habe politische Implikationen auf Arbeitsplätze und die nationale Sicherheit, die auch schon im vorherigen Kapitel thematisiert wurden.

Hinzu kommen umwelt- und klimapolitische Debatten. Einerseits haben Umweltbelange keine Berücksichtigung in dem Kapazitätsmarktdesign gefunden, andererseits interferieren die im Kapitel 4.1.1. diskutierten out of market payments auch mit dem Kapazitätsmarkt.

Von besonderem Interesse ist die Befassung des United States Court of Appeals, und dass die FERC angerufen wurde, da zum ersten Mal innerhalb von PJM keine Einigung erzielt werden konnte.

4.2.1 Ausgangslage: Sinkende Erlöse für Kapazitätsanbieter

Für die nächsten Jahre nehmen die verantwortlichen Marktbeobachter an, dass sich die Absicherung der Stromversorgung mit ausreichend Erzeugungskapazitäten im PJM-Gebiet kontinuierlich verbessert und die Preise bei zunehmendem Angebot sinken. Die Kapazitätsauktion im Mai 2017 hat schon zu sinkenden Erlösen geführt. Allerdings gibt es an der Ostküste Gebiete mit steigenden und vorübergehend teilweise sehr hohen Preisen. Abbildung 10 dem ersten Quartalsbericht zu den PJM-Märkten 2018 entnommen, zeigt die Entwicklung der sinkenden Preise.

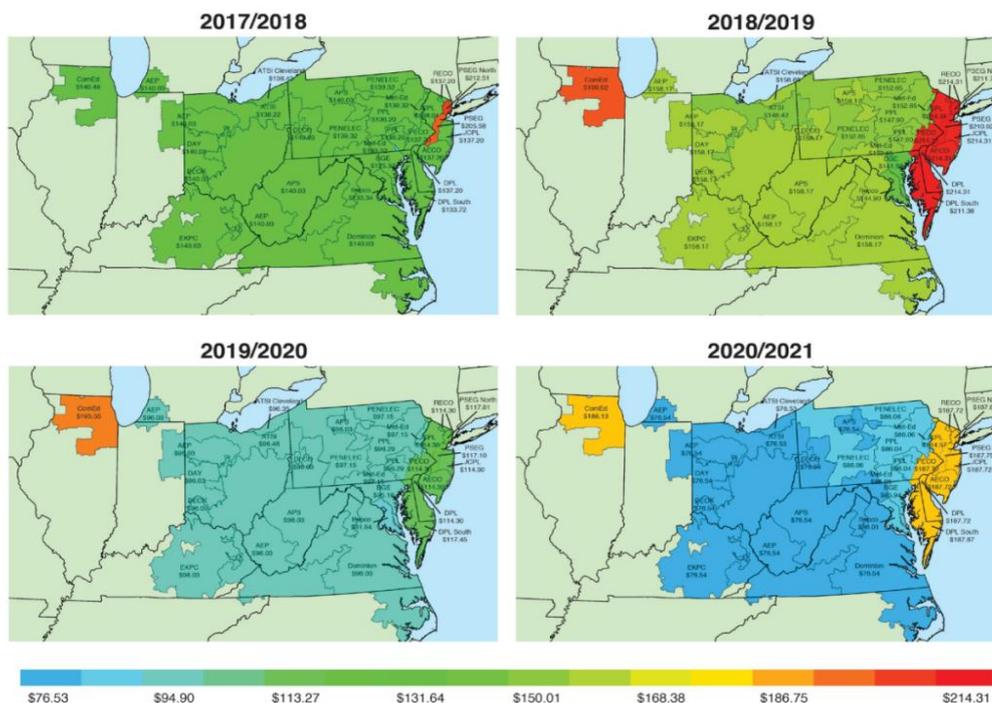


Abbildung 10: Preise am Kapazitätsmarkt 2017/2018 bis 2020/21 (Monitoring Analytics 2018b)

4.2.2 Das Urteil des United States Court of Appeals (Juni 2017)

Die Entwicklung sinkender Erlöse setzte viele Kraftwerksbetreiber zunehmend unter Druck. Insbesondere Betreiber von Kohle- und Kernkraftwerken erwogen Schließungen und Investitionsverschiebungen. Viele Änderungsvorschläge für das Kapazitätsmarktdesign wurden diskutiert und vor Gericht angefochten. Am 20.06.2017 fällte der United States Court of Appeals sein Urteil. Im Folgenden werden dessen wesentliche Ansätze vorgestellt (Green Tech 22.06.17, United States Court of Appeals 2017)²³.

²³ Die Aussagen der in den folgenden Abschnitten behandelten Änderungsvorschläge basieren auf dem Gerichtsurteil des United States Court of Appeals 2017. In dem Urteil und der Begründung wurden die diversen Reformvorschläge der Marktakteure und die Reaktionen von PJM und den regulierenden Instanzen ausführlich dargestellt und somit ein guter Überblick erfasst. Entsprechend gilt es als zentrale Quelle für die folgenden Textabschnitte.

Sommer / Winter Aufteilung der Auktionen für non-year-round resources

Auch wenn das Gericht letztendlich die bestehenden PJM-Marktregeln hier bestätigte, war die von Unterstützern von EE-Anlagen initiierte Debatte um die Aufteilung der Kapazitätsauktionen wichtig. Diese prangerten Wettbewerbsnachteile für Wind- und Solaranlagen aber auch für Lastmanagement-Konzepte an. Sie wünschten sich eine saisonale Aufteilung der Auktion zurück, beispielsweise in einen Sommer- und einen Winter-Block. Um ein sicheres Gebot abgeben zu können, müssen sich Anbieter unter den aktuellen Marktbedingungen an ihrem niedrigeren Limit in der Jahreszeit mit der geringeren Einspeisung oder Lastflexibilität orientieren. So erzeugen beispielsweise Windanlagen im Winter mehr Strom als im Sommer, können aber nur Kapazitäten in Höhe ihrer prognostizierten Sommer-Erträge ganzjährig platzieren (Green Tech 22.06.17, United States Court of Appeals 2017).

