



Energy solutions
for a changing world



Überblick über die US-Strommärkte

Andreas Jahn (RAP) | 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. Diese Studie dient als Grundlage für die Identifizierung von Kooperationsmöglichkeiten und Dialogschwerpunkten, die sich in den US-Strommärkten in den kommenden Jahren anbieten. Diesbezügliche vertrauliche Informationen und Empfehlungen wurden für diese Veröffentlichung entfernt.

Die Verantwortung für den Inhalt liegt ausschließlich bei den Autoren.

Zitiervorschlag

Jahn, Andreas und Piria, Raffaele (2017): Überblick über die US-Strommärkte.
Berlin: adelphi/RAP.

Impressum

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

Autoren: Andreas Jahn (Regulatory Assistance Project - RAP)
Raffaele Piria, Kerstin Bacher (adelphi)

Kontakt: piria@adelphi.de ajahn@raponline.org

Gestaltung: adelphi

Bildnachweis: Titelbild: Pixabay (CC0 Public Domain)

Stand: 25.11.2016 (kleine Aktualisierung Februar 2017)

© 2017, adelphi

Zusammenfassung

In der vorliegenden Studie werden die übergeordnete Rahmenstruktur der US-Strommärkte sowie die wesentlichen Unterschiede zwischen den US-Strommärkten in den Bundesstaaten bzw. Regionen analysiert. Dabei werden Unterschiede und Parallelen zu Deutschland bzw. Europa aufgezeigt. Der erste Teil gibt einen Überblick über die wesentlichen Aspekte auf föderaler Ebene. Im zweiten Teil werden die sechs wichtigsten regionalen Strommärkte der USA näher diskutiert.

Abkürzungsverzeichnis

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AMI	Advanced Metering Infrastructure
ARRA	American Recovery and Reinvestment Act
BNetzA	Bundesnetzagentur
CAISO	California Independent System Operator
CPUC	California Public Utilities Commission
CRR	Congestion Revenue Rights
CPR	Capacity Performance Resource
CSP	Curtailment Service Providers
DOE	Department of Energy
DR	Demand Response
DRP	Distribution Resources Plan
EIA	Energy Information Administration
EIM	Energy Imbalance Market
ELMP	Extended Locational Marginal Pricing
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas
ESP	Energy Service Provider
ETS	(EU) Emissions Trading System
EOM	Energy-only-Markt
EV	Electric Vehicle
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FCM	Forward Capacity Market
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
IOU	Investor Owned Utility
IPP	Independent Power Producer
IRP	Integrated Resource Plan(ning)
ISO	Independent System Operator
ISO-NE	Independent System Operator – New England
LBNL	Lawrence Berkeley National Laboratory
LMP	Locational Marginal Pricing
LNG	Liquefied Natural Gas
LTPP	Long Term Procurement Plan(ning)

MAPP	Mid-Continent Area Power Pool
MISO	Midcontinent Independent System Operator
MRO	Midwest Reliability Organization
NAESB	North American Energy Standard Board
NARUC	National Association of Regulatory Utility Commissioners
NEEPOOL	New England Power Pool
NERC	North American Electric Reliability Corporation
NREL	National Renewable Energy Laboratory
NY-ISO	New York Independent System Operator
NYPA	New York Power Authority
NYSDEC	New York State Department of Environmental Conservation
NYSDPS	New York State Department of Public Service
OASIS	Open Access Same-time Information System
OATT	Open Access Transmission Tariff
ORA	Office of Ratepayer Advocates
ORDC	Operating Reserve Demand Curve
PG&E	Pacific Gas and Electric Company
PRA	Planning Reserve Auction
PSC	Public Service Commission
PURA	Public Utility Regulatory Act
PUC	Public Utility Commission
PUCT	Public Utility Commission of Texas
PV	Photovoltaik
REP	Retail Electric Provider
RGGI	Regional Greenhouse Gas Initiative
RPM	Reliability Pricing Model
RPS	Renewable Portfolio Standard
RTO	Regional Transmission Operator
SECO	State Energy Conservation Office
SPP	Southwest Power Pool
TOU	Time of Use
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

Inhalt

1	Überblick auf föderaler Ebene	1
1.1	Geschichtliche Entwicklung	1
1.2	Monopol- bzw. Liberalisierungsstruktur	1
1.3	Unternehmensstruktur im Stromsystem	3
1.4	Föderale Institutionen und Regulierungskompetenz	3
1.5	Struktur und Organisation der Strommärkte	6
1.5.1	Subsidiaritätsprinzip	6
1.5.2	Systembetreiber (u. a. ISO und RTO)	6
1.5.3	Lokale Bepreisung	8
1.5.4	Zentrales Dispatch	10
1.5.5	Systemdienstleistungen	10
1.5.6	Kapazitätsmärkte	11
1.5.7	Systemplanung	12
1.5.8	Digitalisierung und Rollout von intelligenten Messgeräten	12
2	Beschreibung der wettbewerblichen Strommärkte	14
2.1	Kalifornien	14
2.1.1	Zusammenfassung	14
2.1.2	Institutionen	14
2.1.3	Systembetrieb: California Independent System Operator	15
2.1.4	Marktdesign	15
2.1.5	Politiken	16
2.2	New York	17
2.2.1	Zusammenfassung	17
2.2.2	Institutionen	18
2.2.3	Systembetrieb: New York Independent System Operator	18
2.2.4	Marktdesign	18
2.2.5	Herausforderung	19
2.2.6	Politiken	20
2.3	Texas	20
2.3.1	Zusammenfassung	20
2.3.2	Institutionen	20
2.3.3	Systembetrieb: Electric Reliability Council of Texas	21

2.3.4	Marktdesign	21
2.3.5	Politiken	22
2.4	New England	23
2.4.1	Zusammenfassung	23
2.4.2	Institutionen	24
2.4.3	Systembetrieb: New England – Independent System Operator	24
2.4.4	Marktdesign	24
2.4.5	Politiken	25
2.5	PJM Interconnection	26
2.5.1	Zusammenfassung	26
2.5.2	Institutionen	27
2.5.3	Systembetrieb: PJM Interconnection	28
2.5.4	Marktdesign	28
2.5.5	Politiken	29
2.6	Midcontinent Independent System Operator (MISO)	29
2.6.1	Zusammenfassung	29
2.6.2	Institutionen	29
2.6.3	Systembetreiber: MISO	29
2.6.4	Marktdesign	30
2.6.5	Politiken	32
3	Fazit	33
3.1	Kurzer Blick auf die Erfolge in Deutschland bzw. Europa	33
3.2	Vergleich der USA mit Deutschland	33
	Glossar	35
	Literaturverzeichnis	38

1 Überblick auf föderaler Ebene

1.1 Geschichtliche Entwicklung

Wie in Europa wurde die Stromversorgung auch in den USA über öffentliche wie auch über private, vertikal integrierte Monopole aufgebaut. Anfang der 1930er-Jahre stellte sich die lückenhafte Elektrifizierung des Landes als eine grundsätzliche Herausforderung dar. Dies führte dazu, dass erstmals mit Bundeshilfe im Energiesektor interveniert wurde. Über föderale Kredite wurde es regionalen Kooperativen ermöglicht, die ländlichen Gebiete erfolgreich zu elektrifizieren. Aus diesem Grund sind heute in vielen Bundesstaaten neben den klassischen, aus städtischen Räumen hervorgegangenen Energieversorgern auch ländliche Energiekooperativen anzutreffen.

Bis zur Energiekrise Ende der 1970er-Jahre gab es kaum Systemänderungen. Erst infolge der steigenden Brennstoffpreise und der Inflation in Verbindung mit einer steigenden Aufmerksamkeit für lokale Luftreinhaltung und verstärkten Sicherheitsanforderungen an den Kraftwerksneubau wollten einige Großverbraucher selbst als Nachfrager am Großhandel tätig werden. Die Liberalisierung des Telekommunikations- und Gasmarktes der USA und des britischen Stromsektors war hierfür Vorbild. Als erster Schritt wurde (in einigen Regionen) die Entflechtung der integrierten Strommonopole bzw. die Herauslösung der Netzmonopole eingeleitet, sodass die nun unabhängig betriebenen Netze die Grundlage für einen wettbewerblichen Strommarkt bilden konnten. Versorger wurden privatisiert und neue, unabhängige Erzeuger zugelassen.

1.2 Monopol- bzw. Liberalisierungsstruktur

Da die Energiepolitik und -regulierung maßgeblich in der Hand der Bundesstaaten liegt, erfolgte die Liberalisierung weder zeitgleich noch durchgängig. Die Bundesstaaten beschritten unterschiedliche Liberalisierungswege, die nur vereinzelt zwischen benachbarten Bundesstaaten koordiniert waren. Etliche Bundesstaaten veränderten ihren Status quo jedoch nicht. Infolgedessen ist das heutige wettbewerbliche Bild der US-amerikanischen Strommärkte heterogener als das in Europa, da auf EU-Ebene bedeutend mehr regulatorische Elemente als in den USA festgelegt sind.

In mehr als einem Dutzend Bundesstaaten (Alabama, Arizona, Colorado, Florida, Idaho, Montana, New Mexico, Kentucky, Mississippi, Utah, Nevada, Oregon, Washington) (RAP 2015) ist die Energieversorgung weiterhin vollständig monopolistisch organisiert. Hier sind nach wie vor vertikal integrierte Unternehmen vorherrschend, die die Wertschöpfungsstufen der Erzeugungsanlagen und Übertragungsnetze sowie der Verteilnetze und Endkunden umfassen können.

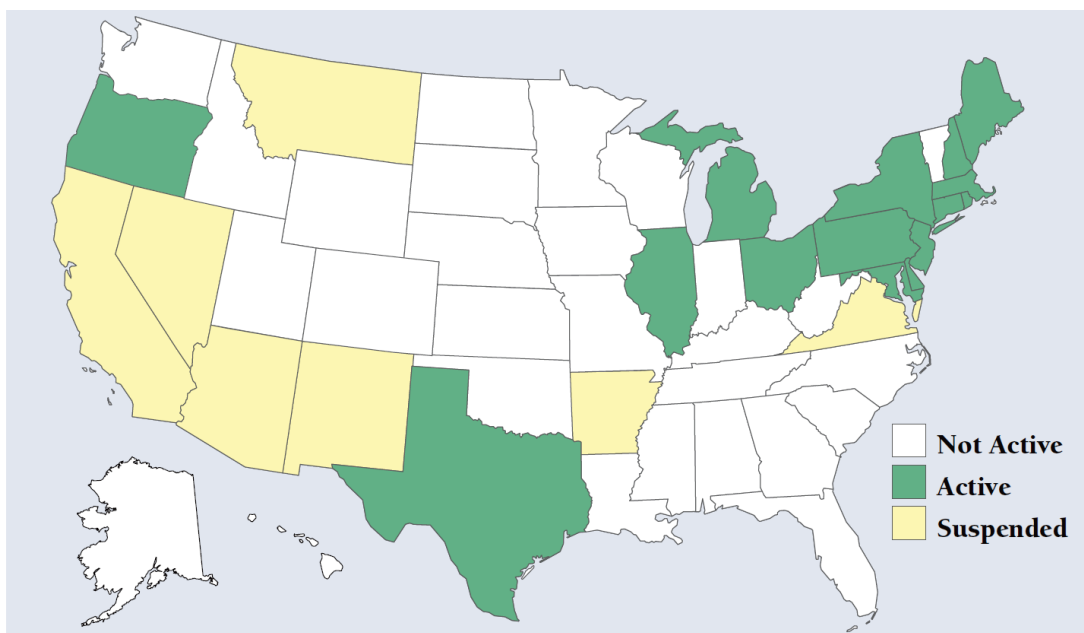
In mehr als 20 Bundesstaaten, darunter Kalifornien, große Teile des Mittleren Westens (u. a. Kansas, Illinois, Indiana, Michigan, Minnesota, Nebraska, North und South Dakota, Wisconsin), etliche Südstaaten (u. a. Teile von Arkansas, Louisiana, Mississippi, Missouri, New Mexico, Oklahoma, Virginia und West Virginia) sowie Vermont, ist der Erzeugungssektor grundsätzlich wettbewerblich organisiert, während die Übertragungsnetze, die Verteilnetze und die Versorgung der Endkunden (*retail*) weiterhin durch Regionalmonopole geprägt sind. Die grundsätzliche Organisation dieser

Stromsysteme wird in den folgenden Abschnitten dargestellt. Auf die einzelnen Regionalmärkte wird in Kapitel 2 dieses Papiers eingegangen.

Ein mit Deutschland vergleichbares Niveau von wettbewerblichen Strommärkten besteht nur in einem guten Dutzend Bundesstaaten, den so genannten *Restructured States*: Beispielsweise in Delaware, Maryland, Ohio, Pennsylvania als Teil des PJM-Strommarktes, darüber hinaus in New England (Connecticut, Maine, Massachusetts, Rhode Island und New Hampshire) oder Texas. Hier ist auch die Endkundenbelieferung wettbewerblich ausgestaltet, nicht nur die Erzeugung. Die Verbraucher (alle oder ab einem bestimmten Umfang des Verbrauchs) werden durch wettbewerbliche Versorger bedient und die Monopole sind auf den Netzbetrieb beschränkt. In Abbildung 1 sind die Bundesstaaten mit einem Endkundenwettbewerb grün dargestellt. In den gelb gefärbten Staaten (z. B. Kalifornien) ist der liberalisierte Endkundenmarkt auf unterschiedlichem Niveau gestoppt bzw. zum Teil sogar wieder zurückgefahren, also wieder monopolisiert worden. Diese Entwicklung ist in Kalifornien direkt, in anderen Bundesstaaten indirekt auf die Stromversorgungskrise Anfang dieses Jahrhunderts zurückzuführen.

Mit dem liberalisierten Strommarkt in Deutschland sind also die US-Staaten der letzten Kategorie (die sogenannten *Restructured States*) am besten vergleichbar. In den Bundesstaaten, in denen nur der Erzeugungssektor wettbewerblich organisiert ist, können Vergleiche mit Deutschland auch nur bzgl. dieses Sektors erfolgen (zum Beispiel Kapazitätsmarkt oder Systemdienstleistungen). Bei den US-Staaten aus der ersten Kategorie besteht aufgrund der grundsätzlichen Systemunterschiede kaum eine Vergleichbarkeit.

Abbildung 1: Bundesstaaten mit wettbewerblichem Endkundenmarkt (2010)



Quelle: EIA/RAP (Lazar 2016)

1.3 Unternehmensstruktur im Stromsystem

Zirka drei Viertel der US-Bevölkerung wird über private Firmen, sogenannte **Investor Owned Utilities** (IOU) mit Strom versorgt. Diese Unternehmen sind häufig in mehreren Staaten und mit verschiedenen Erzeugungstechnologien tätig. Etwa ein Viertel der Kunden wird von öffentlichen Versorgungsunternehmen bedient. Diese setzen sich aus den „US-Stadtwerken“ und den so genannten Kooperativen (Coops) im ländlichen Raum zusammen. Erstere werden von den Kommunen selbst kontrolliert bzw. reguliert. Die Coops hingegen sind gemeinnützige Gesellschaften der Daseinsvorsorge, deren Kontrollgremium von den versorgten Verbrauchern gewählt wird. Tabelle 1 gibt einen Überblick über die Aufteilung der mehr als 2.000 Unternehmen auf diese Kategorien und deren Kundenanteile im US-Strommarkt.

Tabelle 1: Struktur der US-amerikanischen Stromversorger in 2014

Art des EVU	Anzahl	Kunden (tausend)	Absatz (GWh)	Erlöse (Mill. \$)
IOU	199	86.816	1.926.805	207.051
Stadtwerke	824	15.007	395.141	39.883
Kooperativen	855	18.943	428.440	44.555
andere	288	11.913	406.820	36.362
Summe	2.166	132.680	3.157.206	327.852

Quelle: EIA/RAP (Lazar 2016)

Neben den Stromversorgern, die zum Teil auch als Erzeuger agieren, gibt es in den USA mehr als 1.000 unabhängige, kommerzielle Stromerzeuger (sogenannte Independent Power Producer – IPP), die an den jeweiligen Großhandelsmärkten tätig sind, aber keine Endkunden beliefern bzw. versorgen.

1.4 Föderale Institutionen und Regulierungskompetenz

Die Verteilung der Kompetenzen sowie das Zusammenspiel zwischen staatlichen Institutionen ist in Deutschland grundsätzlich anders als in den USA. Dies gilt sowohl für die horizontale Ebene (z. B. bezüglich der Rollen der Bundesministerien bzw. US-Departments) als auch die vertikale, etwa in Bezug auf die Arbeitsteilung zwischen Bundesebene und Bundesländern bzw. US-Bundesstaaten. Deshalb kann der Versuch, deutsche Pendanten zu US-Institutionen zu benennen, in manchen Fällen irreführend sein, und im Folgenden wird daher darauf verzichtet. Stattdessen werden die Kompetenzen und Rollen der einzelnen Institutionen beschrieben.

Eine allgemeine Bemerkung kann jedoch helfen, den institutionellen Rahmen der US-Strommarktregulierung zu erfassen: Grundsätzlich kann die US-Bundesebene eher mit der

EU-Ebene und können die US-Bundesstaaten eher mit den EU-Mitgliedstaaten verglichen werden als die US-Bundesebene mit der deutschen Bundesebene.

Federal Department of Energy (DOE)

Das DOE wurde 1977 in Folge der Ölkrise ins Leben gerufen (DOE o. J.). Dabei wurde das bisherige Atomwaffenprogramm (Manhattan Project) mit den bestehenden Bundes-Energieprogrammen durch die Bundesregierung zusammengeführt. Neben den nuklearen Zuständigkeiten für Waffenprogramme, Stromerzeugung und Entsorgung gehören die Energiebereitstellung, die Energieeinsparung und die Energieforschung zu seinen Aufgaben. Für die Energieforschung unterhält das DOE mehr als ein Dutzend Forschungseinrichtungen, darunter auch das bekannte National Renewable Energy Laboratory (NREL) in Colorado und das Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL) in Kalifornien.

Als weitere relevante Institution ist die dem DOE nachgelagerte **Energy Information Administration** (EIA) zu nennen. Diese erstellt Analysen und Vorschauen im Strom-, Gas- und Ölbereich, sammelt und veröffentlicht Energiedaten (beispielsweise zum Energieverbrauch in Gebäuden), die jährlich millionenfach abgerufen werden.

Federal Energy Regulatory Commission (FERC)

Parallel zur Einrichtung des DOE hat der US-Kongress 1977 die Einrichtung einer unabhängigen Regulierungsinstanz, der FERC, beschlossen. Vorläuferorganisation war die Federal Power Commission, die schon vorher als unabhängige Regulierungsagentur fungierte. Die Unabhängigkeit der FERC kommt darin zum Ausdruck, dass das DOE bestimmte Regulierungsakte nicht direkt beschließen kann. Zudem hat die FERC eine Änderungskompetenz für Rechtsvorschläge des DOE, wenn diese die Zuständigkeit der FERC signifikant beeinflussen.

Im Energiesektor ist die grundsätzliche Mission der FERC die Wahrung einer sicheren und effizienten Energieversorgung. Ihre Zuständigkeit umfasst dabei folgende Elemente der Energiesysteme, sofern diese den Handel zwischen den Bundesstaaten betreffen:

- Gasübertragungsnetze
- Stromübertragungsnetze
- Großhandelsmärkte
- Gasspeicher
- LNG-Terminals
- Ölpipelines.

Ferner obliegt der FERC auch die Genehmigung von Wasserkraftwerken. Zu ihren Aufgaben gehört es jedoch nicht, Endkundentarife oder Energieversorger zu regulieren (FERC 2016).

1993 wurde der FERC durch den Government Performance and Results Act die Verantwortlichkeit für das Monitoring der Energiesysteme und -märkte mit einer Unterrichtungspflicht gegenüber dem Kongress und der Öffentlichkeit zugewiesen. Als Folge der Marktinterventionen und -manipulationen durch das Energieunternehmen Enron, der dadurch verursachten Energiekrise in Kalifornien und der nachfolgenden Insolvenz von Enron erfolgte 2005 die letzte maßgebliche Kompetenzerweiterung der FERC mit dem Energy Policy Act. Dieser ermöglicht die Kontrolle der (Cyber-)Versorgungssicherheit für das Erzeugungs- und Übertragungssystem, die Festlegung von diesbezüglichen Standards und von Sanktionsoptionen bei (Markt-)Manipulationen.

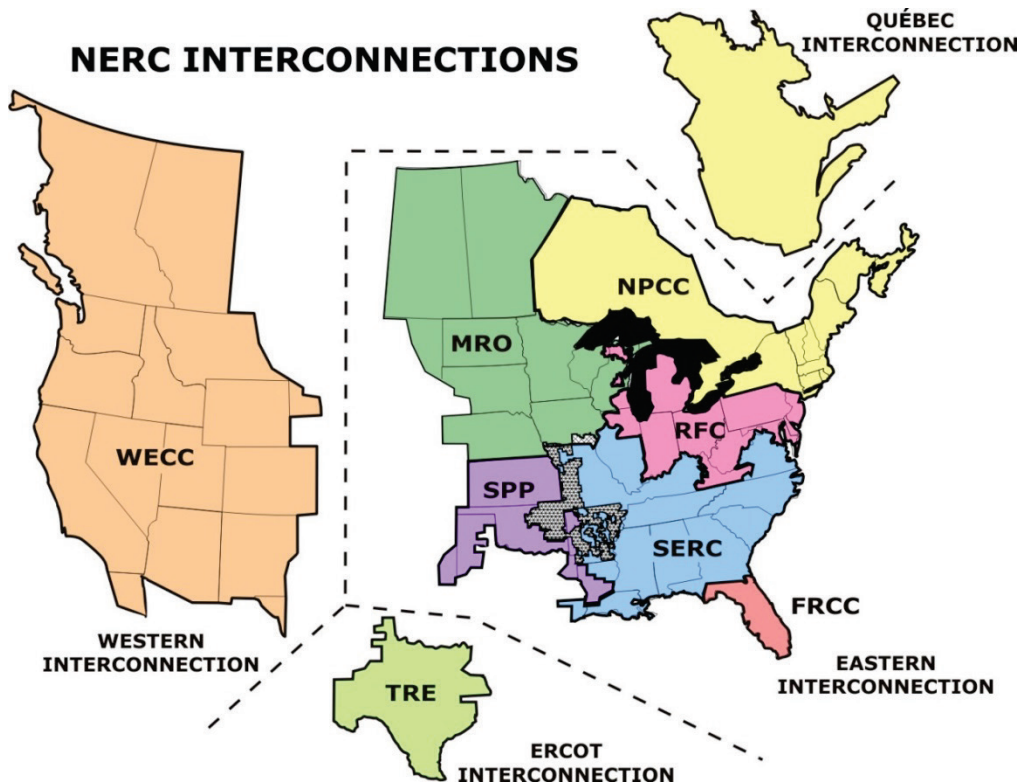
Um die Versorgungssicherheit und ökonomische Effizienz zu fördern, unterstützt die FERC in den Bundesstaaten mit einem wettbewerblich organisierten Erzeugungsssektor die

freiwillige Einrichtung von **Independent System Operators (ISO)** bzw. **Regional Transmission Organizations (RTO)** (siehe auch Abschnitt 1.5.2). Auf diesem Wege soll zum einen der diskriminierungsfreie Marktzugang für Akteure, und zum anderen eine übergreifende und damit kostenoptimierte Planung und Finanzierung der Übertragungsnetze erreicht werden. Gleichzeitig können die Verbraucher von den Preisvorteilen der darauf aufbauenden Großhandelsmärkte profitieren.

North American Electric Reliability Corporation (NERC)

Die NERC ist für die USA von FERC damit beauftragt worden, die mehr als 1.900 Eigentümer und Betreiber der Übertragungsnetze zu evaluieren, Lücken zu identifizieren, Verbesserungsvorschläge zu unterbreiten und damit die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Die Festlegung von Standards erfolgt dabei separat innerhalb der drei synchronisierten Netzregionen (Abbildung 2), den sogenannten **Interconnections**.

Abbildung 2: Drei synchronisierte Netzregionen und acht Versorgungssicherheitsregionen



Quelle: NERC (2016)¹

National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC)

¹ Eine aktuelle Liste der acht regionalen Agenturen für Versorgungssicherheit (regional electricity reliability entities) befindet sich auf <http://www.nerc.com/AboutNERC/keyplayers/Pages/Regional-Entities.aspx>, woher auch die Abbildung 2 stammt. Die Kürzel bedeuten in alphabetischer Reihenfolge: Florida Reliability Coordinating Council (FRCC), Midwest Reliability Organization (MRO), Northeast Power Coordinating Council (NPCC), Reliability First Corporation (RFC), SERC Reliability Corporation (SERC), Southwest Power Pool, RE (SPP), Texas Reliability Entity (TRE), Western Electricity Coordinating Council (WECC)

Die NARUC ist eine Vereinigung der Bundesstaaten für die Regulierung der Versorgungsunternehmen im Energie-, Wasser- und Telekommunikationsbereich. Mit 69 Regulierungsbehörden und Agenturen und rund 260 Commissioners² dient NARUC maßgeblich dem Austausch zwischen Regulatoren auf bundesstaatlicher Ebene, zum Teil auch mit dem Ziel einer gemeinsamen politischen Positionierung. Schwerpunkte bilden dabei die Endkundenmärkte, Einspeisevergütungen oder Netzentgelte. Bei den halbjährlichen NARUC-Treffen findet dazu ein intensiver Austausch statt.

North American Energy Standard Board (NAESB)

Im Industrieforum des NAESB werden Standards für einen nahtlosen Übergang der Strom- und Gas-Großhandelsplätze und Endkundenmärkte als Zuarbeit für NERC entwickelt.

1.5 Struktur und Organisation der Strommärkte

1.5.1 Subsidiaritätsprinzip

Eine föderale Regulierung findet in den USA grundsätzlich nur statt, wenn es ein gemeinsames Interesse gibt bzw. wenn die Interessen eines Staates durch das Handeln eines anderen tangiert werden. Im Strombereich traf dies ursprünglich nur auf die grenzüberschreitenden Übertragungsnetze zu. Bezüglich der Großhandelsmärkte waren letztendlich Gerichtsentscheidungen notwendig, um die Regulierungszuständigkeiten der Bundesebene für bundesstaatenübergreifende Großhandelsmärkte zu bestätigen, aber auch um diese darauf zu beschränken.

Sofern die Interessen benachbarter Bundesstaaten oder die bundesstaatliche Zusammenarbeit nicht betroffen sind, liegt die Zuständigkeit für die Regulierung der Stromversorger, der Entflechtung und der Ausgestaltung der Energiemärkte bei den einzelnen Bundesstaaten.

In dieser Hinsicht können die US-Bundesebene mit der EU-Ebene und die US-Bundesstaaten mit den EU-Mitgliedsstaaten teilweise verglichen werden, wobei in Europa die Zuständigkeiten und die regulatorische Tiefe der höheren Ebene insgesamt ausgeprägter sind als in den USA, insbesondere im Bereich der Entflechtung.

1.5.2 Systembetreiber (u. a. ISO und RTO)

In den USA sind die Kerneigenschaften und die Rolle der Stromsystembetreiber sehr unterschiedlich im Vergleich zu Deutschland und Europa. Dieser Unterschied prägt die Funktionsweise und die Regulierung der Strommärkte bzw. Stromsysteme.

In den US-Bundesstaaten mit monopolistischen Strukturen (siehe Abschnitt 1.2) werden die Stromsysteme durch regulierte Monopole betrieben, die auch Erzeugung, Verteilnetze und Versorgung der Endkunden kontrollieren. Wegen des fundamentalen Systemunterschieds im Vergleich zu Deutschland wird im Folgenden auf diese US-Staaten nicht weiter eingegangen, sondern nur auf die mehr als 30 US-Staaten, die wettbewerbliche Strommärkte implementiert haben.

² Die Commissioners werden zumeist von den Gouverneuren der Bundesstaaten ernannt. Zum Teil werden diese auch von den Parlamenten oder direkt vom Bürger gewählt.

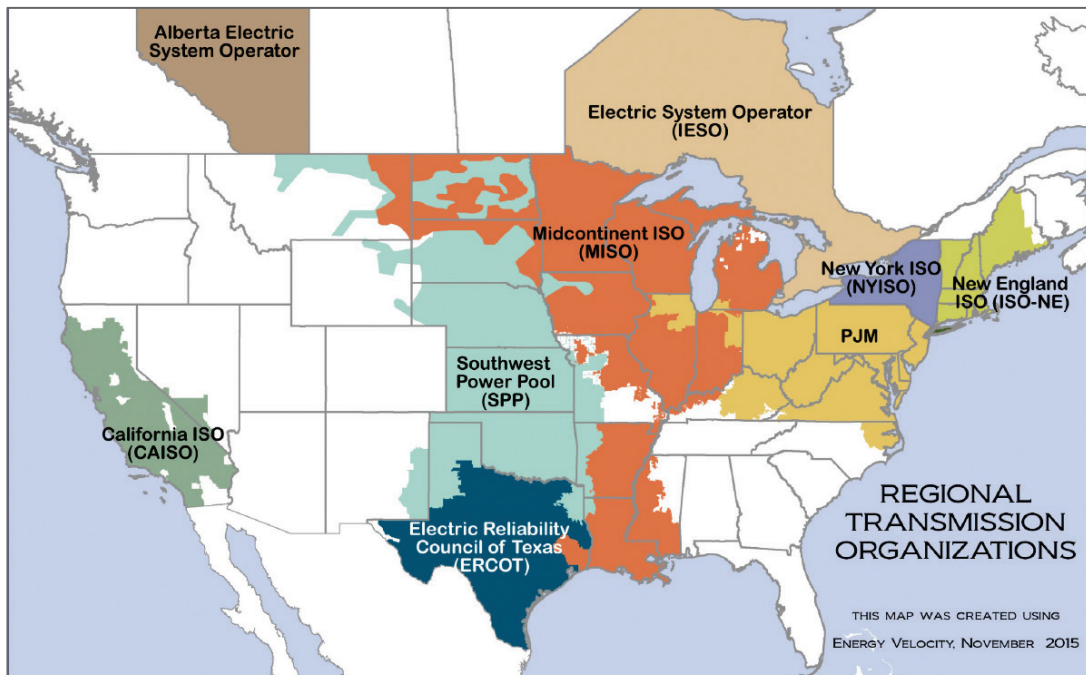
In diesen Staaten besteht als Voraussetzung für den Wettbewerb eine **Trennung zwischen Eigentum und Betrieb der Übertragungsnetze**. Die **Netzeigentümer** sind regulierte, kommerzielle Unternehmen, die die physische Infrastruktur ausbauen und instand halten und dafür eine regulierte Rendite bekommen. Gleichzeitig können diese Unternehmen aber auch am Strommarkt als Erzeuger auftreten. Die **Systembetreiber** sind hingegen regulierte, von Erzeugungs- und Netzinteressen unabhängige, nicht gewinnorientierte Unternehmen. Als neutrale Instanzen betreiben sie die jeweiligen Stromsysteme und –märkte, ohne die Netze zu besitzen bzw. ein damit verbundenes kommerzielles Interesse zu haben. Über Märkte beschaffen die unabhängigen Systembetreiber die für einen sicheren Systembetrieb notwendigen Systemressourcen (z. B. Regelleistung).

In der EU hingegen werden diese zwei Funktionen von der gleichen Hand ausgeführt, wie beispielsweise in Deutschland durch die vier ÜNB. Aus dieser abweichenden Akteurskonstellation ergeben sich wesentliche Interessenunterschiede im Netzplanungsprozess sowie bezüglich der Transparenz entscheidender Systembetriebsdaten. Die Unabhängigkeit der Systembetreiber in den USA vermeidet den in der Doppelfunktion der europäischen ÜNB inhärenten Interessenkonflikt: Diese sind einerseits gegenüber ihren Aktionären verpflichtet, ihre regulierte Rendite zu maximieren. Dieses legitime Ziel kann unter anderem durch zusätzliche Investitionen in die Infrastruktur erreicht werden, da die regulierten Erlöse (und damit die Renditen) auf Basis der Kapitalkosten berechnet werden. Andererseits spielen die europäischen ÜNB eine entscheidende Rolle beim Prozess der Netzentwicklungsplanung, der wiederum die künftige Infrastrukturbasis und daher die Rendite der ÜNB wesentlich beeinflusst.

Die unabhängigen Systembetreiber in den USA sind diesem Interessenkonflikt nicht oder in viel geringerem Maße ausgesetzt, denn sie erzielen keine Rendite aus der Infrastruktur. Vielmehr haben sie – im Gegensatz zur europäischen Situation – ein natürliches Interesse, den Marktakteuren und der Öffentlichkeit umfassenden Einblick in Daten bezüglich des Systembetriebs zur Verfügung zu stellen, da die US-Systembetreiber damit ihre Empfehlungen zur Systemplanung belegen müssen.

Solche regelmäßigen detaillierten Analysen von unabhängiger Stelle sind in Deutschland und generell in Europa nicht vorhanden. ENTSO-E versucht hier einiges, kann aber nur im Interesse der Mitglieder handeln. Da einige eben nicht nur Systembetreiber, sondern auch Eigentümer sind, muss eine gemischte Interessenlage vertreten werden. Dies trifft auch bzw. besonders auf die deutschen ÜNB zu. Der Monitoring Report der BNetzA deckt zwar diverse Themenfelder ab, beleuchtet den deutschen Großhandel im Verhältnis zu den Monitoringberichten der unabhängigen Systembetreiber der USA dabei aber nur sehr oberflächlich.

Die FERC hat die Bildung **grenzüberschreitender Systembetreiber** proaktiv unterstützt, aber die Teilnahme einzelner Netzeigentümer bzw. Bundesstaaten ist freiwillig und kann prinzipiell rückgängig gemacht werden.

Abbildung 3: Regionen mit unabhängigen Systembetreibern in Nordamerika

Quelle: FERC (2015)

Abbildung 3 zeigt die aktuellen Gebiete der unabhängigen Systembetreiber mit ihren wettbewerblichen Großhandelsmärkten. Einige dieser Systembetreiber sind (fast) ausschließlich in einem Bundesstaat aktiv: CAISO in Kalifornien (mehr dazu im Abschnitt 2.1), ERCOT in Texas (siehe Abschnitt 2.3) und NYISO im Bundesstaat New York (Abschnitt 2.2). Andere wie PJM (siehe Abschnitt 2.5), MISO (siehe Abschnitt 2.6) und New England ISO (siehe Abschnitt 2.4) betreiben grenzüberschreitende Systeme. Manche unabhängige Systembetreiber tragen den Namen **ISO** (Independent System Operator), andere **RTO** (Regional Transmission Organization). Eine konsistente Differenzierung zwischen diesen beiden Bezeichnungen besteht nicht. Die Unterschiede gehen direkt aus den individuellen Festlegungen der einzelnen Systeme hervor.

Interessant ist, dass die Marktgebietsgrenzen nicht zwingend deckungsgleich mit den Grenzen der Bundesstaaten sind. Es kommt vor, dass in einem Bundesstaat ein wettbewerblicher Markt neben vertikal integrierten Versorgungsstrukturen existiert.

1.5.3 Lokale Bepreisung

Ein weiterer grundlegender Unterschied zwischen Deutschland und den USA besteht bei der räumlichen Strukturierung im Stromgroßhandel.

Im Vergleich zu Europa werden in den USA die Großhandelsstrompreise in viel kleineren Preiszonen und sogar für einzelne Netzknotenpunkte mittels eines lokalen marginalen Preisansatzes (**LMP – Locational Marginal Pricing**) gebildet. Neben den Grenzkosten der Stromerzeugung (Energy-only-Markt) werden damit in den USA auch die Netzengpässe in einen wettbewerblichen Markt einbezogen.