Die FERC erkannte den Nachteil an, kam aber als regulierende Instanz zu dem Schluss, dass sogenannte *non-year-round resources* nicht den gleichen Service wie *year-round resources* für die Sicherung der Versorgung anbieten können. Deshalb erklärte die FERC die bestehenden PJM-Marktbedingungen in dieser Hinsicht als angemessen. Würde das Marktdesign das Attribut eines ganzjährigen Einsatzes nicht berücksichtigen, könnten sich im Wettbewerb ausgleichende Kapazitäten wie beispielsweise steuerbare Gaskraftwerke weniger durchsetzen.

Eine Aufteilung der Auktion wurde deshalb auch von dem Gericht abgelehnt, aber das Poolen von Angeboten mehrerer sich ergänzender Anlagen erlaubt. Sollte sich zum Beispiel eine Windkraftanlage mit einem flexiblen Gaskraftwerk oder einer Speicheranlage zusammen tun, können sie ihr Angebot optimieren. Allerdings muss die Ausgestaltung des Stromnetzes bei der Kopplung der Angebote berücksichtigt werden. Sollte eine Anlage fernab des Bedarfs einbezogen werden, hätte das Angebot einen geringeren Wert für die Stabilisierung des Systems (United States Court of Appeals 2017).

Wirkungen von Pönalen

Ein weiterer Diskussionspunkt war die Höhe der Strafzahlungen bei Nichteinhaltung vereinbarter Kapazitätsbereitstellung.

Der Regulierer von New Jersey sowie die Public Power Association of New Jersey, die die dortigen Energieversorger vertritt, waren der Meinung, dass die Strafzahlungen zu niedrig angesetzt wurden. Zudem merkten sie an, dass die der Preisbildung zugrunde liegende Formel die Anzahl der Einsätze überschätzen würde. Beides führe dazu, dass Anbieter zu stark ins Risiko gehen und Kapazitäten anbieten, die dann doch nicht immer verfügbar sind. Sie befürchteten Spekulationen, da die Akteure mit der Wahrscheinlichkeit rechnen würden, nicht liefern zu müssen und die geringen Strafen in Kauf nehmen. Dies würde das Ziel einer Erhöhung der Versorgungssicherheit konterkarieren.

Das Gericht erkannte die Einwände nicht an. Man bewertete die Ausgestaltung der Formel und die Höhe der Strafzahlungen als ausreichend für eine sichere Kapazitätsbereitstellung (United States Court of Appeals 2017).

Fehlende Anreize der Kapazitätzahlungen

Ein anderer Einspruch ging genau in die entgegengesetzte Richtung zu dem vorherigen Punkt: Die Zahlungen aus dem PJM-Kapazitätsmarkt würden für Kraftwerksbetreiber nicht allein ausreichen und ein Angebot am Spotmarkt notwendig machen. Dies bürge aber die Gefahr, dass diese Kapazitäten dann nicht zur Verfügung stehen.

Das Gericht vertrat die Position, dass alle Anbieter am Kapazitätsmarkt solche Bedingungen in ihre Gebote einplanen und bepreisen könnten. Eine faire Auktion wäre also gegeben (United States Court of Appeals 2017).

Preisgrenze

Auch eine Preisgrenze wurde diskutiert. Gegner kritisierten die Gefahr von höheren Preisen und weniger Versorgungssicherheit aufgrund eines zu geringen Stromangebotes.

Das Gericht sprach sich gegen eine Begrenzung und für die Möglichkeit einer freien Preisbildung aus. Mit den dabei eventuell entstehenden höheren Preisen können Kraftwerksbetreiber ihre Investitionskosten decken und Angebote machen können, die auch eingehalten werden (United States Court of Appeals 2017).

4.2.3 Der Vorschlag einer zweistufigen Auktion von PJM (Nov. 2017)

Als Reaktion zum Urteil machte PJM im November 2017 einen neuen Vorschlag für ein *Capacity Market Repricing*. (PJM 2018p), das allerdings durch OPSI und die meisten PJM-Staaten schon 2018 abgelehnt wurde.

Ziel dieses Konzepts war laut PJM, Auswirkungen von bestimmten *out of market payments* auf den Kapazitätsmarkt zu neutralisieren, d.h. „das korrekte Preissignal zu bewahren, um einen (ökonomisch) effizienten Markteintritt und Marktaustritt der Ressourcen anzureizen und die wettbewerbsfähigen Ressourcen zu unterstützen, die notwendig sind, um eine langfristige *resource adequacy* zu erzielen.“ (PJM 2018p).

Im ersten Schritt sollte wie bisher eine Auktion nach dem *pay as clear* Verfahren durchgeführt werden, in der alle Kapazitätsanbieter unter Berücksichtigung ihrer (eventuellen) zusätzlichen Einnahmen aus bestimmten *out of market payments* anbieten. Die Ergebnisse dieser Auktion würden die Kapazitäten bestimmen, die letztendlich die Zahlung aus dem Kapazitätsmarkt erhalten. Allerdings würde in einer zweiten Stufe diese Zahlung nach einem Verfahren umgerechnet, das den Räumungspreis einer hypothetischen Auktion simulieren soll, in der die Kapazitätsanbieter entsprechend ihrer Kostenkurve ohne *out of market payments* geboten hätten. Aus diesem Verfahren würde sich ein höherer (virtueller) Räumungspreis ergeben, der nach dem PJM-Vorschlag dann real allen Kapazitätsanbietern ausgezahlt werden sollte, deren Angebote in der im ersten Schritt erfolgten Auktion den Zuschlag erhalten haben. Damit wären die Einnahmen aus dem Kapazitätsmarkt für alle Anbieter gewachsen, die Kosten wären den Verbrauchern weitergegeben worden.