In den US-Strommärkten besteht somit zu jedem Zeitpunkt eine Vielzahl an parallelen Strompreisen. Wenn zwischen benachbarten Preiszonen bzw. Netzknoten keine Engpässe

bestehen, gleichen sich die Preise an. Wenn Netzengpässe bestehen, divergieren die Preise. Damit werden einerseits Preissignale erzeugt, wodurch zusätzliche erzeugungs- oder nachfrageseitige Ressourcen in exakt den Gebieten mobilisiert werden können, wo sie zu einem bestimmten Zeitpunkt gebraucht werden. Andererseits signalisieren häufige und/oder besonders hohe Preisdifferenzen zwischen benachbarten Knoten oder Preiszonen den Bedarf eines Infrastrukturausbaus. Bei der Erwägung einer Investition in Netzinfrastruktur können damit die Marktpreisunterschiede den Ausbaurkosten gegenübergestellt werden. Grundsätzliches Ziel des LMP ist es, dass die Ergebnisse des Handels im Strommarkt mit denen der physischen Flüsse konvergieren.

Auch das LMP wird in den US-Strommärkten unterschiedlich umgesetzt. Grundsätzlich kommt zwar eine Bepreisung nach Netzknoten zum Tragen, einige ISO (z. B. ISO-NE) stellen aber für die Nachfrageseite nur Zonenpreise dar. In diesem Fall muss nur der Erzeuger die genaue Netzverknüpfung berücksichtigen, für die Nachfrage (insbesondere für den Lieferantenwettbewerb) gelten weniger spezifische Konditionen.

In Europa ist die Situation grundlegend anders. Großhandelsmärkte, also Preiszonen, sind entlang der Staatsgrenzen definiert. Das gilt auch für die gemeinsame Preiszone für Deutschland und Österreich, die mit mehr als 90 Mio. Einwohnern und mehr als 600 TWh/Jahr deutlich größer als die meisten US-Strommärkte ist (ausgenommen PJM mit zirka 760 TWh/Jahr), die aber jeweils aus mehr als einer Preiszone bzw. aus zahlreichen Netzknotenpreisen bestehen. Innerhalb der deutsch-österreichischen Preiszone wird unter der fiktiven Annahme, dass es innerhalb dieses Gebiets keine Netzengpässe gibt, ein Einheitspreis gebildet. Zunehmend häufig ergeben sich jedoch physische Netzengpässe, zum Beispiel in den vielen Stunden, in denen Erzeuger mit niedrigen Grenzkosten in Norddeutschland (Windkraft und Kohlekraftwerke) an der Strombörse günstiger als Gaskraftwerke in Süddeutschland anbieten, aber die Übertragungskapazität von Norddeutschland nach Süddeutschland nicht hinreichend ist, um das Marktergebnis umzusetzen. In solchen Fällen müssen die Netzbetreiber teilweise massiv intervenieren (siehe nächsten Abschnitt).

Hingegen bilden in den US-Märkten die Handelsergebnisse weitestgehend die physischen Stromflüsse ab. Deshalb ist die Integration neuer Regionen oder Ressourcen (z. B. Erneuerbarer Energien) wesentlich einfacher. Wo der physische Nutzen einer neuen Erzeugungs- oder Flexibilitätsressource groß ist, sind auch die am spezifischen Standort zu erwartenden Erträge hoch. Folglich ist die Gefahr gering, dass z. B. mehr Windanlagen an der Küste gebaut werden, als Transportleitungen vorhanden sind, oder dass die Nachbarregionen sich bei einer Kooperation benachteiligt fühlen könnten.

Nach der Kopplung der nationalen Märkte weichen bei Netzengpässen in Europa (z. B. an der deutsch-französischen Grenze) die Preise weiterhin voneinander ab. Jedoch entsprechen die Grenzen der national definierten Märkte nicht den real existierenden physischen Stromnetzengpässen. So kommt es häufiger vor, dass der Handel einen Export von Deutschland nach Frankreich ergibt, obwohl das günstige deutsche Handelsergebnis von einer Erzeugung in Norddeutschland bestimmt ist, die hinter einem internen Netzengpass einspeist. Damit die Physik zum Handel passt, muss der Systembetreiber mit einem sogenannten Redispatch intervenieren, d. h. teurere süddeutsche Erzeugung anfordern. In diesem Fall geschieht dies zum Nutzen der französischen Verbraucher und der deutschen Erzeuger sowie zum Nachteil der französischen Erzeuger und der deutschen Verbraucher.

Folglich sind die Rahmenbedingungen für die Zusammenarbeit zwischen angrenzenden US-Bundesstaaten bzw. US-Strommärkten grundsätzlich unterschiedlich zu den Rahmenbedingungen für die Zusammenarbeit zwischen europäischen Ländern.

1.5.4 Zentrales Dispatch

Die deutsche Übersetzung des Begriffs Dispatch ist die „Bestellung des Geschäfts“, also hier die Kraftwerkseinsatzplanung. Im deutschen Stromfachjargon wird Dispatch aber oft direkt auf Englisch verwendet, sei es wegen der Kürze, oder auch weil die Modalitäten der Kraftwerkseinsatzplanung vom regulatorischen Kontext abhängig sind.

Die wettbewerblich organisierten US-Strommärkte haben alle ein zentrales Dispatch unter Hoheit des ISO/RTO. Die Nachfrage wird dabei zentral vom Systembetreiber auf Basis der Wetterdaten und kommerziellen Anmeldungen prognostiziert³. Der (lokale) Preis ergibt sich aus dem jeweiligen lokalen Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage. Auf dieser Grundlage teilt der Systembetreiber den Erzeugern ihren daraus resultierenden Erzeugungsfahrplan bzw. den reaktiven Verbrauchern die einzusenkende Last mit. Da sich die Marktergebnisse auf Basis der Netzinfrastruktur ergeben haben, gibt es keinen Bedarf für ein Redispatch. Der Echtzeitausgleich für Änderungen (Ausfall einer Erzeugung, eines Netzes oder Verbrauchers) wird über die (Notfall-)Reserven durchgeführt.

Hingegen werden in Deutschland bzw. in Europa weder die Nachfrage zentral prognostiziert noch die Einsatzplanung der Kraftwerke zentral bestimmt. Vielmehr decken alle Marktteilnehmer (hier: Versorger, die den Bedarf ihrer Kunden decken müssen, sowie Großverbraucher, die Strom direkt am Großhandelsmarkt kaufen) ihren eigenen, selbstprognostizierten Bedarf (Bilanzkreisverantwortung). Das Dispatch erfolgt also in Deutschland multilateral und dezentral auf der Grundlage der Handelsergebnisse im Rahmen einer sehr großen Preiszone ohne Berücksichtigung der vorhandenen Netzengpässe. Nach dem Handelsschluss müssen die Systembetreiber der gekoppelten Märkte die Engpässe errechnen, die sich aus den Marktergebnissen ergeben. Auf dieser Grundlage bestimmen die deutschen (und die benachbarten) Systembetreiber den Eingriffsbedarf, also Redispatch, das heißt, die Änderungen der aus den Marktergebnissen resultierenden Kraftwerkseinsatzplanung, die zur Wahrung der Versorgungssicherheit notwendig sind.

Je kürzer der Handelsschluss vor der Lieferung liegt, desto weniger Zeit bleibt, um das Redispatch zu organisieren. Deswegen sind in Europa größere Herausforderungen mit einem späten Handelsschluss (vor Echtzeit) verbunden. Ein späterer Handelsschluss unterstützt die Integration der dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien. Dieser Mehrwert muss mit dem zunehmenden Versorgungssicherheitsrisiko durch den späteren Handelsschluss abgewogen werden. Letztendlich führt dies dazu, dass die Großhandelsprodukte des US-Strommarktes (wie 15-Minuten- und 5-Minuten-Produkte in den-Real-Time-Märkten) kaum mit den europäischen oder deutschen Produkten und deren Wirksamkeiten vergleichbar sind. Das hat auch für die Systemdienstleistungen Folgen, die im nächsten Abschnitt diskutiert werden.

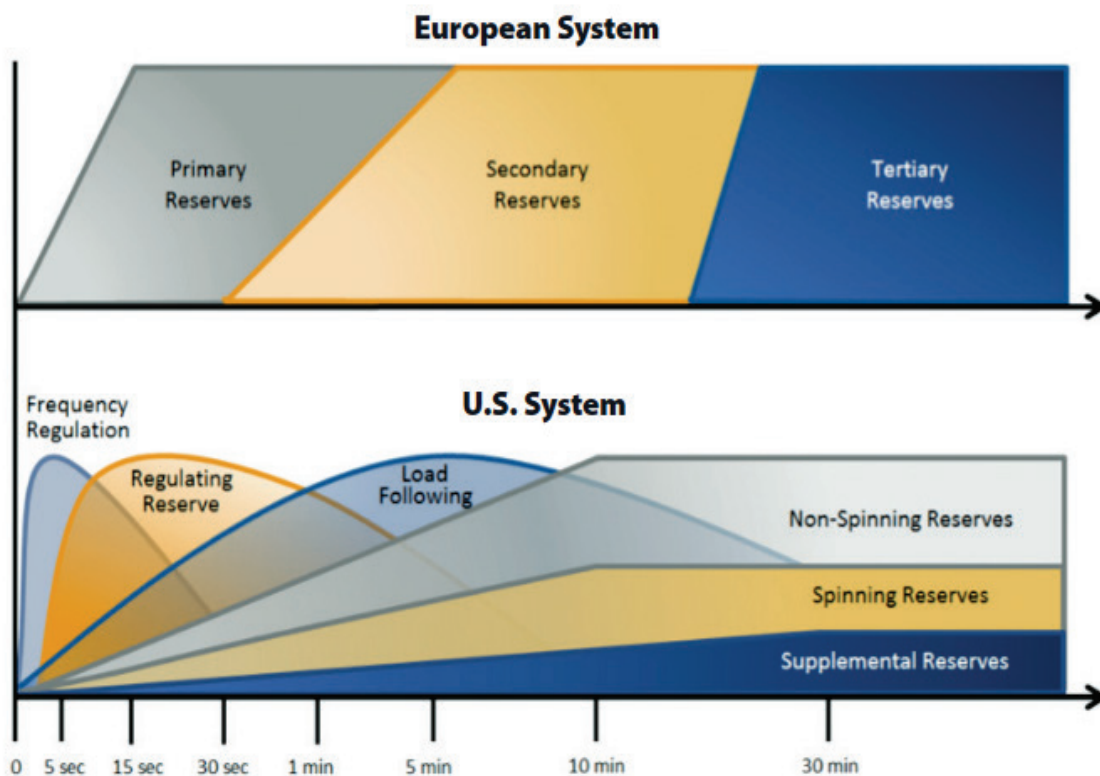
1.5.5 Systemdienstleistungen

Systemdienstleistungen, in den USA **Ancillary Services** genannt, werden vom Systembetreiber eingesetzt, um das System sicher bewirtschaften zu können. In Europa/Deutschland ist die maßgebliche Systemdienstleistung die Regelleistung. Diese wird eingesetzt, um nach Handelsschluss die physischen Ungleichgewichte in Echtzeit auszugleichen. Diese Kapazitäten werden auch an den US-Märkten als Reserven ausgeschrieben. Jedoch sind die Produktkategorien grundlegend anders. In den USA sind diese weniger nach dem zeitlichen Verlauf, sondern nach dem technischen Vermögen gestaffelt (Abbildung 4). Die gängigen Produkte sind sowohl die automatische **Regulation**

³ Siehe beispielsweise ISO NE: <https://www.iso-ne.com/markets-operations/system-forecast-status>

(up und down) als auch die mit etwas längerem Vorlauf (für längere Zeit, z. B. 2 Stunden) halbautomatisch zu aktivierende (Non-)Spinning Reserve.

Abbildung 4: US-amerikanische und europäische Regelleistung im Vergleich



Quelle: RAP (Hurley 2013)

Eine Vergleichbarkeit der US-Reserve-Märkte ist somit bezüglich der Qualitäten (Produkte), aber auch bezüglich der Quantitäten nicht gegeben, da diese durch die Produkte selbst, wie auch durch den unterschiedlichen Dispatch-Ansatz nicht übertragbar sind.

1.5.6 Kapazitätsmärkte

In allen wettbewerblichen US-Strommärkten stellte sich irgendwann die Frage, wie die Investitionen in neue Erzeugungseinheiten langfristig sichergestellt werden können. Meist hat man sich unter dem Eindruck des zunehmenden Bedarfs und der kalifornischen Energiekrise für Kapazitätsmärkte (Forward Capacity Mechanism) entschieden. Erste Erkenntnis war, dass mit einer einfachen Kapazitätsprämie nicht zwangsläufig neue Kapazitäten auf den Markt kommen, sondern zum Teil nur die bestehenden länger bleiben. Zweitens stellte sich heraus, dass die Nachfrageseite (DR) zwar großes Interesse zeigte, ihren Beitrag zur Versorgungssicherheit (durch bezahlte Abschaltung) beizusteuern. Dieser (kostengünstige) Beitrag war aber bei den bisherigen Produkten nicht darstellbar. Infolgedessen wurden die Kapazitätsprodukte besser auf die zeitlich begrenzte Systemknappheit zugeschnitten. Zudem wurden für die DR je nach Markt spezielle Produkte entwickelt, sodass dadurch sehr erfolgreich und kostengünstig bis zu 10 % der Spitzenlast abgedeckt werden können (Hurley 2013).

Für alle Kapazitätsmärkte gilt, dass deren Design mehrfach angepasst wurde und der Komplexitätsgrad kontinuierlich gestiegen ist. Vor diesem Hintergrund ist unklar, ob die Entscheidungen für einen solchen Ansatz heute genauso getroffen würden, insbesondere da Texas viel später einen abweichenden Weg eingeschlagen hat (siehe Kapitel 2.3.4).

1.5.7 Systemplanung

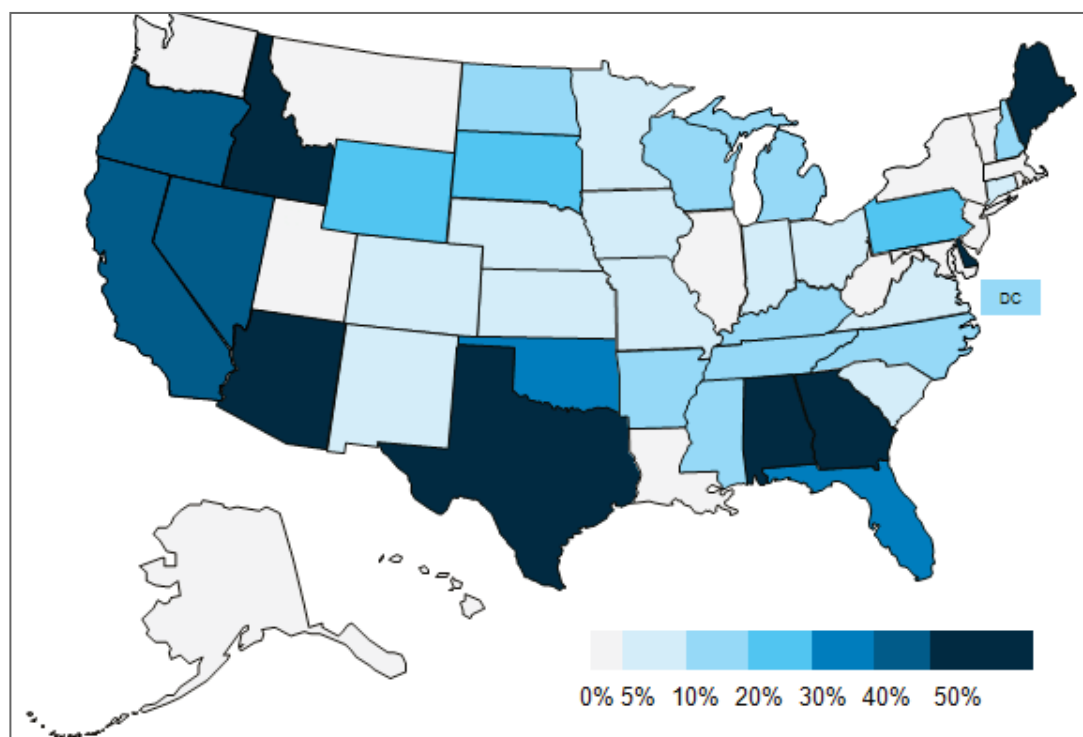
Sehr viele US-Bundesstaaten verfolgen den Ansatz der integrierten Systemplanung (Integrated Resource Planning – IRP). Auf Basis der zukünftigen Bedürfnisse wird dabei untersucht und geplant, welches die kostengünstigste Option ist, um die Bedürfnisse zu erfüllen. Dabei werden grundsätzlich der Netzausbau, die Erzeugungsoptionen mit verschiedenen Energieträgern und Orten wie auch die Nachfrage und die Kosten für deren Vermeidung oder Verlagerung zusammen betrachtet. Dieser Ansatz geht damit über den deutschen Ansatz eines konsolidierten Netzausbauplanes hinaus. Heute werden auch in Deutschland der Erneuerbare-Energien-Ausbauplan und der Bestandsplan der fossilen Kraftwerke mitberücksichtigt. Eine umfängliche Berücksichtigung der Energieeffizienzziele und eine Gesamtsystembetrachtung gibt es jedoch (noch⁴) nicht. Nur in wenigen US-Bundesstaaten werden Netze ohne Abwägung von Alternativen auf Basis des vom Eigentümer bekundeten Bedarfs gebaut. Interessant ist jedoch, dass die IRP-Staaten⁵ nicht mit den Staaten korrelieren, die wettbewerbliche (Großhandels- oder Endkunden-)Märkte haben; das heißt der Ansatz der Optimierung durch Ressourcenplanung (IRP) wird offensichtlich unabhängig vom Ansatz der Optimierung durch Wettbewerb verfolgt. (RAP 2014).

1.5.8 Digitalisierung und Rollout von intelligenten Messgeräten

Die in den USA sogenannte **Advanced Metering Infrastructure** (AMI - Digitale Messgeräte) wird als Mittel zur Nachfragesteuerung (Demand Response) und Energieeffizienz verstanden, beispielsweise um zeitvariable Tarife darstellen zu können. FERC hat zum aktuellen AMI-Zustand, den Entwicklungen und den zu bewältigenden Barrieren 2008 einen umfangreichen Bericht erstellt (FERC 2008). Dieser stellt die bis dahin positive Entwicklung in den einzelnen Bereichen bzw. Regionen dar, insbesondere um die Endkunden und ihre Lastflexibilität besser in den Preismechanismus des Großhandelsmarktes in den ISO/RTO-Regionen einzubinden. Dabei wurden die Energie-Kooperativen (siehe Kapitel 1.3) als überdurchschnittlich beim bisherigen AMI-Rollout dargestellt. Die Empfehlungen lauteten damals, bessere regionale wie auch inhaltliche Koordination (Nachfragesteuerungs-, Smart-Meter- und Effizienz-Programme), Finanzierungsansub (Programme) und eine verbesserte Darstellung der Marktpreissignale für die betroffenen Verbraucher.

Im Jahr 2009 wurde als Reaktion auf die Wirtschaftskrise der **American Recovery and Reinvestment Act** of 2009 (ARRA) erlassen (GPO 2009). Über diesen wurden finanzielle Mittel von fast einer Billiarde Dollar (bis 2019) bereitgestellt, um Investitionen in die Infrastruktur anzuschieben. Für die Stromnetzinfrastuktur (Netze, Zähler und Effizienz) wurden damit rund 10 Milliarden US-Dollar reserviert und auch investiert.

⁴ Das Grünbuch Energieeffizienz des BMWi hat mit *Efficiency First* einen solchen Ansatz erstmals vorgeschlagen.

Abbildung 5: AMI-Penetration 2011

Quelle: EIA 2012

Dem letzten EIA-Bericht zufolge sind bis 2014 knapp 60 Millionen AMI-Zähler (40 %), fast 50 Millionen Zähler mit Fernauslesung (33 %) und rund 40 Millionen herkömmliche Zähler (27 %) installiert. Die regional sehr unterschiedliche Verbreitung der AMI ist in Abbildung 5 dargestellt. Jedoch könnten damit nur für 7 Millionen Verbraucher dynamische Bepreisungen dargestellt werden, faktisch werden diese aber wesentlich seltener angeboten und nur von rund 1 % der Verbraucher insgesamt genutzt. Auch hätten von den AMI-Kunden nur rund 4 % ein Gateway, über das Smart-Home-Lösungen etabliert werden können (EIA 2015).

2 Beschreibung der wettbewerblichen Strommärkte

2.1 Kalifornien

2.1.1 Zusammenfassung

Kalifornien hat 39 Mio. Einwohner auf etwa 420.000 km².

Die Stromerzeugung setzt sich aus 60 % Gas, 10 % Kernkraft, 7 % Wasser, je 6 % PV, Wind und Geothermie, 3 % Biomasse und einem Öl- und Kohleanteil von unter 1 % zusammen (California Energy Commission 2016).

CAISO ist Systembetreiber für weite Teile Kaliforniens mit 30 Mio. Kunden, 42.000 km Übertragungsnetzen und einem Stromverbrauch von 260 TWh/a mit einer Spitzenlast von 50 GW (vgl. Deutschland: 82 Mio. Einwohner, 360.000 km², 35.000 km Übertragungsnetze, 550 TWh/a, 85 GW-peak). Stromnetzverbindungen bestehen mit allen Nachbarstaaten d. h. mit Oregon, Nevada, aber auch nach Arizona und Mexiko und über eine Gleichstromleitung auch nach Washington und Idaho (und damit zur gesamten Western-Interconnection).

Ziele: 30 % Emissionsminderung bis 2030 und 80 % bis 2050 (gegenüber 1990). 50 % Erneuerbare-Energien-Anteil an der Stromerzeugung bis 2030.

Herausforderungen: Zielerreichung (CO₂, Erneuerbare Energien und damit auch Stromverbrauch), regionale Kooperation, Flexibilität, Versorgungssicherheit.

2.1.2 Institutionen

Die kalifornische Energy Resources Conservation and Development Commission (**Energy Commission**) ist die für Energiepolitik und deren Planung zuständige Behörde Ihre Aufgabe ist die Minderung der Kosten und Umweltauswirkungen des Energieverbrauchs wie zum Beispiel der Treibhausgasemissionen. Die Energy Commission führt entsprechend der Parlamentsbeschlüsse die Energiepolitik aus, indem Standards gesetzt und Förderprogramme aufgelegt werden. Sie erteilt Lizenzen für Energieanlagen und führt die Energiestatistiken des Landes.

Die **California Public Utilities Commission** (CPUC) ist die Behörde, die mit der Regulierung für die verschiedenen Sektoren (Energie, Wasser, Informationen, Konsumentenrechte und -sicherheit) betraut ist. Die CPUC ist für die Regulierung der Versorger zuständig, ausgenommen derjenigen in kommunalem Besitz. Ihre Arbeit wird durch die Gerichte des Bundesstaates kontrolliert. Ihre Aufgabenfelder im Energiesektor umfassen die Stromkosten (Kosten und Erlöse der regulierten EVU), die Stromerzeugung und -infrastruktur, die Versorgungssicherheit, dezentrale Ressourcen⁶, Energieeffizienz sowie Netzentgelte und Tarife der Endkunden. Regulierungshoheit besteht für drei große sowie drei kleinere Energieversorger⁷. Eine Hauptaufgabe der CPUC ist die Regulierung der

⁶ Distributed Energy Resources (DER) umfassen Eigenerzeugung, Effizienzprogramme, Solarinitiativen und PV-Dachanlagen, Nachfragesteuerung (Demand Response) und Net Metering.

⁷ Pacific Gas and Electric (PG&E), Southern California Edison (SCE) und San Diego Gas and Electric (SDG&E) – die kleineren EVU sind die Bear Valley Electric Service, PacifiCorp und Liberty Utilities.

Erlöse der Versorger und die Allokation der Kosten auf die Verbraucher (Tarifizierung). Die regulierten Unternehmen sind beispielsweise verpflichtet, entsprechende zeitliche Tarife wie Time of Use (TOU), Einspeise- bzw. Eigenversorgungstarife wie Net Metering oder Grüne Tarife anzubieten.

Das Budget der CPUC beträgt 136 Mio. US-Dollar mit 950 Beschäftigten. Der Budgetanteil für den Energiesektor beträgt 99 Mio. US-Dollar mit 517 Angestellten (CPUC 2015). Erwähnenswert ist auch das **Office of Ratepayer Advocates** (ORA), das als unabhängige Einheit innerhalb der CPUC die Interessen der Verbraucher bei allen Angelegenheiten der Energie- und Wasserversorgung wie auch im Telekommunikationsbereich vertritt. Mit einem Budget von rund 28 Millionen US-Dollar und 147 Mitarbeitern hat die ORA alleine im Jahr 2015 in 192 Verfahrensbeteiligungen Einsparungen von 191 Millionen US-Dollar für die Verbraucher realisiert (ORA 2015).

2.1.3 Systembetrieb: California Independent System Operator

Der unabhängige Systembetreiber Kaliforniens ist der California Independent System Operator (CAISO). 1998 gegründet, betreibt CAISO als nicht gewinnorientiertes Unternehmen unabhängig von Eigentums- und Erzeugungsinteressen das Netz und die Energiemärkte in weiten Teilen Kaliforniens und einem kleinen Teil von Nevada. Heute zählt CAISO mehr als 100 Mitglieder (Netzeigentümer und Stromerzeuger) und 600 Mitarbeiter. CAISO hat ein Jahresbudget von 200 Millionen US-Dollar. Bei einem gesamten Stromverbrauch von 260 TWh/Jahr entspricht dies zusätzlichen Stromkosten von nur 0,8 \$ct/MWh.

Für das Marktgeschehen hat CAISO eine eigene Website geschaffen, das **Open Access Same-Time Information System**⁸ (OASIS). Dieses stellt den Marktteilnehmern alle aktuellen und historischen Daten zur Verfügung, die für den Einsatz der Ressourcen (Dispatch) und für Marktwertbetrachtungen relevant sind.

Im Jahr 2014 hat CAISO gegenüber 14 integrierten monopolistischen EVU in den westlichen US-Bundesstaaten einen gemeinsamen Energy Imbalance Market (EIM) angeboten. Dieser startete mit den EVUs PacifiCorp (Oregon), NV Energy (Nevada) und Arizona Public Service. Bei dem EIM handelt es sich um einen 15-Minuten- und einen 5-Minuten-Real-Time-Market, mit dem die begrenzten Kuppelkapazitäten zu den Nachbarregionen bewirtschaftet werden. In diesem System werden auch die Treibhausgasemissionen der Energieträger berücksichtigt.

2.1.4 Marktdesign

Handelsschluss, Produkte und Dispatch

Der physische Großhandelsmarkt besteht aus einem Day-Ahead-Markt, einem Real-Time-Pre-Dispatch (15-Minuten-Produkt) und einem Real-Time-Dispatch (5-Minuten-Produkt). Die Systemdienstleistungen umfassen in Kalifornien die automatische *Regulation Up* und *Regulation Down* wie auch die innerhalb von 10 Minuten (für 2 Stunden) zu aktivierenden *Spinning Reserve* und *Non-Spinning Reserve*. Aufgrund der zunehmenden Änderung der Residuallast (Last abzüglich der fluktuierenden Erzeugung) hat CAISO ein neues Produkt eingeführt, den sogenannten Lastfolgebetrieb (auf- bzw. abwärts) (CAISO 2016).

⁸ CAISO, Open Access Same-Time Information System (OASIS), http://oasis.caiso.com/mrioasis/logon.do?reason=application_baseAction.noSession

Lastmanagement

Die Marktintegration der Demand Response (DR) wird in Kalifornien nach Vorgaben der CPUC über Programme der regulierten Versorger umgesetzt. Entsprechend sind hier unterschiedliche Ausgestaltungen anzutreffen. Bisher betraf dies maßgeblich das Herunterfahren von Verbrauchseinrichtungen, zukünftig soll es auch die Möglichkeit geben, auf lokale Überschüsse durch gesteigerte Nachfrage zu reagieren. Zudem gibt es die Möglichkeit, als DR-Aggregator aufzutreten und jenseits der DR-Programme der regulierten Versorger die Lastflexibilität direkt am Großhandelsmarkt zu veräußern.

Regionaler Stromwert/Kraftwerkseinsatz

Wie bei allen wettbewerblichen US-Strommärkten (siehe Abschnitt 1.2) wird auch bei CAISO der Kraftwerkseinsatz über ein zentrales Dispatch (siehe 1.5.4) koordiniert. Zudem gibt es ein *Locational Marginal Pricing* (LMP), das über ein Nodal Pricing umgesetzt wird (siehe 1.5.3). Der jeweilige lokale Wert lässt sich für mehrere Hundert Knotenpunkte online für alle drei oben genannten Produkte einsehen: <http://www.caiso.com/pages/pricemaps.aspx>.

Emissionshandelssystem

Kalifornien besitzt ein Emissionshandelssystem unter Aufsicht des CARB (California Air Resources Board) als Teil der California Environmental Protection Agency⁹: das sogenannte **Greenhouse Gas Cap and Trade Programm**, bei dem derzeit die Evaluierung und das Reporting diskutiert werden.¹⁰

Endkundenmärkte

Neben den regulierten Versorgern, die innerhalb ihrer Territorien die Verbraucher mit Strom versorgen, haben die Kunden die Möglichkeit, auf einige Dutzend nicht regulierte wettbewerbliche Lieferanten außerhalb der drei regulierten Utilities, die sogenannten **Electric Service Provider** (ESP)¹¹, zurückzugreifen. Gut 10 % der Stromlieferungen in Kalifornien erfolgt über die ESP. Weiterhin sind, wie unter 2.1.4 geschildert, Aggregatoren für DR tätig.

2.1.5 Politiken

Netzplanung

Kalifornien hat eine längere Tradition der integrierten Netzplanung. Über den **Integrated Resource Plan and Long Term Procurement Plan** (IRP-LTPP) werden die kostenoptimierten Notwendigkeiten des Systemausbaus eruiert und adressiert. 2015 wurde darüber hinaus ein **Distribution Resources Plan** (DRP) beschlossen, der sich derzeit in der Ausgestaltung befindet. Die Vorschläge der CPUC zur Optimierung der dezentralen Ressourcen werden dabei in Stakeholder-Prozessen evaluiert, bevor eine Umsetzung erfolgt.

Erneuerbare Energien und Effizienz

Im Zuge des Energy Action Plans¹² der Energy Commission und der CPUC wurde 2005 vom kalifornischen Parlament und dem Gouverneur die sogenannte Loading Order¹³

⁹ <https://www.arb.ca.gov/html/org/org.htm>

¹⁰ CAISO, Emission Trading <http://www.caiso.com/Documents/GreenhouseGasEmissionsTrackingMethodology.pdf>

¹¹ CPUC, Liste der Lieferanten (ESP) <http://cpuc.ca.gov/esp/>

¹² CPUC und Energy Commission, California Energy Action Plan http://www.energy.ca.gov/energy_action_plan/

beschlossen, die die folgende Reihenfolge der politischen Priorisierung der Ressourcen vorgibt: Verbrauchsvermeidung, Nachfragesteuerung, erneuerbare Erzeugung und dezentrale Erzeugung und schließlich Investitionen in konventionelle Erzeugung. Die praktische Umsetzung erfolgt in Programmen für Effizienz, Förderung der Erneuerbaren Energien, DR etc.

Für Erneuerbare Energien gelten **Renewable Portfolio Standards (RPS)**, die die Versorger verpflichten, bestimmte Anteile erneuerbarer Erzeugung in ihrem Portfolio zu erreichen. Für das Jahr 2020 ist ein Anteil an Erneuerbaren Energien von 33 % vorgesehen. So sind auch für die Jahre 2024, 2027 und 2030 (50 %) entsprechende Ziele festgeschrieben.

Energieeffizienz: Kalifornien hat in den 1970er-Jahren begonnen, Effizienzprogramme aufzulegen. Seither ist der Pro-Kopf-Verbrauch gleich geblieben, im Rest der USA jedoch um 33 % angestiegen. Ziel ist es, die bisherigen Einsparungen zu verdoppeln. Absolute Ziele werden voraussichtlich im Laufe des Jahres 2017¹⁴ bestimmt.

Digitalisierung und Rollout von intelligenten Messgeräten

In Kalifornien gab es eine öffentliche Debatte über die gesundheitlichen Auswirkungen durch AMI bzw. durch die kontinuierliche Strahlung durch kabellose Onlinedatenübertragung. In einigen Regionen kam es 2011 sogar zu einem Stopp für den Einbau der besagten Zähler. Zwischenzeitlich wurden die Standards geändert, aber kein Rollout für eine flächendeckende Infrastruktur angestrebt. Es gibt keine Ziele bzgl. des Zählertausches, sondern nur für Lastmanagement und Elektromobilität, die auch als Treiber für den Zählertausch wirken.

Im Rahmen ihrer Berichtspflichten legen die Stromversorger gegenüber der CPUC detailliert den aktuellen Stand installierter AMI-Zähler dar. Pacific Gas & Electric (PG&E) hat 2015 über entsprechende AMI-Zähler 170.000 PV-Dachanlagen in das System eingebunden und prognostiziert für das Jahr 2020 rund 400.000 Elektrofahrzeuge mit entsprechender Zählerinfrastruktur (PG&E 2015).

2.2 New York

2.2.1 Zusammenfassung

New York State hat 20 Millionen Einwohner auf 140.000 km².

Die Stromerzeugung setzt sich aus 43 % Gas- und 32 % nuklearer Erzeugung, 18 % Wasserkraft sowie geringen Anteilen an Wind (3 %) und Kohle (2 %) zusammen.

NYISO: Das Übertragungsnetz ist 6.440 km lang. Die Spitzenlast beträgt 34 GW im Sommer, der Verbrauch liegt bei 160 TWh im Jahr. Es bestehen hohe Netzkuppelkapazitäten zu Kanada (2,5 GW Peak-Import) und mittlere zu ISO-NE (600 MW Peak-Export) und PJM.

Ziele des 2015 beschlossenen New York State Energy Plan 2030 sind eine Emissionsminderung um 40 %, ein Erneuerbare-Energien-Anteil an der Stromerzeugung von

¹³ siehe auch: <http://www.energy.ca.gov/2005publications/CEC-400-2005-043/CEC-400-2005-043.PDF>

¹⁴ http://docketpublic.energy.ca.gov/PublicDocuments/17-IEPR-06/TN215258_20170111T160650_Notice_of_Joint_Agency_Workshop_on_2030_Energy_Efficiency_Targe.pdf

50 % und ein um 23 % verminderter Energieverbrauch im Gebäudesektor (gegenüber 2012). Langfristig sollen die Emissionen um 80 % reduziert werden.

Herausforderungen: lokale Lasten, Smart Grids, Import/Kooperation mit Nachbarn.

2.2.2 Institutionen

Das Department of Environmental Conservation (NYSDEC) ist als oberste Bundesstaatsbehörde für Umwelt und Klimabelange und damit auch für die Ausführung der Energiepolitik zuständig.

Das Department of Public Service (DPS) ist für die Umsetzung der energiepolitischen Vorgaben, insbesondere für die Aufsicht über die Energieversorger und -netze, also für die Regulierung im Energiebereich zuständig. Die zuständigen Commissioner haben entsprechend weitreichende, über die der Beschlusskammern der deutschen BNetzA hinausgehende Entscheidungsbefugnisse.

Darüber hinaus ist die New York Power Authority (NYPA) zu nennen. Diese Agentur des Bundesstaates ist für die Belange der Stromerzeugung, Übertragung und den Verbrauch zuständig, jedoch ausschließlich ausführend ohne eigene Festlegungskompetenz und ohne entsprechende Commissioner. In die gleiche Kategorie fällt die Energy Research and Development Authority, die Agentur des Bundesstaates für Forschung und Entwicklung im Energiebereich.