Sowohl das Verfahren zur Umrechnung der Räumungspreise als auch die Auswahl der zu berücksichtigenden *out of market payments*, enthielten einen Ermessungsspielraum bzw. subjektive Urteile, die der Akzeptanz dieses Mechanismus nicht dienlich waren.

Im Spätsommer 2017 verabschiedete das ausschlaggebende PJM-Gremium dieses Konzept mit der knappen Mehrheit von fünf von neuen Stimmen. Zu den Unterstützern gehörten große Betreiber von hauptsächlich Fossilen- und Kernkraftwerken wie Exelon, LSPower, NRG Energy, und Old Dominion Electric Cooperative (Power Mag 1.11.2017)

Anfang 2018 sprach sich OPSI und die Regulierer der meisten Staaten des PJM-Gebietes gegen den Vorschlag von PJM aus und forderten (mit 12 zu 2 Stimmen) eine ganzheitliche Überarbeitung des Kapazitätsmarktes. Nur West Virginia und Ohio folgten dem Vorschlag von PJM (Utility Dive 09.08.18).

4.2.4 Ausweitung der MOPR (Feb. - Juni 2018)

Auch Netzbetreiber wendeten sich gegen den PJM-Vorschlag und brachten einen alternativen Ansatz ins Spiel: Die Ausweitung der *Minimum Offer Price Rule* (MOPR – siehe Kapitel 1.4). Künftig sollten weitere politisch gewollte Anlagentypen einbezogen und somit unterstützt werden. Auch wenn die Mehrheit der Marktakteure sich für den Vorschlag der Netzbetreiber aussprach, behielt sich PJM vor, den eigenen Ansatz einer zweistufigen Auktion einzubringen. Andrew Ott wand sich mit einem öffentlichen Brief an die Stakeholder und argumentierte, dass der eigene Vorschlag die wettbewerblichen Marktmechanismen schützen und gleichzeitig die politischen Programme der Bundesstaaten im PJM-Gebiet berücksichtigen würde²⁴ (Utility Dive 09.02.18, PJM 2018n).

Da innerhalb von PJM keine Einigung erzielt werden konnte, wurde zum ersten Mal bei einem solchen Verfahren die FERC angerufen.

Anfang Juni 2018 reichten drei Betreiber von Gaskraftwerken einen neuen Vorschlag für eine *clean MOPR* bei der FERC ein. Danach sollte die Regelung gezielt auf emissionsarme Technologien ausgeweitet werden (RTO insider 04.06.18).

4.2.5 Die Entscheidung der FERC und Reaktionen (ab Juni 2018)

Ende Juni 2018 kam es dann zu einer Entscheidung durch die FERC. Die Kommission lehnte mit 3 zu 2 Stimmen²⁵ die von PJM entgegen der Widerstände der Stakeholder und der drei Gaskraftwerksbetreiber eingereichten Vorschläge zur Reformierung des Kapazitätsmarktes ab, erkannte aber die marktverzerrende Wirkung von *out of market payments* an. Eine zweistufige Auktion würde den subventionierten Technologien einen weiteren Vorteil und die Ausweitung der MOPR bestimmten Anlagen weitere Ausnahmen verschaffen. FERC stellte aber fest, dass das bestehende Kapazitätsmarktdesign ungerecht sei und bot einen neuen Plan zu dessen Weiterentwicklung mit zwei Eckpunkten an:

1. Ausweitung der MOPR für alle neuen und existierenden Kapazitäten, die *out of market payments* empfangen und
2. ressourcenspezifische FRR (*Fixed Resource Requirement*) mit der Möglichkeit für CO₂-arme Anlagen ganz oder teilweise aus dem Kapazitätsmarkt auszusteigen.

Die FERC-Entscheidung hatte eine große Bedeutung. Der Energieexperte und ehemalige FERC-Berater Rob Gramlich sprach von einer „*unprecedented federal intervention in state policy*“ und einer Neujustierung des PJM-Kapazitätsmarktes. Über die genauen Auswirkungen, wie zum Beispiel eine Verkleinerung des Kapazitätsmarktes, ist man sich allerdings noch unklar.

Die FERC strickte den Zeitplan für die Konsultation eng: Innerhalb von 60 Tagen dürfen Kommentare eingereicht werden, die innerhalb von 30 Tagen beantwortet werden sollen. Ziel ist es, die endgültige Vorschrift bis Anfang 2019 zu erlassen. Die den Demokraten nahestehenden FERC-Kommissare Cheryl LaFleuer und Richard Glick bezeichneten die Entscheidung allerdings als „*hasty and counterproductive*“. PJM äußerte sich dankbar für die Adressierung der FERC der wettbewerbsverzerrenden Effekte durch staatliche

²⁴ Er verwies auf ein neues Hintergrundpapier (Version 7) mit einer detaillierten Ausarbeitung des Vorschlags. Siehe hierzu „PJM's Capacity Market Repricing Proposal“ vom 16.01.18 (PJM 2018p).

²⁵ Die Entscheidung kam durch die Mehrheit der von den Republikanern nominierten Kommissionsmitgliedern zustande. Interessant in diesem Zusammenhang ist der anschließende Rücktritt von Robert F. Powelson.

Unterstützung einzelner Kapazitäten (FERC 2018b, RTO insider 30.06.18, E&E News 02.07.18, Utility Dive 03.07.18).

Als eine erste Reaktion beklagte eine breite Gruppe von PJM-Staaten eine Kompetenzüberschreitung der FERC. Viele Kommentatoren, wie unter anderem OPSI, äußerten die Befürchtung, dass der PJM-Kapazitätsmarkt zu einem *purely residual capacity market* verfallen würde, wenn die Anbieter die Möglichkeit hätten heraus zu optieren (Utility Dive 31.07.18).