2.2.3 Systembetrieb: New York Independent System Operator

Der New York Independent System Operator (NY-ISO) ist der unabhängige Betreiber des Stromsystems im Bundesstaat New York. Auch hier wird das Netz der sieben maßgeblichen regionalen Eigentümer von einer neutralen Instanz betrieben. Hierüber wird der diskriminierungsfreie Zugang Dritter zum Energiemarkt sichergestellt. Grundlage ist eine Bewirtschaftung der signifikanten Netzengpässe mit einem zentralen Dispatch durch den NY-ISO. Zentrales Instrument ist hierfür die Onlineverfügbarkeit der internen und benachbarten regionalen Marktpreise und die physischen Flüsse. Auf dieser Basis können die Marktteilnehmer ihre Angebote für den Betrieb der Anlagen einstellen wie auch die Planungen für wettbewerbliche Investitionen ausrichten. Für das Verständnis des Systems im Bundesstaat NY ist es wichtig zu verstehen, dass die physischen Flüsse dabei wie in einem Trichter aus den Erzeugungsressourcen im Nordwesten (aus Kanada) zusammenlaufen und auf das Lastzentrum New York City zufließen. Die Preise auf Long Island, der New York City vorgelagerten Insel im Atlantik, sind fast immer die höchsten im Staat. Je nach Produkt und Zeitpunkt ist es nicht ungewöhnlich, dass sich diese regionalen Preise in New York State um den Faktor 10 unterscheiden. Neben den massiven Importen aus Kanada gibt es einen weiteren, nennenswerten Austausch mit PJM und New England, bei dem die Nettoflüsse entsprechend der Ressourcenverfügbarkeit, Temperaturen und Jahreszeiten schwanken.

2.2.4 Marktdesign

Auch New York verfügt über einen physischen Stromgroßhandel, der sich in einen Day-Ahead- und einen Real-Time-Markt auf 5-Minuten-Basis in elf Marktzone (LMP) unterteilt. Neben dem wettbewerblichen Markt für Systemdienstleistungen gibt es auch einen Kapazitätsmarkt, der die mittel- bis langfristige Verfügbarkeit angemessener Ressourcen sichern soll.

Lastmanagement

Der NY ISO offeriert zweimal zwei Kategorien für Lastmanagement. Im Bereich der Kapazitätsvorhaltung im Kapazitätsmarkt und als Notfallreserve sowie über Preismechanismen am Day-Ahead-Markt und im Bereich der Ancillary Services (NYISO 2016).

Emissionshandel

Darüber hinaus besteht in der Nordost-Region die **Regional Greenhouse Gas Initiative** (RGGI), an der Connecticut, Delaware, Maine, Maryland, Massachusetts, New Hampshire, New York, Rhode Island und Vermont teilnehmen. In diesem Programm haben die betroffenen Staaten 2012 vereinbart, die CO₂-Emissionen über ein „Cap and Trade“-System zu verringern. Für 2014 beträgt die Emissionsgrenze 91 Millionen Tonnen CO₂, die jährlich um 2,5 Prozent verringert werden muss (bis 2020). Da alle Bundesstaaten im Bereich des ISO-New England (ISO-NE, siehe Kapitel 2.4.3) und NY involviert sind, hat dies nur Auswirkungen auf die Importe. Im Fall von Maryland (PJM, siehe Kapitel 2.5) führt dies jedoch dazu, dass die Erzeugungskosten variieren. Die Wirkungen des RGGI auf den Strommarkt sind damit dem europäischen Emissionshandel sehr ähnlich.

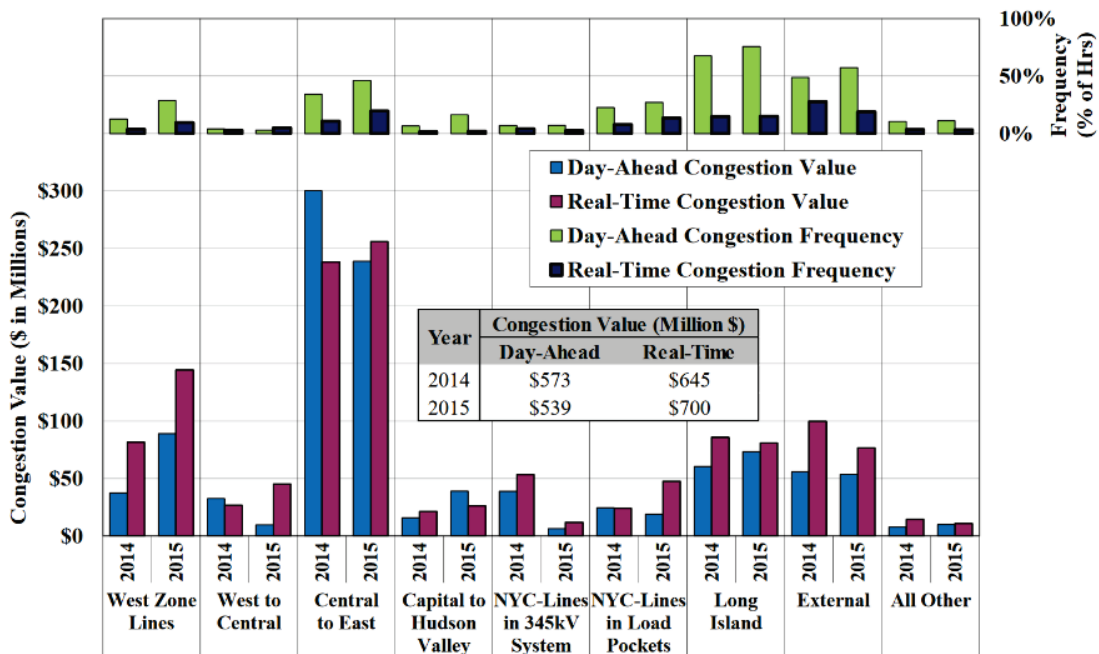
Endkundenmärkte

Im Bundesstaat New York gibt es einen wettbewerblichen Endkundenmarkt, bei dem sich in den Angeboten bzw. Produktpreisen der Lieferanten oder Aggregatoren entsprechend nicht nur die Strombelieferung, sondern auch die Flexibilität der Endkunden niederschlagen kann.

2.2.5 Herausforderung

Aufgrund der bedeutenden Netzrestriktionen und der damit einhergehenden Preisunterschiede ist es in New York State notwendig, das Marktdesign kontinuierlich dahingehend zu untersuchen, ob die Preise die Engpässe richtig darstellen. Anderenfalls ist eine falsche Ressourcenallokation (also Mehrkosten) die Folge, oder es wird, im schlimmsten Fall, die Versorgungssicherheit beeinträchtigt.

Abb. 6: Regionale Preise 2014 und 2015 im NY-ISO Markt (Market Monitoring Report 2016)



Kürzlich wurde festgestellt, dass die Real-Time-Preise in den letzten Jahren nicht optimal mit den Day-Ahead-Preisen konvergierten. In Abbildung 6 ist ersichtlich, dass die Real-Time-Preise fast durchgängig über denen des Day-Ahead-Marktes lagen. Als Ursache wurden die ungenauen Vortag-Lastprognosen am Ende langer Leitungen auf Long Island genannt sowie die Loop Flows am Eriesee.

Eine der wichtigsten Empfehlungen des Market Monitorings 2016 ist daher, die Grenzkosten am Kapazitätsmarkt am jeweiligen Netzknoten bzw. an der jeweiligen Zone besser zu berücksichtigen, sodass die Bezuschlagung der Kapazitäten effizienter erfolgen kann (Patton et al. 2015).

Der obigen Abbildung 6 ist ebenfalls zu entnehmen, dass der Marktwert der Netzenspässe von 2014 auf 2015 leicht zugenommen hat; die Wert-Abnahme am Day-Ahead-Markt wurde durch die Zunahme am Real-Time-Markt überkompensiert.

2.2.6 Politiken

New York hat 2015 sehr ambitionierte Pläne beschlossen. Mit dem New York State Energy Plan 2030 sind 40 % Emissionsminderung, 50 % Erneuerbare-Energien-Anteil an der Stromerzeugung und eine Reduktion des Energieverbrauchs im Gebäudesektor um 23 % (gegenüber 2012) geplant. Langfristig besteht darüber hinaus das Ziel einer 80-prozentigen CO₂-Emissionsreduktion bis 2050.

Der Staat New York hat zudem einen neuen Ansatz für die künftige Energieversorgung vorgeschlagen. Unter dem Begriff *Reforming the Energy Vision* werden Ansätze für eine kosteneffiziente Ressourcenbewertung anvisiert und – beispielsweise anhand des Weißbuchs – eine Tarifierung sowie Geschäftsmodelle der Versorger diskutiert (NYDPS 2015).

2.3 Texas

2.3.1 Zusammenfassung

Texas: 25 Mio. Einwohner auf knapp 700.000 km².

Stromerzeugung: Kohle (von 40 % in 2010 auf 25 % in 2015) und zunehmend Gas (in 2016 ca. 45 %). Aktuell starker Anstieg der erneuerbaren Erzeugung, 16 % Wind in 2016.

ERCOT ist der Systembetreiber, über den 24 Mio. Menschen (90 % der texanischen Last) ausschließlich in Texas über 74.000 km Übertragungsleitungen mit 71 GW Spitzennachfrage versorgt werden.

Ziele: Versorgungssicherheit zu günstigen Preisen.

Herausforderungen: zunehmende Erneuerbare Energien und ökonomisch getriebener Kohleausstieg. ERCOT erwartet in 2016 mehr als 7 GW neue Wind- und 2 GW PV-Kapazitäten, bis 2031 zwischen 14 und 27 GW-PV-Zubau sowie ein Ausscheiden von 8-18 GW Kohle bis 2031.

2.3.2 Institutionen

Mit dem Public Utility Regulatory Act (PURA) wurde 1975 die **Public Utility Commission of Texas** (PUCT) ins Leben gerufen. Sie ist für die Regulierung im Energie- und Telekommunikationsbereich sowie der Wasserver- und -entsorgung zuständig.

Grundsätzlich beziehen sich ihre Aufgaben auf Texas, insbesondere da Texas kaum (Strom-)Transportnetzkapazitäten zu den benachbarten Bundesstaaten besitzt. Trotzdem ist die PUCT zunehmend in die gemeinsamen Planungen der Großhandelsmärkte und Infrastrukturen involviert, insbesondere mit den Regionen des Southwest Power Pool (SPP) und des Midcontinent Independent System Operator (MISO siehe Kapitel 2.6).

2.3.3 Systembetrieb: Electric Reliability Council of Texas

1996 wurde das **Electric Reliability Council of Texas** (ERCOT) gegründet. Dieses ist zuständig für die Planung und den Betrieb des Systems bezüglich der Versorgungssicherheit, des Großhandelsmarktes und seiner Preismechanismen, der Lieferantenwechselprozesse (im Endkundenmarkt) und des diskriminierungsfreien Zugangs zum Übertragungsnetzsystem. ERCOT war damit der erste ISO in den USA und ist bis heute ISO unter ausschließlicher Hoheit eines Bundesstaates ohne FERC-Befugnis.

Um die neuen Ressourcen in das System zu integrieren und um die Versorgungssicherheit weiterhin zu gewährleisten, wurden alleine 2015 mehr als eine Milliarde US-Dollar investiert; für die nächsten 5 Jahre sind weitere Investitionen im Umfang von 5 Milliarden US-Dollar geplant.

Auch bei ERCOT gibt es eine zentrale Systemvorschau, die die Last prognostiziert.¹⁵ Als Marktprodukte gibt es einen Day-Ahead- und einen Real-Time-Markt mit einem 15-Minuten-Settlement. Wie bei allen wettbewerblichen US-Strommärkten findet auch hier ein zentrales Dispatch statt. Die aktuellen Preise werden online auf der nachfolgenden Webpage veröffentlicht: <http://www.ercot.com/content/cdr/contours/rtmLmpHg.html>.

Mittels täglicher Auktionen werden bei ERCOT die Ancillary Services beschafft. Diese sind auch hier sowohl Regulation (up und down) als auch Spinning und Non-Spinning Reserve, an der jeweils Angebot und Nachfrage teilnehmen.

Eine Ausweitung der Regelzonen (balancing areas) ist in Texas nur ein unbedeutender, technischer Aspekt, der nur die wenigen (nachgelagerten) kommunalen Versorger und Kooperativen bzw. deren Kunden betrifft. Über die Staatsgrenzen hinaus kann es aufgrund der fehlenden bzw. explizit vermiedenen Transportkapazitäten keinen Ausgleich geben.

Die Engpässe im Übertragungsnetzsystem werden bei ERCOT über das LMP nicht nur am Day-Ahead- und Real-Time-Markt berücksichtigt. Sie werden auch als Zahlungen oder Kosten betrachtet, die als Hedging-Produkte finanziell gehandelt werden können (Congestion Revenue Rights CRR).

2.3.4 Marktdesign

Nachdem es 2011 fast zu Stromabschaltungen gekommen wäre, hat die PUCT einen zweijährigen Prozess dazu gestartet, wie Kapazitätsanforderungen und Versorgungssicherheit langfristig kostenoptimal erreicht werden können. Statt eines expliziten Kapazitätsmarktes hat sich die PUCT für die **Operating Reserve Demand Curve** (ORDC) entschieden. Diese Lösung soll es erlauben, schon bei relativer Knappheit Bereitstellungserlöse zu generieren, die zwar oberhalb, aber nicht irrational über den Grenzkosten liegen. Gleichzeitig war es das Ziel, in einem volatilen Markt Versorgungssicherheit und Spitzenlastdeckung über kurzfristige Preissignale zu decken, ohne neben diesem „EOM 2.0“ signifikante Erlösströme zu erzeugen. Dafür wird die

¹⁵ ERCOT, zentrale tägliche Lastvorhersage
<http://www.ercot.com/content/cdr/html/loadForecastVsActualCurrentDay.html>

Spotmarkt-Preiskurve bei einer vorab definierten Kapazitätsknappheit künstlich angehoben, sodass eine Vollkostendeckung auch von Spitzenlastkraftwerken – im Gegensatz zu einem Kapazitätsmarkt – am Energy-only-Markt möglich ist.

Nachfrageintegration

Aggregatoren können bei ERCOT die akquirierten Lasten am Großhandelsmarkt anbieten oder bilaterale Zahlungen mit dem Retail Energy Provider vereinbaren. Darüber hinaus wird DR über preisbasierte Mechanismen wie Time of Use, Critical Peak Pricing, und Peak Time Rebate als Endkundenprodukt vermarktet.

ERCOT fragt einen Emergency Response Service (DR) als ein 10-Minuten- und ein 30-Minuten-nachfrageseitiges Produkt nach, die dreimal im Jahr für eine 4-monatige Periode ausgeschrieben werden.

Über den 4 Coincident Peak wird bei großen Verbrauchern der mittlere Spitzenbedarf in den entscheidenden 4 Sommermonaten bestimmt, der die Grundlage der jeweiligen Tarife für das nächste Jahr bildet. Eine gute Vorhersage der eigenen Spitzen und eine Herunterregelung derselben zahlt sich entsprechend aus.

In Summe sind mehr als 2.200 MW DR am Markt beteiligt. Dies gliedert sich in rund 1.150 MW direkte Beteiligung der zumeist großen industriellen Verbraucher, knapp 900 MW Notfallreserven (gewerbliche und industrielle Last) und mehr als 200 MW Lastmanagement durch die Programme der Utilities.

Endkundenmärkte

Die Verbraucher in Texas haben die Wahl zwischen rund 200 **Retail Electric Providern** (REP), also wettbewerblichen Lieferanten, die (ähnlich wie in Deutschland von der BNetzA) von der PUCT eine Zulassung benötigen. Bis August 2015 haben 91 % aller Haushaltskunden, 92 % der kleinen gewerblichen und 98 % aller großen gewerblichen und industriellen Kunden den Lieferanten gewechselt. Auch wenn in Texas 7 Millionen Smart Meters verbaut sind, ist eine besondere bundesstaatliche Politik diesbezüglich nicht vorhanden. Vielmehr ist die hohe Quote Resultat aus den wettbewerblichen Endkundenmärkten und den zunehmenden Flexibilitätsanforderungen. 97 % der Last werden an den wettbewerblichen Märkten auf Basis der ¼-stündigen Smart-Meter-Datenerhebung festgelegt.

2.3.5 Politiken

In Texas ist das State Energy Conservation Office (SECO) für die Effizienz-Programme zuständig. Erneuerbare Energien werden auch in Texas über ein Renewable Energy Credits Trading Program gefördert. Diese handelbaren Grünstromzertifikate werden an neue Erneuerbare-Energien-Erzeugungsanlagen ausgegeben. Die Endkundenversorger sind verpflichtet, bestimmte Portfoliostandards (Quoten) zu erfüllen. Dadurch ergibt sich eine Nachfrage. Der Preis der Zertifikate – und damit der Wert der Förderung – wird durch den Markt bestimmt. Die hohen Erneuerbare-Energien-Anteile in Texas kommen jedoch vielmehr durch die umfangreichen natürlichen Wind- und Sonnenressourcen zustande. Inzwischen verschlechtern die zunehmenden Windkapazitäten die Vollbenutzungsstunden fossiler, abgeschriebener Bestandskraftwerke signifikant. Man geht aktuell davon aus, dass zwischen 8 und 18 GW Kohlekapazität (von 97 GW) bis 2031 aus dem Markt ausscheiden werden (Schlissel 2016). Entsprechend wird diese Umstellung auf andere Erzeugungstechnologien und -orte die Fortschreibung der Versorgungssicherheit bedeutend beeinflussen. Insbesondere der gerade eingeführte, nach jetziger Erkenntnis erfolgreiche ORDC-Mechanismus, muss sich auch unter diesen Bedingungen bewähren.

2.4 New England

2.4.1 Zusammenfassung

New England: Staaten: Maine, New Hampshire, Vermont, Massachusetts, Rhode Island und Connecticut mit zusammen 186.000 km² und 15 Millionen Einwohnern.

Die Stromerzeugung setzt sich aus etwa 50 % Gaserzeugung, 30 % nuklearer Erzeugung und 16 % Erzeugung aus Erneuerbaren Energien zusammen.