PJM selber rief die FERC Mitte August bereits an, ob die Auktion für den Mai 2019 verschoben werden kann, wenn bis Januar keine Entscheidung getroffen wird. Die Bundestaaten baten FERC um eine Verschiebung der Frist. Die Netzbetreiber baten um möglichst baldige Aufklärung, um die Auktionsteilnehmer frühzeitig informieren zu können (Utility Dive 15.08.18).

Ob und wie es zu Anpassungen an dem Design des PJM-Kapazitätsmarktes kommen wird, werden die weiteren Diskussionen im Herbst und Winter dieses Jahres zeigen.

5 Literaturverzeichnis

Alle Literaturhinweise zuletzt abgerufen zwischen 09.07.2018 und 05.10.2018.

ACCES – American Coalition of Competitive Energy Suppliers 2018: State-by-State Information. Abrufbar unter: <http://competitiveenergy.org/consumer-tools/state-by-state-links/>.

Berry, Michael J. / Laird, Frank N. / Stefes, Christoph H. (2015): Driving energy: the enactment and ambitiousness of state renewable energy policy. In: Journal of Public Policy (2015), 35:2, 297–328. Abrufbar unter: <https://www.cambridge.org/core/services/aop-cambridge-core/content/view/S0143814X15000045>.

Bloomberg 01.06.18: Trump Orders Action to Stem Coal, Nuclear Plant Shutdowns. Abrufbar unter: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2018-06-01/trump-orders-perry-to-stem-coal-nuclear-power-plant-closures-jhw8smiv>.

CAISO – California ISO 2018: 2017 Annual Report on Market Issues & Performance. Abrufbar unter: <http://www.caiso.com/Documents/2017AnnualReportonMarketIssuesandPerformance.pdf>.

Carley, Sanya & Tyler R. Browne 2012: Innovative US energy policy: a review of states' policy experiences. WIREs Energy Environ. Abrufbar unter: <http://www.ourenergypolicy.org/wp-content/uploads/2013/07/Innovative-View-US-Energy-Policy.pdf>

C2ES – Center for Climate and Energy Solutions 2018a: State Climate Policy Maps. Abrufbar unter: <https://www.c2es.org/content/state-climate-policy/>.

C2ES – Center for Climate and Energy Solutions 2018b: Regional Greenhouse Gas Initiative (RGGI). Abrufbar unter: <http://www.c2es.org/content/regional-greenhouse-gas-initiative-rggi/>.

Company Histories 2018: Exelon Corporation. Abrufbar unter: <http://www.company-histories.com/Exelon-Corporation-Company-History.html>.

Dennis, Jeffrey S. et al. 2016: Federal/State Jurisdictional Split: Implications for Emerging Electricity Technologies. Abrufbar unter: <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2017/01/f34/Federal%20State%20Jurisdictional%20Split--Implications%20for%20Emerging%20Electricity%20Technologies.pdf>.

DIE – Daily Energy Insider 24.08.17: DOE's grid reliability study recommends federal supports for coal, nuclear. Abrufbar unter: <https://dailyenergyinsider.com/news/7404-grid-reliability-study-recommends-federal-supports-coal-nuclear/>.

DoE – US Department of Energy 2017a: Staff Report to the Secretary on Electricity Markets and Reliability. Abrufbar unter: https://www.energy.gov/sites/prod/files/2017/08/f36/Staff%20Report%20on%20Electricity%20Markets%20and%20Reliability_0.pdf.

DoE – US Department of Energy 2017b: Secretary Perry Grid Study Cover Letter. Abrufbar unter: https://www.naesb.org/pdf4/secretary_state_perry_grid_study_cover_letter_0823_2017.pdf.

DoE – US Department of Energy 2017c: Notice of Proposed Rulemaking: Grid Resiliency Pricing Rule. Abrufbar unter: <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2017/09/f37/Notice%20of%20Proposed%20Rulemaking%20.pdf>.

DoE – US Department of Energy 2017d: Secretary Rick Perry's Letter to the Federal Energy Regulatory Commission. Abrufbar unter: <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2017/09/f37/Secretary%20Rick%20Perry%27s%20Letter%20to%20the%20Federal%20Energy%20Regulatory%20Commission.pdf>.

DoE – US Department of Energy 2018a: WINDEXchange – U.S. Installed and Potential Wind Power Capacity and Generation. Abrufbar unter: <https://windexchange.energy.gov/maps-data/321>.

DoE – US Department of Energy 2018b: Solar Energy Potential. Abrufbar unter: <https://www.energy.gov/maps/solar-energy-potential>.

DoE – US Department of Energy 2018c: Grid Memo. Abrufbar unter: <https://www.documentcloud.org/documents/4491203-Grid-Memo.html>.

Edison Energy 2017: The Altenex Market Report – Spring 2017: PJM Market Overview. Abrufbar unter: <http://www.edisonenergy.com/blog/the-altenex-market-report-spring-2017-pjm-market-overview/>.

E&E News 02.11.17: FERC Chatterjee requires legally defensible action on DOE rule. Abrufbar unter: <https://www.eenews.net/stories/1060065381>.

E&E News 02.07.18: 3-2 decision rejects PJM capacity market fixes. Abrufbar unter: <https://www.eenews.net/stories/1060087459/print>.

ELP – Electric Light & Power 25.08.2017: Entities respond to DOE report on electricity markets, reliability. Abrufbar unter: <https://www.elp.com/articles/2017/08/entities-respond-to-doe-report-on-electricity-markets-reliability.html>.

EIA – Energy Information Administration 2018a: State Historical Tables for 2016. Abrufbar unter: https://www.eia.gov/electricity/data/state/annual_generation_state.xls.