ISO-NE hat 31 GW Spitzenlast, 14.000 km Übertragungsnetze bei einem Verbrauch von 140 TWh im Jahr.

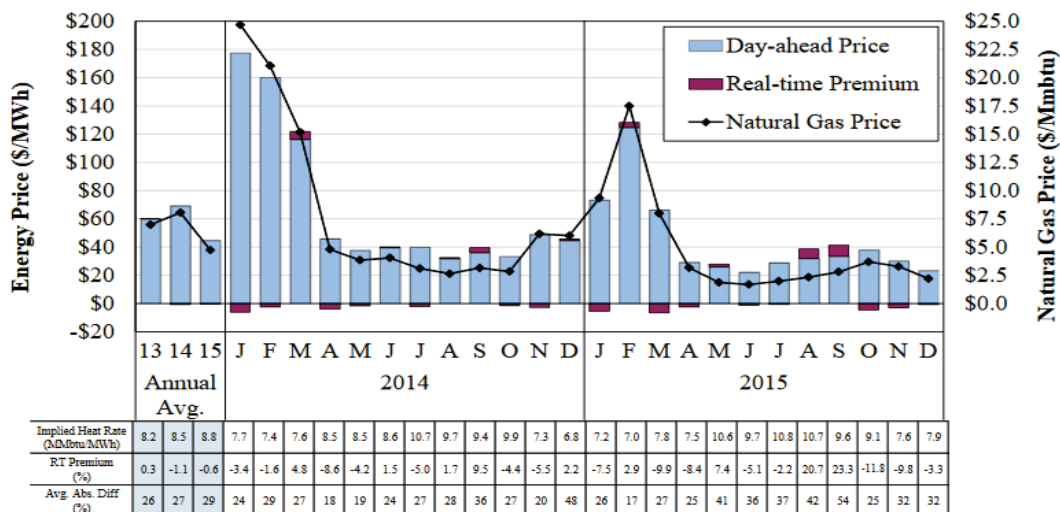
Ziele: Versorgungssicherheit im Zuge der Verlagerung der Erzeugung nach Stilllegung eines Kernkraftwerks und bei zunehmender Erzeugung aus Erneuerbaren Energien.

Herausforderungen: keine besonderen Herausforderungen.

New England

Im Nordosten der USA ist das elektrische Verbundsystem zusammen mit den Nachbarregionen und der Nutzung der dort vorhanden natürlichen (Wasserkraft-) Ressourcen aufgebaut worden. Dies betrifft zum einen den Staat New York. Der durchschnittliche Import beträgt dort 450 MW und macht 16 % der (Real-Time-)Nachfrage aus. Zum anderen grenzen auch die Staaten Vermont, New Hampshire und Maine an Kanada. Zu Spitzenzeiten im Winter, wenn die Gaspreise relativ hoch sind, werden aus den Provinzen Québec und Brunswick bis zu 1,9 GW importiert.

Abbildung 7: Monatliche Strom- und Gaspreise in New England



Quelle: 2015 ISO NE Market Assessment (ISO-NE 2015)

In New England dominiert durch die gefallenen Großhandelspreise ebenfalls Erdgas (etwa 50 %) als Energieträger, gefolgt von den nuklearen Kapazitäten, die durch die Stilllegung eines Kraftwerks verringert wurden (30 %), und dem zunehmenden Anteil Erneuerbarer Energien (16 %). Öl und Kohle sind im Nordosten relativ bedeutungslos für die

Stromerzeugung. Insgesamt sind die Großhandelspreise 2015 gegenüber 2014 um 35 % gefallen. Selbst im Winter mit knappen Gasressourcen konnten die gesunkenen Öl- und Gaspreise die Winterspitze des Strompreises kaum abmildern. Diese Entwicklung und die hohe Preiskonvergenz von Gas und Strom insgesamt sind in Abbildung 7 ersichtlich.

2.4.2 Institutionen

Auch hier haben die einzelnen Bundesstaaten jeweils eine Energy Commission für die Energiepolitik und eine Public Utility Commission für die Regulierung der Energienetze und Versorger. Diese haben für den gemeinsamen Großhandelsmarkt in New England jedoch fast keine Bedeutung. Sie sind vielmehr für die Effizienz-Programme sowie den Endkunden und dessen Tarifregulierung zuständig, auf die in den später folgenden Abschnitten kurz eingegangen wird.

2.4.3 Systembetrieb: New England – Independent System Operator

1997 wurde aus dem **New England Power Pool** (NEPOOL) heraus mit dem **New England Independent System Operator** (NE-ISO) für Maine, New Hampshire, Vermont, Massachusetts, Rhode Island und Connecticut der gemeinsame Netzbetrieb gestartet. Auf dieser Basis konnte der Großhandel mit zentralem Dispatch aufsetzen und der Zugang Dritter zum Netzsystem etabliert werden, der auch wettbewerbliche Endkundenmärkte ermöglichen sollte.

Heute beteiligen sich 350 Stromerzeuger mit Kapazitäten von 31 GW am Markt. Auch NE ist wie alle anderen US-Märkte ein Sommer-Peaking-Markt (im Gegensatz zu Deutschland mit einem ausgeprägten Winterpeak). Der Spitzenbedarf lag hier mit 25 GW ca. 4 GW über der Winternachfrage. Insgesamt ging die Spitzennachfrage zurück, im Winter insbesondere aufgrund der mildereren Witterung.

Über 400 Marktteilnehmer haben 2015 am Großhandelsmarkt einen Umsatz von über 7 Milliarden US-Dollar getätigt. Neu ist, dass nun nicht nur ein Day-Ahead-Angebot eingestellt werden kann, sondern dass dies differenziert entsprechend der Lieferstunde erfolgen kann und diese Angebote auch am Liefertag nochmals angepasst werden können.

Die Preisvolatilität des Real-Time-Marktes im NE-ISO ist geringer als in anderen US-Märkten. Gründe dafür sind, dass das Dispatch nur alle 15 Minuten stattfindet (im Gegensatz beispielsweise zu MISO, siehe Kapitel 2.6). Für einen kurzfristigeren Dispatch besteht wenig Bedarf, da die Engpässe und die volatile Erzeugung geringer sind. Zudem ist die Vorhersage der dezentralen, verbrauchsseitigen Ressourcen besser.

Die einzigen maßgeblichen Netzengpässe bestehen im ISO-NE in Richtung der Verbrauchszentren, also in Massachusetts (Großraum Boston) und in Connecticut in Richtung der Vororte von New York City.

2.4.4 Marktdesign

Es gibt auch hier einen Energiemarkt, der sich in einen Day-Ahead- und einen Real-Time-Markt aufteilt. Darüber hinaus sind die Systemdienstleistungen zu nennen. 2003 wurde ein LMP-System für den Day-Ahead- und den Real-Time-Markt eingeführt. Die letzte Neuerung war ein Kapazitätsmarkt, der 2008 mit der ersten Auktion im Forward Capacity Market (FCM) für die Lieferperiode 2010 eingeführt wurde.

Nachfrageintegration

2001 wurde das DR-Programm gestartet und zwei Jahre später ein LMP-System für den Day-Ahead- und den Real-Time-Markt eingeführt. Durch diese lokale Bepreisung der

Energie konnte der notwendige Netzausbau zu den Verbrauchszentren realisiert werden, der vorher durch örtliche Interessen verhindert worden war.

Die Ergebnisse der 9. und 10. FCM-Auktion (2015) zeigen, dass dabei nicht nur die Regionen innerhalb NE-ISO, sondern auch die Nachbarmärkte inklusive der kanadischen Provinzen erfolgreich mitgeboten haben. In Tabelle 2 sind die Preise nach Region, Ressource (Nachfrage, Angebot etc.) und Bezuschlagung ersichtlich.

Tabelle 2: Auktionsergebnisse des FCM

Modeled Capacity Zone/Interface	FCA	Cleared in the Auction (MW)					De-List/Retire (MW)	Unsold (MW)			Reqmt/Limit (MW)	Rate (\$/kW-Mo)	
		Exist. Gen	New Gen	DR	Import	Total		New Gen	DR	Import		Existing	New
System Wide													
ISO-NE	FCA 9	29,382	1,060	2,803	1,449	34,694	656	1,032	253	1,362	34,189	\$9.55	\$9.55
	FCA 10	29,912	1,459	2,746	1,450	35,567	844	1,671	253	1,570	34,151	\$7.03	\$7.03
Import Zone													
NEMA/Boston	FCA 9	3,301	1	625	0	3,927	8	195	73	0	3,572	\$9.55	\$9.55
	FCA 10												
Connecticut	FCA 9	8,415	837	550	0	9,802	227	495	49	0	7,331	\$9.55	\$9.55
	FCA 10												
SEMA-RI	FCA 9	6,413	214	614	0	7,241	33	0	0	0	7,479	\$11.08	\$17.73
	FCA 10												
SouthEast NE	FCA 9												
	FCA 10	9,266	853	1,230	0	11,349	698	1,194	100	0	10,028	\$7.03	\$7.03
Interface													
Quebec	FCA 9				218	218				0	499	\$9.55	\$9.55
	FCA 10				224	224			59		483	\$7.03	\$7.03
New Brunswick	FCA 9				177	177			213		177	\$3.94	\$3.94
	FCA 10				181	181			473		181	\$4.00	\$4.00
New York	FCA 9				1,054	1,054			1,149		1,054	\$7.97	\$7.97
	FCA 10				1,045	1,045			1,212		1,046	\$6.26	\$6.26

Quelle: 2015 ISO-NE Market Assessment (ISO-NE 2015)

Neben der schon bestehenden Erzeugung sind auch neue Erzeugungsanlagen und Importe, insbesondere aber auch die DR sehr erfolgreich gewesen. Mehr als neun Zehntel der angebotenen Nachfrageressourcen erhielten einen Zuschlag.

Endkundenmärkte

Wettbewerbliche Endkunden bestehen in New England in allen Bundesstaaten mit Ausnahme von Vermont.

Emissionshandel

Regional Greenhouse Gas Initiative (RGGI) (siehe Kapitel 2.2.4 New York, Marktdesign).

2.4.5 Politiken

Neben dem oben erläuterten RGGI gibt es keine gemeinsamen strommarktrelevanten Aktivitäten der Bundesstaaten in New England. Hinzu kommt nur der über den NE-ISO koordinierte Netzausbau.

Netzplanung

Seit dem Jahr 2000 erfolgt eine gemeinsame Netz- und Systemplanung des NE-ISO und des NEPOOL. Seit 2002 zog diese Planung Netzinvestitionen im Umfang von fast 8

Milliarden US-Dollar nach sich. Heute werden laut Market Monitoring Report 2015 über die Netzengpassbewirtschaftung (LMP) nur 30 Millionen US-Dollar eingenommen (NE-ISO 2016). Im Vergleich zu den anderen ISO/RTO macht dies nur 3 bis 7 % aus und führte dazu, dass die Großhandelspreise in NE sehr homogen sind.

In der jährlichen Untersuchung des Marktes in NE werden der Wettbewerb in New England als gut, die Marktmacht als nicht zu hoch und die Produkte als angemessen beurteilt. Der Netzausbau kann somit als angemessen bezeichnet werden, es bestehen diesbezüglich keine besonderen gemeinschaftlichen Herausforderungen.

Bundesstaaten

Darüber hinaus haben die einzelnen Bundesstaaten auch in der Netzausbauplanung bzw. -genehmigung unterschiedliche Standards und Ambitionen. Zu nennen ist in diesem Zusammenhang die Regulierung in Vermont. Als Teil der Ausbaugenehmigung muss hier der Netzeigentümer eruieren, ob alternative Maßnahmen wie Vermeidung, lokale Erzeugung oder Demand Response günstiger wären als der Netzausbau (VELCO 2015).

Die Public Utility Commissions¹⁶ der jeweiligen Bundesstaaten sind für die Förderung von Erneuerbaren Energien, für Effizienzprogramme, dezentrale Erzeugung, Umweltstandards und den Endkundenmarkt zuständig. Insgesamt lässt sich im Nordosten ein hohes Ambitionsniveau feststellen, jedoch mit leichten Unterschieden in den einzelnen Bundesstaaten. Die Maßnahmen für CO₂-arme bzw. -freie Stromerzeugung umfasst dabei die Förderung von neuen Wasserkraftwerken und anderer Erneuerbare-Energien-Erzeugung, aber auch von kleineren Nuklearerzeugungsanlagen in den einzelnen Staaten.¹⁷

2.5 PJM Interconnection

2.5.1 Zusammenfassung

Die PJM-Region umfasst ganz oder teilweise die Staaten Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia und den District of Columbia.

Die Stromerzeugung setzte sich 2015 aus etwa 40 % Kohle, 35 % Kernenergie und 21 % Gas zusammen. Wind- und Wasserressourcen haben nur einen Anteil von jeweils rund 2 %.

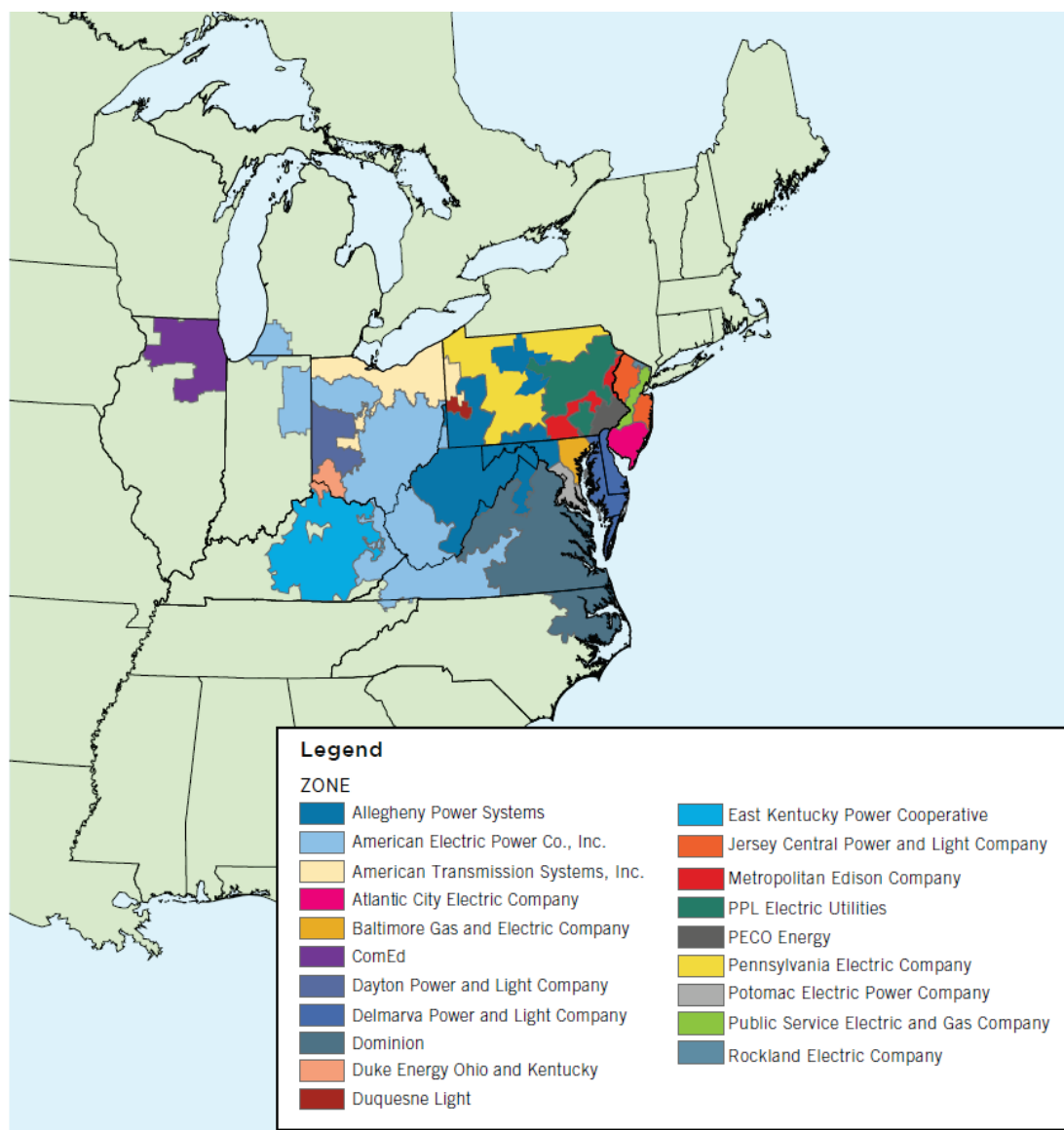
PJM ist mit über 116.000 km Transportleitungen und 61 Millionen belieferten Kunden in 13 Bundesstaaten (plus Washington, D.C.) der größte amerikanische Strommarkt mit gut 800 TWh Verbrauch im Jahr. Die Erzeugungskapazität liegt mit 171 GW erheblich oberhalb der deutschen Spitzenlast.

Ziele: Abgesehen von Strom- und Versorgungssicherheit zu günstigen Preisen gibt es keine gemeinsamen Transformationsziele für die Region.

Herausforderungen: Versorgungssicherheit sowie Fortentwicklung eines effizienten Kapazitätsmarktes.

¹⁶ Beispielsweise PUC in New Hampshire <https://www.puc.nh.gov/Electric/electric.htm>

¹⁷ Beispiele für Förderungen aus Connecticut <https://www.cga.ct.gov/2016/lcoamd/2016LCO05586-R00-AMD.htm> oder Massachusetts <http://www.mass.gov/governor/press-office/press-releases/fy2016/administration-files-hydropower-legislation.html>.

Abbildung 8: Unternehmen und Ausdehnung der PJM Interconnection

Quelle: PJM-Webpage¹⁸

2.5.2 Institutionen

Wie bei den anderen Strommärkten, die mehrere Bundesstaaten umfassen, gibt es auch hier keine übergreifenden Institutionen außer der auf föderaler Ebene in Kapitel 1 genannten und dem Systembetreiber.