EIA – Energy Information Administration 2018b: Delaware – Profile Overview. Abrufbar unter: <https://www.eia.gov/state/?sid=DE>.

EIA – Energy Information Administration 2018c: Delaware – Profile Analysis. Abrufbar unter: <https://www.eia.gov/state/analysis.php?sid=DE>.

Fan, Zhenyu / Horger, Tim / Bastian, Jeff 2010: Current and Emerging Challenges in PJM Energy Market. Abrufbar unter: <https://ieeexplore.ieee.org/document/5484718>.

FERC – Federal Regulatory Commission 2014: Strategic Plan. Fiscal Year 2014-2018. Abrufbar unter: <https://www.ferc.gov/about/strat-docs/FY-2014-FY-2018-strat-plan.pdf>

FERC – Federal Energy Regulatory Commission 2016: Electric Power Markets: Southeast. Abrufbar unter: <https://www.ferc.gov/market-oversight/mkt-electric/southeast.asp>.

FERC – Federal Energy Regulatory Commission 2017a: Electric Power Markets: PJM. Abrufbar unter: <https://www.ferc.gov/market-oversight/mkt-electric/pjm.asp>.

FERC – Federal Energy Regulatory Commission 2017b: Electric Power Markets: National Overview. Abrufbar unter: <https://www.ferc.gov/market-oversight/mkt-electric/overview.asp>

FERC – Federal Energy Regulatory Commission 2017c: Notice of Proposed Rulemaking: Grid Resiliency Pricing Rule. Abrufbar unter: <https://www.federalregister.gov/documents/2017/10/10/2017-21396/grid-resiliency-pricing-rule>.

FERC – Federal Energy Regulatory Commission 2017c: Chairman Chatterjee Discusses His FERC Agenda, FERC Podcast Transcript vom 25.10.17. Abrufbar unter: <https://www.ferc.gov/media/podcast/2017/10-25-transcript.pdf>.

FERC – Federal Energy Regulatory Commission 2018a: What FERC Does / What FERC Does Not Do. Abrufbar unter: <https://www.ferc.gov/about/ferc-does.asp>.

FERC – Federal Energy Regulatory Commission 2018b: Docket Nos. EL16-49-000: PJM Interconnection, L.L.C. – Order rejecting proposed tariff revisions, granting in part and denying in part complaint, and instituting proceeding under Section 206 of the Federal Power Act. Abrufbar unter: <https://elibrary.ferc.gov/idmws/common/opennat.asp?fileID=14961693>.

FERC 2018c: Order terminating rulemaking procedure, initiating new proceeding and establishing additional procedures. Abrufbar unter: <https://www.ferc.gov/CalendarFiles/20180108161614-RM18-1-000.pdf>.

FPA (Federal Power Act) 2012: U.S. Code Title 16, Chapter 12, Subchapter II, § 824d. Rates and charges; schedules; suspension of new rates; automatic adjustment clauses. Abrufbar unter: <https://www.law.cornell.edu/uscode/text/16/824d>.

Gomberg, Sam (2018): Trump Twists the Law to Bail Out Coal. Abrufbar unter: <https://blog.ucsusa.org/sam-gomberg/trump-twists-the-law-to-bail-out-coal>.

Green Tech 2017: PJM's Market Changes: The Good, the Bad and the Ugly for Green Energy and Demand Response. Abrufbar unter: <https://www.greentechmedia.com/articles/read/pjms-market-changes-the-good-the-bad-and-the-ugly-for-green-energy-and-dema#gs.CfgXIEs>.

Gtm – Green Tech Media 02.04.18: FirstEnergy Seeks Bankruptcy Protection for Ailing Coal and Nuclear Subsidiaries. Abrufbar unter: <https://www.greentechmedia.com/articles/read/firstenergy-seeks-bankruptcy-protection-coal-and-nuclear-subsidiaries#gs.GHjNrw>.

gtm – Green Tech Media 01.06.2018: Breaking Down the Opposition to DOE's Emergency Coal and Nuclear Bailout Plan. Abrufbar unter: <https://www.greentechmedia.com/articles/read/breaking-down-the-opposition-to-does-emergency-coal-and-nuclear-bailout-pla#gs.3=TEUfU>.

gtm – Green Tech Media 02.10.18: FirstEnergy Can Safely Retire 4GW of Fossil Fuel Generation, per PJM. Abrufbar unter: <https://www.greentechmedia.com/articles/read/firstenergy-can-safely-retire-4-gw-of-fossil-fuel-generation-per-pjm#gs.Ccq0YrU>.

ICAP - International Carbon Action Partnership 2018: USA - Regional Greenhouse Gas Initiative (RGGI). Abrufbar unter: <https://icapcarbonaction.com/en/ets-map?etsid=50>

IEA 2014: Energy Policies of IEA Countries. The United States. 2014 Review. Abrufbar unter: http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/USA_2014.pdf.

Jahn, Andreas / Piria, Raffaele 2016: Überblick über die US-Strommärkte. Abrufbar unter: https://www.adelphi.de/en/system/files/mediathek/bilder/U%CC%88berblick%20u%CC%88ber%20die%20US%20Stromma%CC%88rkte%20-%20adelphi_RAP%202017.pdf.

Jahn, Andreas / Piria, Raffaele 2017: Kalifornien und Deutschland: Energiepolitische Zusammenarbeit mit den Nachbarstaaten im Stromsektor. Abrufbar unter: https://www.adelphi.de/de/system/files/mediathek/bilder/Kalifornien%20und%20Deutschland%20-%20Energiepolitische%20Zusammenarbeit%20mit%20den%20Nachbarstaaten%20im%20Stromsektor%20-%20adelphi_RAP%202017.pdf.