¹⁸ PJM-Zonen <http://pjm.com/~media/about-pjm/pjm-zones.ashx>

2.5.3 Systembetrieb: PJM Interconnection

Die PJM Interconnection ist schon 1927 gegründet worden. Aus einem „Power Pool“ mit der gemeinsamen Bewirtschaftung der Erzeugungsressourcen von zwei Versorgern und der Notwendigkeit des Stromtransportes hat sich die PJM Interconnection Association entwickelt. Dies geschah, bevor FERC 1996 für die darin gebundenen bundesstaatenübergreifenden Übertragungsnetze von 8 Versorgern den freien Zugang für Dritte einforderte. Dies wiederum war der Startpunkt, ab dem die heute existierende PJM-ISO geformt wurde.

In Abbildung 8 lassen sich die heute in PJM eingebundenen Netze und Regionen ablesen. PJM hatte in der Gründungsphase verschiedene Übertragungs-Services vorgeschlagen, die jedoch von FERC abgelehnt wurden. Der Entwurf für das LMP in Form eines Nodal Pricing wurde genehmigt und entsprechend etabliert. Auf der Online-Karte sind die daraus resultierenden Preiszonen ersichtlich: <http://www.pjm.com/library/maps/lmp-map.aspx>.

PJM ist mit MISO, NY-ISO und diversen Versorgern, die keine ISO sind, physisch verbunden. Die Im- oder Exporte ergeben sich aus der Funktion der Strompreisunterschiede (an den Knoten), bereinigt um die Transaktionskosten. Über die Zeit hat sich PJM von einem reinen Exporteur zu einem zeitweiligen Im- als auch Exporteur entwickelt.

2.5.4 Marktdesign

Vor dem Spothandel veröffentlicht PJM, wie alle ISO mit zentralem Dispatch, die Lastprognosen und Sicherheitsanalysen. Die Gebote für den Day-Ahead-Markt können dann bis 12 Uhr Mittag des Vortages abgegeben werden. Danach evaluiert PJM die Gebote, veröffentlicht um 16 Uhr die stündlichen Day-Ahead-LMP und ermöglicht den Marktteilnehmern einen erneuten Handel auf dieser Basis bis 18 Uhr. Am Liefertag findet dann der Real-Time-Markt statt, bevor die Ungleichgewichte über die Regelleistung ausgeglichen werden.

Darüber hinaus umfassen die PJM-Großhandelsmärkte neben dem Spot- auch einen Kapazitätsmarkt, das sogenannte **Reliability Pricing Model (RPM)**. Aus dem Vorgang, einer wenig praktikablen Lieferanten-Verpflichtung Kapazitäten vorzuhalten, hatte sich ein ebenso wirkungsloser täglicher Kapazitätshandel ergeben, der fast nur Null-Preise generierte. Infolgedessen wurde 2007 das RPM mit einer lokalen 3-Jahres-Forward-Auktion etabliert. Dabei können die durch Netzengpässe hervorgerufenen lokalen Preise entsprechend stark variieren. Zuletzt hat PJM 2015 seinen Kapazitätsmarkt modifiziert, da der extrem kalte Winter 2012 den Erzeugungsausfall auf 22 % gesteigert hatte (von normalerweise 7 %). Diese nun eingeführte **Capacity Performance Resource (CPR)** honoriert die Ressourcen mit einer guten Performance und fordert Strafzahlungen ein, wenn nicht den zugesagten Anforderungen entsprochen wird. Ab dem Lieferjahr 2021 will PJM nur noch CPR akquirieren.

Nachfrageintegration

Lastmanagement (DR) als freiwilliges Marktsegment teilt sich bei PJM in die Teilnahme des Großhandels („economic DR“) und in die ausgeschriebene Notfallreaktion zur Lastsenkung im RPM auf. Im Regelfall erfolgt die Teilnahme über Aggregatoren (maßgeblich Versorger) und **Curtailement Service Providers (CSP)**, wofür sich jeder Marktteilnehmer registrieren lassen kann.

Die nachfrageseitigen Produkte des RPM wurden mehrfach angepasst, um die Optionen einer Nachfragebeteiligung zu verbessern, die Erzeugungsvorhaltung zu verringern und die Kosten für die Verbraucher insgesamt zu minimieren. 12.149 MW Nachfragebeitrag (DR und Effizienz) wurden über den RPM im Juni 2015 verzeichnet (Monitoring Analytics 2016). Die Erlöse, die die DR im PJM-Bereich dabei generieren konnte, haben über die Zeit

zugenommen; 2015 waren es mehr als 800 Millionen US-Dollar. Der ganz überwiegende Teil davon stammte dabei immer aus dem Kapazitätsmechanismus.

Endkundenmärkte

Sechs der 13 Bundesstaaten innerhalb der PJM-Region besitzen regulierte und vertikal integrierte Versorger. Die übrigen sieben Staaten (Delaware, Illinois, Maryland, Michigan, New Jersey, Ohio und Pennsylvania) haben wettbewerbliche Endkundenmärkte, in denen die Verbraucher frei wählen können.

Emissionshandel

Delaware ist als einziger Bundesstaat der PJM Interconnection in den RGGI-Emissionshandel eingebunden.

2.5.5 Politiken

Gemeinsame Ziele bzgl. der Emissionen oder Stromressourcen liegen nicht vor.

2.6 Midcontinent Independent System Operator (MISO)

2.6.1 Zusammenfassung

MISO-Region: 15 Bundesstaaten im Mittleren Westen mit 42 Millionen Menschen.

Die Stromerzeugung setzt sich zu je 40 % aus Gas und Kohle sowie zu 12 % aus Erneuerbaren Energien und zu 8 % aus nuklearer Erzeugung zusammen.

MISO: Das Netz umfasst 104.000 km Übertragungsleitungen, hat eine Spitzenlast von 130 GW und einen Jahresverbrauch von 530 TWh.

Ziele: effiziente Netzplanung für gemeinsame Märkte.

Herausforderungen: zunehmende Windkapazitäten, Verlagerung der Erzeugungsschwerpunkte von Süd nach Nord.

2.6.2 Institutionen

Auch hier gilt, dass der mehrere Bundesstaaten umfassende Strommarkt außer den auf föderaler Ebene in Kapitel 1 genannten und dem Systembetreiber keine übergreifenden Institutionen aufweist.

2.6.3 Systembetreiber: MISO

Der Midcontinent Independent System Operator (MISO) ist die RTO, der das Übertragungsnetz von 50 Eigentümern und den Stromgroßhandel ganz oder in Teilen von 15 US-Bundesstaaten (Arkansas, Illinois, Indiana, Iowa, Kentucky, Louisiana, Michigan, Minnesota, Mississippi, Missouri, Montana, North Dakota, South Dakota, Texas, Wisconsin) betreibt. Zusätzlich zum Marktgebiet ist MISO auch für die Versorgungssicherheit einer kanadischen Provinz (Manitoba) und flächendeckend für die nördlichen US-Bundesstaaten seines Marktgebietes zuständig. Der MISO-Markt umfasst mehr als 400 Marktteilnehmer bei einem jährlichen Umsatz von 20 Milliarden US-Dollar. Über 42 Millionen Menschen sind an das MISO-Netz angeschlossen. Marktpreise werden dabei an 2.400 Netzknoten ermittelt.

1998 wurde MISO von den Mitgliedern des Mid-Continent Area Power Pool (MAAP), der freiwilligen Vereinigung der Versorger, Regulierer und Industrie im Mittleren Westen gegründet. Schon unter MAPP wurde ein jährlicher 10-Jahresplan für den Übertragungsnetzausbau etabliert, der unter MISO von der Midwest Reliability Organization (MRO)¹⁹ fortgeschrieben wurde.

Aufgrund der Forderung von FERC, auch in Power Pools Dritten einen diskriminierungsfreien Zugang zur Infrastruktur zu ermöglichen, hat MISO den **Open Access Transmission Tariff** (OATT) eingerichtet, den FERC 1998 anerkannt hat. Im Jahr 2000 wurde MISO von FERC als erste RTO bestätigt. Weitere (Markt-)Aktivitäten gab es bis dahin nicht.

Ab 2001 hat MISO mit einer koordinierten Regionalplanung begonnen. Erst 2005 wurde ein zentraler Kraftwerkseinsatz auf Basis von Angebot und Nachfrage als auch der Markt für finanzielle Übertragungsrechte eingeführt. Der Regelleistungsmarkt folgte 2009 zusammen mit einer freiwilligen Kapazitätsauktion. Letztere wurde 2013 durch die Planning Reserve Auction (PRA), eine zonenfixierte, nicht-nodale Kapazitätsauktion mit entsprechenden regionalen Preisen ersetzt.

Ebenfalls im Jahr 2013 erfolgte die Erweiterung zur MISO-Südregion mit Arkansas, Louisiana, Mississippi, einem kleinen Teil von Texas und der Stadt New Orleans. Diese Region ist maßgeblich von Öl- und Gaserzeugungseinheiten (im Gegensatz zur kohlebasierten Erzeugung im übrigen MISO-Gebiet) geprägt. Durch die gemeinsame Bewirtschaftung der Ressourcen wurde ein Einsparvolumen von 1,4 Milliarden US-Dollar über die nächsten 10 Jahre prognostiziert.

2.6.4 Marktdesign

Auch bei MISO gibt es einen Day-Ahead- und einen Real-Time-Markt. Durch die gesunkenen Gaspreise hat sich 2015 der durchschnittliche Real-Time-Preis um 32 % auf 25 US-Dollar/MWh verringert. Da die Gaskapazitäten maßgeblich in der Süd-Zone zu finden sind, hat sich die bisherige, vornehmlich von Nord nach Süd verlaufende Transportrichtung umgekehrt und erfolgt nun von Süd nach Nord.

Die hohe Korrelation des Gaspreises mit dem Strompreis, sowohl in den absoluten Spitzen als auch im insgesamt sinkenden Preisniveau, ist in Abbildung 8 ersichtlich. Der System-Peak beträgt aktuell 120 GW, ist also wesentlich niedriger als die vorhergesagten 127 GW. Der bestehende nodale Kapazitätsmechanismus ermöglicht es seit 2015, über das sogenannte **Extended Locational Marginal Pricing** (ELMP) eine Echtzeit-Preisbestimmung auch durch inflexible Spitzenlast und Nachfragerressourcen durchzuführen, wenn dies ökonomisch geboten ist.

Abbildung 9: Wettbewerbliche Produkte von MISO (Day-Ahead-, Real-Time- und

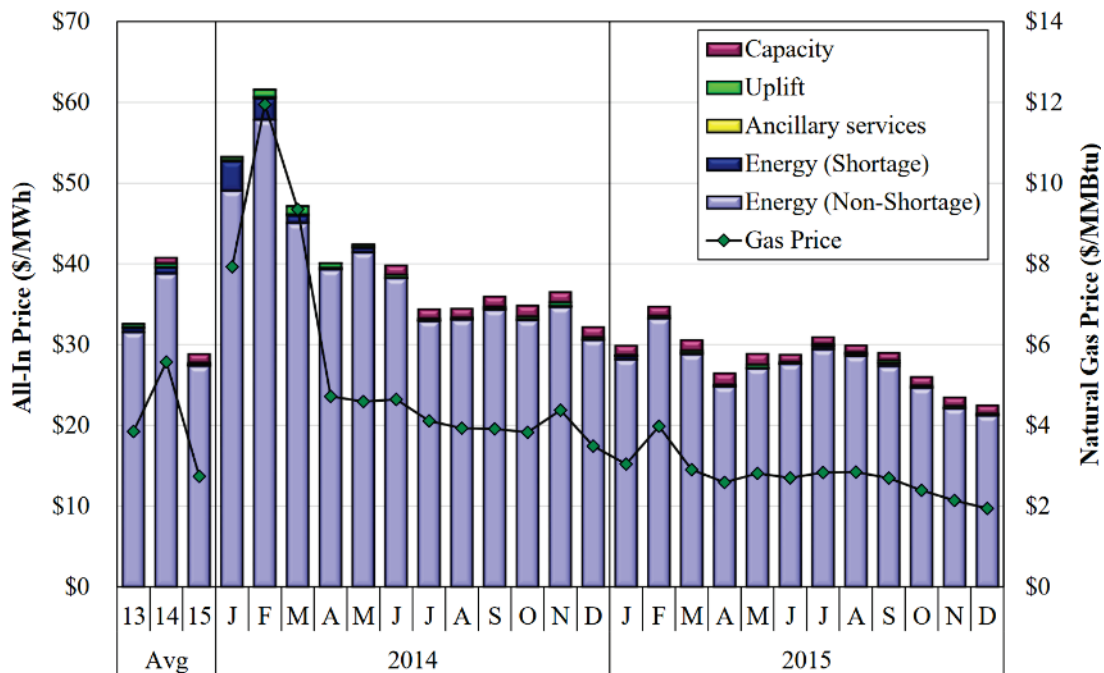
Energy	Regulating Reserve	Spinning Reserve	Supplemental Reserve
<ul style="list-style-type: none"> • Demand Bids and Resource Offers in Day-Ahead • System Demand and Offers in Real-Time 	<ul style="list-style-type: none"> • Allows the system operator to physically balance supply and demand on real-time basis 	<ul style="list-style-type: none"> • Provides energy to meet demand in the event of an unexpected loss of a generation or transmission resource 	<ul style="list-style-type: none"> • Same as Spinning Reserve, but can be from online or offline Resources

Regelleistungsmarkt)

Quelle: MISO (2014)

Der zeitliche Ablauf des Day-Ahead-Marktes ist dem von PJM sehr ähnlich. Handelsschluss ist um 11 Uhr; im Anschluss wertet MISO die Gebote aus und gibt die stündlichen LMP des nächsten Tages bekannt. Von 14 bis 18 Uhr können die Marktteilnehmer nochmals nachhandeln, bevor die endgültigen Einsatzpläne um 18 Uhr an die Betreiber herausgegeben werden.

Abbildung 10: MISO-Marktpreise im Vergleich zum Gaspreis



Quelle: MISO (2016)

Der Real-Time-Markt findet im 5-Minuten-Rhythmus statt. Neue Prognosen, die Netzsituation und die tatsächlichen Kraftwerkssituationen fließen in die dann kurzfristig bestimmten Anforderungen für die Marktteilnehmer mit ein. In Abbildung 10 ist der zeitliche Übergang der Großhandelsprodukte vom Energiemarkt zu den Reserveprodukten ersichtlich.

Da die Kapazitätspreise von PJM attraktiver sind als die von MISO, versuchen die Betreiber von MISO-Ressourcen, diese verstärkt bei PJM zu vermarkten. Dies hat zu 300 neuen Netzrestriktionen und höheren Kosten innerhalb von MISO geführt. Deshalb wird nun ein mit PJM abgestimmter Kapazitätsmechanismus und eine Kapazitätsbepreisung angestrebt (MISO 2016).

Im Market Monitoring wird für 2015 allen vier Großhandelsmärkten – Energie, Regelleistung, Kapazitäten und finanzielle Transportrechte – eine zufriedenstellende wettbewerbliche Situation bescheinigt.

Nachfrageintegration

Der Anteil der Nachfragesteuerung an der Systemlast ist bei MISO mit mehr als 10 GW im Verhältnis zu den anderen regionalen Märkten relativ hoch. Ein maßgeblicher Anteil der DR wird bei MISO durch Eigenversorgungsressourcen dargestellt, die jedoch nicht von MISO, sondern über die Aggregatoren/Versorger akquiriert und gesteuert werden. Dadurch können diese Ressourcen nicht preisbestimmend sein, auch nicht bezüglich der Knappheitspreise.

Endkundenmärkte

Nur in 3 der 15 in MISO involvierten Bundesstaaten (Indiana, Michigan, Texas) gibt es einen wettbewerblichen Endkundenmarkt; alle anderen Staaten haben vertikal integrierte und regulierte Versorger.

2.6.5 Politiken

Gemeinsames Vorgehen oder gemeinsame Planungen sind nur über die durch MISO koordinierte Netzausbauplanung gegeben. Einige Bundesstaaten haben bedeutende Energieeffizienz- oder Erneuerbare-Energien-Programme, die hier nicht weiter betrachtet werden. Besonders durch die guten Windbedingungen im Nordwesten des MISO-Gebietes sind dort erhebliche Winderzeugungskapazitäten entstanden (derzeit 13 GW), die zunehmend die Kohleressourcen aus dem Markt drängen.

3 Fazit

Die vorliegende Studie fokussiert auf Strommarkt- und Stromsystemfragen im engeren Sinne. Eine Reihe damit zusammenhängender, wichtiger Themen der Energiewende werden daher hier nicht oder nur am Rande behandelt, beispielsweise langfristige Zielsetzungen, Akzeptanz und Rückhalt der Bürger, Fördersysteme für Erneuerbare Energien und deren Finanzierung, Raumplanungs- und Genehmigungsverfahren sowie die Entwicklung, Demonstration und Markteinführung innovativer Technologien. In etlichen dieser Bereiche hat Deutschland innovative Ansätze und eine lange, beachtenswerte Erfolgsgeschichte vorzuweisen. Dass dieses Fazit auf diese Themen nicht näher eingeht, liegt ausschließlich an dem Fokus auf Strommarktfragen in dieser Studie.

3.1 Kurzer Blick auf die Erfolge in Deutschland bzw. Europa

Die Entwicklung des deutschen und des zunehmend integrierten europäischen Strommarktes hat eine eigene, erfolgreiche Historie. Die regionalen Monopole sind überwunden worden. Es wurden Bedingungen geschaffen, die es erlauben, über die gemeinsamen, wettbewerblichen Märkte einen hohen volkswirtschaftlichen Nutzen zu erzeugen. Zu nennen sind hier der liquide Großhandelsmarkt mit seiner Leitfunktion für weite Teile Europas sowie der Regelleistungsmarkt, dessen Kosten durch Kalkulationsanpassungen und durch einen verbesserten Wettbewerb infolge von vereinfachten Zugangsbedingungen signifikant verringert wurden. Diese Erfolge sind jedoch fundamental mit unserem spezifischen europäischen System verknüpft.