Maurer, Christoph / Zimmer, Christian / Hirth, Lion 2018: Nodale und zonale Strompreissysteme im Vergleich. Abrufbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/nodale-und-zonale-strompreissysteme-im-vergleich.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

MISO – Midcontinental Independent System Operator (2018): Corporate Factsheet. Abrufbar unter: <https://www.misoenergy.org/about/media-center/corporate-fact-sheet/>.

MJB&A – M. J. Bradley & Associates (2016): Load Forecast Analysis. Abrufbar unter: https://www.mjbradley.com/sites/default/files/MJBA_LoadForecastAnalysis_FINAL_0.pdf.

Monitoring Analytics 2016: Monitoring Analytics (Market Monitoring Unit for PJM Interconnection), PJM Bericht, State of the Market 2015. Abrufbar unter: http://monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2015/2015-som-pjm-volume1.pdf.

Monitoring Analytics 2017: State of the Market Report for PJM. Abrufbar unter: http://monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2017/2017-som-pjm-sec9.pdf.

Monitoring Analytics 2018a: State of the Market Report for PJM - January through June. Abrufbar unter: http://monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2018/2018q2-som-pjm.pdf.

Monitoring Analytics 2018b: 2017 State of the Market Report for PJM. Abrufbar unter: http://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2017/2017-som-pjm-press-briefing.pdf.

National Conference of State Legislatures 2018: United States Climate Alliance. Abrufbar unter: <https://www.usclimatealliance.org/about-us/>.

NARUC – National Association of Regulatory Utility Commissioners 2018: About NARUC. Abrufbar unter: <https://www.naruc.org/about-naruc/about-naruc/>.

NCSL – National Conference of State Legislatures 2018: State Renewable Portfolio Standards and Goals. Abrufbar unter: <http://www.ncsl.org/research/energy/renewable-portfolio-standards.aspx>.

NERC – North American Electric Reliability Corporation (2018): NERC Interconnections. Abrufbar unter: <https://www.nerc.com/AboutNERC/keyplayers/PublishingImages/Interconnections%2024JUL18.jpg>.

NERC – North American Electric Reliability Corporation 21.06.18: Media Release: Grid Shows Improved Resilience, Decreased Protection Systems Misoperations and Advanced Risk Management. Abrufbar unter: <https://www.nerc.com/news/Headlines%20DL/SOR%202018%20Media%20Release.pdf>.

NextEra 2016: Renewable Energy in PJM, John DiDonato, VP Wind Development. Abrufbar unter: <https://pdfs.semanticscholar.org/presentation/36b6/7e1e609d7b85a6d170072f89ecda8b75c4d.pdf>.

NYISO – New York Independent System Operator 2018: 2018 Power Trends. Abrufbar unter: https://home.nyiso.com/wp-content/uploads/2018/05/2018-Power-Trends_050318.pdf.

Open Road Renewables 2017: PJM Grid Operator: We Can Handle 30 Percent Renewable Energy Integration, And Here's How. Abrufbar unter: <http://www.openroadrenewables.com/news/pjm-grid-operator-we-can-handle-30-percent-renewable-energy-integration-and-heres-how/>.

OPSI – Organization of PJM States (2018a): OPSI Home. Abrufbar unter: <https://opsi.us/>.

OPSI – Organization of PJM States (2018b): Committees. Abrufbar unter: <https://opsi.us/committees/>.

OPSI – Organization of PJM States (2018c): OPSI 2017 Tax Return, Abrufbar unter: <https://opsi.us/corporate-documents/>.

OPSI 07.05.18: Comments of the Organization of PJM States, Inc. Abrufbar unter: <https://opsi.us/wp-content/uploads/2018/09/OPSI-Resilience-final-comments.pdf>.

Piria, Raffaele / Magosch, Magdalena / Jahn, Andreas 2018: Die Debatte zur Grid Resiliency Pricing Rule – Strommarktpolitik unter Präsident Trump. Abrufbar unter: <https://www.adelphi.de/de/publikation/die-debatte-zur-grid-resiliency-pricing-rule>

PJM 2011: Operating Agreement of PJM INTERCONNECTION, L.L.C. Abrufbar unter: <https://www.pjm.com/directory/merged-tariffs/oa.pdf>.

PJM 2014: Where has Electricity Demand Growth Gone in PJM and What are the Implications?. Abrufbar unter: <https://www.eia.gov/conference/2014/pdf/presentations/sotkiewicz.pdf>.

PJM 2015: Annual Report 2015. Abrufbar unter: <https://www.pjm.com/~media/about-pjm/newsroom/annual-reports/2015-annual-report.ashx>.

PJM 2016a: Annual Report 2016. Abrufbar unter: <http://www.pjm.com/~media/about-pjm/newsroom/annual-reports/2016-annual-report.ashx?la=en>.

PJM 2016b: Integrating Renewables in PJM: An Overview – Alberta & Saskatchewan Renewable Energy Finance Summit, Calgary, Alberta. Abrufbar unter: <http://albertask.canadianclean.com/files/Craig-Glazer-PJM-Interconnection.pdf>.

PJM 2017a: 2017 PJM Annual Report. Abrufbar unter: <http://www.pjm.com/~media/about-pjm/newsroom/annual-reports/2017-annual-report.ashx?la=en>.

PJM 2017b: PJM's Role as an RTO. Abrufbar unter: <http://www.pjm.com/~media/about-pjm/newsroom/fact-sheets/pjms-role-as-an-rto-fact-sheet.ashx?la=en>.

PJM 2017c: PJM Learning Center - Where We Operate. Abrufbar unter: <https://learn.pjm.com/who-is-pjm/where-we-operate.aspx>.

PJM 2017d: PJM's Evolving Resource Mix and System Reliability. Abrufbar unter: <https://www.pjm.com/~media/library/reports-notice/special-reports/20170330-pjms-evolving-resource-mix-and-system-reliability.ashx>.

PJM 2017e: Ancillary Services. Abrufbar unter: <https://learn.pjm.com/~media/about-pjm/newsroom/fact-sheets/ancillary-services-fact-sheet.ashx>.

PJM 2017f: Advancing Zero Emissions Objectives through PJM's Energy Markets: A Review of Carbon-Pricing Frameworks. Abrufbar unter: <https://www.pjm.com/~media/library/reports-notice/special-reports/20170502-advancing-zero-emission-objectives-through-pjms-energy-markets.ashx>.

PJM 2017g: Advancing Zero Emissions Objectives through PJM's Energy Markets . Abrufbar unter: <http://www.ourenergypolicy.org/wp-content/uploads/2017/06/20170502-advancing-zero-emission-objectives-through-pjms-energy-markets-paper-2.pdf>.

PJM 18.04.17: RPM 101 – Overview of Reliability Pricing Model. Abrufbar unter: <https://www.pjm.com/~media/training/nerc-certifications/markets-exam-materials/rpm/rpm-101-overview-of-reliability-pricing-model.ashx?la=en>.

PJM 07.11.17: Reply Comments of PJM Interconnection, L.L.C. on the United States Department of Energy Proposed Rule. Abrufbar unter: <https://www.pjm.com/~media/committees-groups/issuetracking/u-s-doe-inquiry-into-grid-resilience/20170928-rm18-1-000-ferc-doe-nopr-pjm-reply-comments.ashx?la=en>.

PJM 2018a: PJM History. Abrufbar unter: <http://www.pjm.com/about-pjm/who-we-are/pjm-history.aspx>.

PJM 2018b: PJM's Mission & Vision. Abrufbar unter: <http://www.pjm.com/about-pjm/who-we-are/mission-vision.aspx>.

PJM 2018c: Markets & Operations. Abrufbar unter: <http://www.pjm.com/markets-and-operations.aspx>.

PJM 2018d: PJM – At a Glance. Abrufbar unter: <http://www.pjm.com/-/media/about-pjm/newsroom/fact-sheets/pjm-at-a-glance.ashx?la=en>.

PJM 2018e: System Operations. Abrufbar unter: <http://www.pjm.com/markets-and-operations/ops-analysis.aspx>.

PJM 2018f: Become a Member. Abrufbar unter: <https://www.pjm.com/about-pjm/member-services/become-a-member.aspx>.

PJM 2018g: Executive Team. Abrufbar unter: <http://www.pjm.com/about-pjm/who-we-are/executive-team.aspx>.

PJM 2018h: The value of Markets. Abrufbar unter: <http://www.pjm.com/-/media/about-pjm/newsroom/fact-sheets/the-value-of-pjm-markets.ashx?la=en>.

PJM 2018i: Energy Market. Abrufbar unter: <https://www.pjm.com/markets-and-operations/energy.aspx>.

PJM 2018j: 2013-2017 CO₂, SO₂ and NO_x Emission Rates. Abrufbar unter: <http://www.pjm.com/-/media/library/reports-notice/special-reports/20180315-2017-emissions-report.ashx?la=en>.

PJM 2018k: Integrating Renewables in PJM. Ken Schuyler, Manager Renewable Services, PJM Interconnection, April 26, 2018. Abrufbar unter: <http://dnr.maryland.gov/pprp/Documents/PJM-Renewable-Integration-Study-Ken-Schuyler.pdf>.

PJM 2018l: Energy Markets. Abrufbar unter: <https://learn.pjm.com/three-priorities/buying-and-selling-energy/energy-markets.aspx>.

PJM 2018m: Locational Marginal Pricing. Abrufbar unter: <https://learn.pjm.com/-/media/about-pjm/newsroom/fact-sheets/locational-marginal-pricing-fact-sheet.ashx>.

PJM 2018n: PJM President and CEO Letter regarding Capacity Market Repricing Proposal. Abrufbar unter: <https://www.pjm.com/-/media/about-pjm/who-we-are/public-disclosures/20180116-pjm-president-and-ceo-letter-regarding-capacity-market-repricing-proposal.ashx?la=en>.

PJM 2018o: Capacity Market (RPM), Abrufbar unter: <https://learn.pjm.com/three-priorities/buying-and-selling-energy/capacity-markets.aspx>.

PJM 2018p: PJM's Capacity Market Repricing Proposal. Abrufbar unter: <https://www.pjm.com/-/media/library/reports-notice/special-reports/2018/20180116-capacity-market-repricing-proposal-updated.ashx?la=en>.

PJM 2018p: Valuing Fuel Security. Abrufbar unter: <https://www.pjm.com/-/media/library/reports-notice/special-reports/2018/20180430-valuing-fuel-security.ashx>

PJM 2018q: PJM Statement on Potential Department of Energy Market Intervention. Abrufbar unter: <https://www.pjm.com/-/media/about-pjm/newsroom/2018-releases/20180601-pjm-statement-on-potential-doe-market-intervention.ashx>

PJM 09.03.18: Comments and Responses of PJM Interconnection, L.L.C. Abrufbar unter: <https://www.pjm.com/-/media/documents/ferc/filings/2018/20180309-ad18-7-000.ashx>

- PJM 09.05.18: Reply Comments of PJM Interconnection, L.L.C. Abrufbar unter: <https://www.pjm.com/-/media/documents/ferc/filings/2018/20180509-ad18-7-000.ashx>.
- POLITICO 30.03.18: All eyes on Perry after FirstEnergy move. Abrufbar unter: <https://www.politico.com/newsletters/morning-energy/2018/03/30/all-eyes-on-perry-after-firstenergy-move-154378>.
- POWER Mag 01.11.17: PJM: Can the Big Dog Deal with State Interference?. Abrufbar unter: <https://www.powermag.com/pjm-can-the-big-dog-deal-with-state-interference/>
- PwC 2018: Carbon markets: silver linings and clouds - the latest trends and developments in 2018. Abrufbar unter: <https://www.pwc.co.uk/services/sustainability-climate-change/insights/carbon-markets-silver-linings-and-clouds.html>.
- Ramseur, Jonathan L. 2017: The Regional Greenhouse Gas Initiative: Lessons Learned and Issues for Congress. Abrufbar unter: <https://fas.org/sqp/crs/misc/R41836.pdf>
- Reuters 01.04.18: FirstEnergy nuclear, coal plant units file for bankruptcy protection. Abrufbar unter: <https://www.reuters.com/article/us-firstenergy-bankruptcy/firstenergy-nuclear-coal-plant-units-file-for-bankruptcy-protection-idUSKCN1H81GX>.
- Reuters 04.10.18: Trump nominates coal, nuclear bailout supporter to U.S. power agency. Abrufbar unter: <https://www.reuters.com/article/us-usa-trump-energy-regulator/trump-nominates-coal-nuclear-bailout-supporter-to-u-s-power-agency-idUSKCN1MD2R9>.
- RGGI - The Regional Greenhouse Gas Initiative 2018: Auction Results. Abrufbar unter: <https://www.rggi.org/auctions/auction-results>.
- RTO insider 04.06.18: Gas Gens Ask FERC for 'Clean MOPR' in PJM. Abrufbar unter: <https://www.rtoinsider.com/ferc-pjm-clean-mopr-calpine-eastern-generation-93690/>.
- RTO insider 30.06.18: FERC Orders PJM Capacity Market Revamp. Abrufbar unter: <https://www.rtoinsider.com/ferc-pjm-capacity-market-95510/>.
- Simeone, Christina (2017): PJM Governance – Can Reforms improve Outcomes?. Abrufbar unter: <https://kleinmanenergy.upenn.edu/sites/default/files/proceedingsreports/PJM%20Governance%20Reforms.pdf>.
- UBA 2018: Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2017. Abrufbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2018-05-04_climate-change_11-2018_strommix-2018_0.pdf.
- United States Court of Appeals 2017: No. 16-1234 Advanced energy Management Alliance, Petitioner v. Federal Energy regulatory Commission, Respondent and Old Dominion Electric Cooperative et al. Intervenors. Abrufbar unter: [https://www.cadc.uscourts.gov/internet/opinions.nsf/D83ABA956D38A48B85258145004EA347/\\$file/16-1234-1680319.pdf](https://www.cadc.uscourts.gov/internet/opinions.nsf/D83ABA956D38A48B85258145004EA347/$file/16-1234-1680319.pdf).
- USAID – United States Agency International development / NARUC - National Association of Regulatory Utility Commissioners 2018: Organization of PJM States, Inc. Abrufbar unter: <https://pubs.naruc.org/pub.cfm?id=5375FCB3-2354-D714-5115-AC61D96C02BC>.
- U.S. Census Bureau 2018: United States Fact Finder. Abrufbar unter: https://factfinder.census.gov/faces/nav/jsf/pages/community_facts.xhtml?src=bkmk.
- U.S. Climate Alliance 2018: United States Climate Alliance. Abrufbar unter: <https://www.usclimatealliance.org/about-us/>.

Utility Dive 05.10.17: Powelson: FERC 'will not destroy the marketplace' in DOE cost recovery rulemaking. Abrufbar unter: <https://www.utilitydive.com/news/powelson-ferc-will-not-destroy-the-marketplace-in-doe-cost-recovery-rule/506577/>.

Utility Dive 09.02.18: Most PJM States oppose capacity repricing proposal. Abrufbar unter: <https://www.utilitydive.com/news/most-pjm-states-oppose-capacity-repricing-proposal/516763/>.

Utility Dive 01.05.18: PJM launches fuel security initiative to counter gas reliance. Abrufbar unter: <https://www.utilitydive.com/news/pjm-launches-fuel-security-initiative-to-counter-gas-reliance/522531/>.

Utility Dive 03.07.18: How FERC's 'unprecedented' PJM order could unravel capacity markets. Abrufbar unter: <https://www.utilitydive.com/news/how-fercs-unprecedented-pjm-order-could-unravel-capacity-markets/527053/>.

Utility Dive 31.07.18: States say FERC overstepped its bounds in PJM capacity market order. Abrufbar unter: <https://www.utilitydive.com/news/states-say-ferc-overstepped-its-bounds-in-pjm-capacity-market-order/528994/>.

Utility Dive 28.08.18: PJM's new white paper weighs regional carbon pricing in wholesale markets. Abrufbar unter: <https://www.utilitydive.com/news/pjms-new-white-paper-weighs-regional-carbon-pricing-in-wholesale-markets/503654/>.

Utility Dive 15.08.18: PJM asks FERC to delay 2019 capacity market auction. Abrufbar unter: <https://www.utilitydive.com/news/pjm-asks-ferc-to-delay-2019-capacity-market-auction/530091/>

Utility Dive 04.10.18: Coal lobby pleased as Trump nominates ally McNamee to FERC. Abrufbar unter: <https://www.utilitydive.com/news/coal-lobby-pleased-as-trump-nominates-ally-mcnamee-to-ferc/538812/>.

VDE/FNN – Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE 2016: Systemdienstleistungen. Abrufbar unter: <https://www.vde.com/de/fnn/themen/vom-netz-zum-system/systemdienstleistungen>.

Washingtoner Examiner 09.11.17: FERC chairman proposes 'interim' plan to keep coal and nuclear power plants 'afloat'. Abrufbar unter: <https://www.washingtonexaminer.com/ferc-chairman-proposes-interim-plan-to-keep-coal-and-nuclear-power-plants-afloat>.

Washington Examiner 20.07.18: Study: Trump's coal bailout could cost \$17.2 billion per year. Abrufbar unter: <https://www.washingtonexaminer.com/policy/energy/study-trumps-coal-bailout-could-cost-17-2-billion-per-year>.