Wie im ersten Teil der vorliegenden Studie ausführlich erläutert, ist die Ausgangsbasis des Strommarktdesigns in den USA eine andere. Der dortige Startpunkt, in dem die kommerziellen Marktergebnisse die physischen Stromflüsse widerspiegeln (LMP-Ansatz, siehe Abschnitte 1.5.3 und 1.5.4), wird in Europa und insbesondere in Deutschland viel weniger berücksichtigt.

3.2 Vergleich der USA mit Deutschland

Preiszonen

Der wesentliche Unterschied der US-Märkte im Vergleich zum deutschen Markt bzw. zu den europäischen Märkten ist, dass in den USA die kommerziellen Marktergebnisse die physischen Stromflüsse widerspiegeln (LMP-Ansatz, siehe Abschnitte 1.5.3 und 1.5.4). Dadurch entfällt weitestgehend die Möglichkeit, Details der Märkte zu vergleichen.

In Deutschland, in den Nachbarländern und auf EU-Ebene wird zunehmend diskutiert, welche Vor- und Nachteile die Aufrechterhaltung der nationalen bzw. der deutsch-österreichischen Preiszone mittelfristig mit sich bringt. Als Gegenargumente für eine Aufteilung dieser bzw. anderer Preiszonen werden vor allem das Risiko der Entstehung von Marktmacht sowie die politische Akzeptanz angeführt. Laut den US-Marktbeobachtungsberichten bestehen dort jedoch keine grundsätzlichen Marktmachtprobleme.

Redispatch und Systemsicherheit

Die hierzulande zunehmenden Redispatch-Herausforderungen (siehe Abschnitt 1.5.4) sind mit der Koordination der ISO-Märkte untereinander vergleichbar, auch wenn dies in Deutschland innerhalb einer Marktzone und in den USA zwischen den Märkten (aufgrund der beschriebenen unterschiedlichen LMP-Ansätze) geschieht. Jedoch muss auf beiden Seiten des Atlantiks grundsätzlich die gleiche **Abwägung zwischen dem Zulassen der Handelsergebnisse und der Systemsicherheit** durchgeführt werden.

Transparenz der Systemdaten

Im Zusammenhang mit der Trennung zwischen Netzeigentum und Systembetrieb sind deutliche Unterschiede zugunsten der USA bei der **Transparenz** der Systemdaten und bezüglich des unabhängigen Marktmonitorings zu verzeichnen. Die Market-Monitoring-Berichte der ISO/RTOs beinhalten beispielsweise sehr detaillierte Analysen zur Versorgungssicherheit, zu den Preisen und zur Marktmacht. Dabei werden auch die verschiedenen Systeme miteinander verglichen²⁰, Abwägungen durchgeführt und Verbesserungsvorschläge unterbreitet. In Deutschland gibt es nur (unvollständige) Selbstverpflichtungen bei den Erzeugungsdaten und ein hoheitliches Monitoring durch die BNetzA, das jedoch auf freiwilliger Datenbereitstellung basiert. Der Bericht der BNetzA deckt zwar diverse Themenfelder ab, beleuchtet den deutschen Großhandel im Vergleich zu den US-Monitoringberichten aber nur sehr oberflächlich.

Technologiefragen der Flexibilisierung

Flexibilitäten spielen in Deutschland wie an allen US-Märkten eine zunehmende Rolle, insbesondere die Integration der nachfrageseitigen Flexibilität. Diese wird in den USA jedoch bevorzugt durch administrierte Programme, Verpflichtungen der (integrierten) Versorger oder innerhalb des Kapazitätsmarktes bzw. der Reserven adressiert. Eine solche Flexibilitätsvermarktung durch Aggregatoren ist in Deutschland nur mit dem Regelleistungsmarkt vergleichbar.

Digitalisierung

Im Bereich der Digitalisierung und der Smart Meter bzw. Grids ist die US-Regulierung zurückhaltend. Auch die US-Marktakteure sind hier genauso abwartend wie die deutschen, da sich die Investitionen bisher nur in wenigen Fällen als rentabel erwiesen haben. Die auf US-Bundesebene aufgelegten Investitionsprogramme sind zwar bisher nicht wirklich evaluiert worden, scheinen aber nicht zu dem erhofften Durchbruch geführt zu haben (Electricity Policy 2016). Welche Erfolge sich in Deutschland durch das neue Digitalisierungsgesetz ergeben, ist derzeit noch nicht absehbar.

²⁰ Im Market Assessment des NE-ISO werden beispielsweise die Preisvolatilität der ISO-Kurzfristmärkte, die Kosten der Kapazitätsvorhaltung und die DR-Beteiligung verglichen.

Glossar

AMI	Advanced Metering Infrastructure – Digitale Messgeräte/intelligente Stromzähler
Ancillary Services	Systemdienstleistungen. Häufig auch im Kontext der deutschen Regelleistung benutzt.
ARRA	American Recovery and Reinvestment Act
CAISO	California Independent System Operator – Übertragungsnetzbetreiber im Bundesstaat Kalifornien
Cap and Trade	Emissionshöchstgrenzen und Emissionsrechtehandel
Coops	Kooperativen – gemeinnützige Gesellschaften der Daseinsvorsorge, deren Kontrollgremium von den versorgten Verbrauchern gewählt wird
Dispatch	Kraftwerkseinsatzplanung
DOE	Department of Energy – Eine Bundesbehörde auf Kabinett-Ebene zuständig für Energie und Sicherheit bezüglich Nuklearmaterien. Neben den nuklearen Zuständigkeiten für Waffenprogramme und Reaktoren zur Stromerzeugung und Entsorgung, gehören die nationale Energiebereitstellung, die Energieeinsparung und die Energieforschung zu ihren Aufgaben.
DR	Demand Response, die Teilnahme der Nachfragerressourcen am Markt kann dabei über Preis- (Tarife) oder Anreizmechanismen (Vorhalteleistung) erfolgen.
EIA	Energy Information Administration – Behörde des DOE, die Energiedaten, Analysen und Vorschauen im Strom-, Gas- und Ölbereich als auch von der Nachfrageseite und im Gebäudebereich sammelt und veröffentlicht.
EIM	Energy Imbalance Market – Kopplung von Nachbarmärkten, hier Ansatz zur „Ausweitung“ des kalifornischen Marktansatzes auf die nicht-wettbewerblichen Nachbarregionen
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas – Übertragungsnetzbetreiber im Bundesstaat Texas
FERC	Federal Energy Regulatory Commission – Regulierungsbehörde für Energie auf föderaler Ebene mit Zuständigkeit für bundesstaatenübergreifende Infrastruktur und den damit verbundenen Handel
IOU	Investor Owned Utility – Stromerzeuger bzw. vertikal integrierte Stromunternehmen in privatem Besitz in Abgrenzung von Stadtwerken und Genossenschaften
IPP	Independent Power Producer – unabhängige, kommerzielle Stromerzeuger
IRP	Integrated Resource Planning – Integrierte Systemplanung. Auf Basis der zukünftigen Bedürfnisse wird untersucht und

daraufliegend auch geplant, welches die kostengünstigste Option ist, um die Bedürfnisse zu befriedigen.

ISO/RTO	Independent System Operator/Regional Transmission Operator – Betreiber des Übertragungsnetzes und damit verbundener Lastprognosen und Großhandelsmärkte, hinzukommen können auch Netzausbauplanungen. Eine klare Differenzierung zwischen diesen beiden Bezeichnungen besteht nicht, die zum Teil historischen Unterschiede haben sich weitestgehend aufgelöst.
LMP	Locational Marginal Pricing – Grundlage der US-Strommärkte, um den Preis der Elektrizität mit der begrenzten Netzinfrastruktur zu bewerten. Diese lokale Grenzkostenbepreisung kennt zwei Ansätze, die der zonalen Bepreisung und der nodalen Bepreisung.
LNG	Liquefied Natural Gas – Flüssigerdgas
MISO	Midcontinent Independent System Operator – Übertragungsnetzbetreiber, aktiv in den Bundesstaaten Arkansas, Illinois, Indiana, Iowa, Kentucky, Louisiana, Michigan, Minnesota, Mississippi, Missouri, Montana, North Dakota, South Dakota, Texas, Wisconsin und Manitoba, Kanada.
NARUC	National Association of Regulatory Utility Commissioners – Mit 69 Regulierungsbehörden und Agenturen sowie rund 260 Commissionern dient NARUC maßgeblich dem Austausch der bundesstaatlichen Kompetenz, zum Teil auch mit dem Ziel einer gemeinsamen politischen Positionierung.
NE-ISO	New-England-ISO – Übertragungsnetzbetreiber für die Neuengland-Bundesstaaten
NERC	North American Electric Reliability Corporation – NERC ist eine gemeinnützige Regulierungsbehörde für die USA, die von FERC damit beauftragt wurde, die mehr als 1.900 Eigentümer und Betreiber der Übertragungsnetze zu evaluieren, Lücken zu identifizieren, Verbesserungsvorschläge zu unterbreiten und damit die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.
NY-ISO	New York Independent System Operator – Übertragungsnetzbetreiber im Bundesstaat New York
PJM	[PJM Interconnection ist der Eigenname] – Übertragungsnetzbetreiber, aktiv in den Bundesstaaten Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia und District of Columbia.
PSC	Public Service Commission – Terminus der PUC z. B. in New York
PUC	Public Utility Commission – Regulierungsbehörden der Bundesstaaten mit Zuständigkeit für Erlöse der Utilities, Tarife und Endkundeninteressen
Real-Time Market	Echtzeit-Markt, in der Kurzfristigkeit mit dem deutschen Intraday-Markt vergleichbar
RGGI	Regional Greenhouse Gas Initiative – regionales Emissionsrechtshandelsprogramm in den nordöstlichen Bundesstaaten

SPP	Southwest Power Pool – Übertragungsnetzbetreiber, aktiv in den Bundesstaaten Arkansas, Iowa, Kansas, Louisiana, Minnesota, Missouri, Montana, Nebraska, New Mexico, North Dakota, Oklahoma, South Dakota, Texas und Wyoming.
TOU Pricing	„Time of Use“-Pricing – tageszeitabhängige Preisgestaltung
Utilities	US-amerikanische Bezeichnung für Versorgungsunternehmen. Wie auch in Deutschland sind diese im Regelfall vertikal integrierte Unternehmen. Maßgeblicher Unterschied besteht in der Eigentums- und damit auch Regulierungshoheit. Die (privaten) Investor Owned Utilities werden von den PUC reguliert, die Utilities der Kommunen von diesen selbst (siehe auch Abschnitt 1.2).

Literaturverzeichnis

Agora 2014: Agora Energiewende, Power Market Operations and System Reliability. Abrufbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2014/Power-Market-Operations/Agora_Power_Market_Operations_and_System_Reliability_web.pdf (Zuletzt abgerufen am 25.11.2016)

CAISO 2016: Business Practice Manual for Market Instruments. Abrufbar unter: https://bpmcm.caiso.com/BPM%20Document%20Library/Market%20Instruments/BPM_for_Market%20Instruments_V42_redline.pdf (Zuletzt abgerufen am 25.11.2016)

California Energy Commission 2016: Electric Generation Capacity & Energy. Abrufbar unter: http://www.energy.ca.gov/almanac/electricity_data/electric_generation_capacity.html (Zuletzt abgerufen am 25.11.2016)

CPUC 2015: California Public Utilities Commission, Jahresbericht 2015. Abrufbar unter: http://www.cpuc.ca.gov/uploadedFiles/CPUC_Public_Website/Content/About_Us/Annual_Reports/2015%20CPUC%20Performance%20and%20Accountability%20Annual%20Report_v004.pdf (Zuletzt abgerufen am 25.11.2016)

DOE o.J.: Department of Energy, A brief history of the Department of Energy. Abrufbar unter: <http://energy.gov/management/office-management/operational-management/history/brief-history-department-energy> (Zuletzt abgerufen am 25.11.2016)

EIA 2012: U.S. Energy Information Administration, Percentage of U.S. electric customers with AMI 2011. Abrufbar unter: <http://www.eia.gov/todayinenergy/images/2012.11.01/AMImap.png> (Zuletzt abgerufen am 25.11.2016)

EIA 2015: U.S. Energy Information Administration, An Assessment of Interval Data and Their Potential Application to Residential Electricity End-Use Modeling. Abrufbar unter: <http://www.eia.gov/consumption/residential/reports/smartmetering/pdf/assessment.pdf> (Zuletzt abgerufen am 25.11.2016)

Electricity Policy 2016: Data shows wide AMI rollout has not led to adoption of dynamic pricing potential, Electricity Policy, 24. Oktober 2016. Abrufbar unter: <https://electricitypolicy.com/News/wide-ami-rollout-not-led-adoption-dynamic-pricing> (Zuletzt abgerufen am 25.11.2016).

FERC 2008: Federal Energy Regulator Commission, Demand Response & Advanced Metering. Abrufbar unter: <https://www.ferc.gov/legal/staff-reports/12-08-demand-response.pdf> (Zuletzt abgerufen am 25.11.2016)

FERC 2015: Federal Energy Regulator Commission, Regional Transmission Organizations. Abrufbar unter: <https://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/rto/elec-ovr-rto-map.pdf> (Zuletzt abgerufen am 25.11.2016)

FERC 2016: Federal Energy Regulator Commission, What FERC does. Abrufbar unter: <https://www.ferc.gov/about/ferc-does.asp> (Zuletzt abgerufen am 25.11.2016)

GPO 2009: United States Government Publishing Office, American Recovery and Reinvestment Act of 2009. Public Law 111-5-Feb. 17, 2009. 111th Congress. Abrufbar unter: <https://www.gpo.gov/fdsys/pkg/PLAW-111publ5/pdf/PLAW-111publ5.pdf> (Zuletzt abgerufen am 25.11.2016)

Hogan, M. 2016: Hitting the Mark on Missing Money: How to Ensure Reliability at Least Cost to Consumers, The Regulatory Assistance Project. Abrufbar unter: <http://www.raponline.org/wp-content/uploads/2016/09/rap-hogan-hitting-mark-on-missing-money-2016-september.pdf> (Zuletzt abgerufen am 25.11.2016)

Hurley, D.; Peterson, P.; Whited, M. 2013: Demand Response as a Power System Resource. RAP. Abrufbar unter: <http://www.raponline.org/wp-content/uploads/2016/05/synapse-hurley-demandresponseasapowersystemresource-2013-may-31.pdf> (Zuletzt abgerufen am 25.11.2016)

ISO-NE 2015: 2015 Assessment of the ISO New England Electricity Markets.

ISO-NE 2016: Energy Market Report 2015.

Keay-Bright, S. 2016: Can We Trust Electricity Prices? The Case for Improving the Quality of Europe's Market Monitoring. The Regulatory Assistance Project. Abrufbar unter: - <http://www.raponline.org/wp-content/uploads/2016/07/rap-keaybright-eu-market-monitoring-2016-july-1.pdf> (Zuletzt abgerufen am 25.11.2016)

Lazar, J. 2016: Electricity Regulation in the US: A Guide. Second Edition. RAP. Abrufbar unter: <http://www.raponline.org/wp-content/uploads/2016/07/rap-lazar-electricity-regulation-US-june-2016.pdf> (Zuletzt abgerufen am 25.11.2016)

MISO 2014: Demand Response as a Resource, Präsentation vom 23. April 2014. Abrufbar unter: <https://www.misoenergy.org/Library/Repository/Meeting%20Material/Stakeholder/Training%20Materials/100%20Level%20Training/Level%20100%20-%20Demand%20Response%20as%20a%20Resource.pdf> (Zuletzt abgerufen am 25.11.2016)

MISO 2016: 2015 State of the Market Report for the MISO Electricity markets. Abrufbar unter: <https://www.misoenergy.org/Library/Repository/Report/IMM/2015%20State%20of%20the%20Market%20Report.pdf> (Zuletzt abgerufen am 25.11.2016)

Monitoring Analytics 2016: Monitoring Analytics (Market Monitoring Unit for PJM Interconnection), PJM-Bericht, State of the Market 2015, http://monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2015/2015-som-pjm-volume1.pdf (Zuletzt abgerufen am 25.11.2016)

NYDPS 2015: New York Department of Public Service, Staff Whitepaper on Ratemaking and Utility Business Models. Abrufbar unter: <http://documents.dps.ny.gov/public/Common/ViewDoc.aspx?DocRefId=%7b48954621-2BE8-40A8-903E-41D2AD268798%7d> (Zuletzt abgerufen am 25.11.2016)

NYISO 2016: Demand Response Programs. Abrufbar unter: http://www.nyiso.com/public/markets_operations/market_data/demand_response/index.jsp (Zuletzt abgerufen am 25.11.2016)

ORA 2015: California Office of Ratepayer Advocates 2015 ORA, Annual Report. Abrufbar unter: <http://www.ora.ca.gov/AR2015.aspx> (Zuletzt abgerufen am 25.11.2016)

Pacific Gas and Electric Company 2015: Smart Grid, Annual Report 2015. Abrufbar unter: <https://www.pge.com/includes/docs/pdfs/myhome/edusafety/systemworks/electric/smartgridbenefits/AnnualReport2015.pdf> (Zuletzt abgerufen am 25.11.2016)

Patton, D.; LeeVanSchaik, P.; Chen, J.: 2016: State of the Market Report for the New YorkISO Markets. Potomac Economics. Abrufbar unter: http://www.nyiso.com/public/webdocs/markets_operations/documents/Studies_and_Reports/Reports/Market_Monitoring_Unit_Reports/2015/NYISO%202015%20SOM%20Report_5-23-2016-CORRECTED.pdf (Zuletzt abgerufen am 25.11.2016)

RAP 2014: The Regulatory Assistance Project, Low-Carbon Power Sector Regulation: International Experience from Brazil, Europe, and the United States. Abrufbar unter: <http://www.raponline.org/wp-content/uploads/2016/05/rap-dupuy->

[lowcarbonpowersectorregulation-worldbank-2014-dec-01.pdf](#) (Zuletzt abgerufen am 25.11.2016)

RAP 2015: The Regulatory Assistance Project, Low Carbon Power Sector Regulation, .
Abrufbar unter: <http://www.raonline.org/wp-content/uploads/2016/05/rap-worldbank-lowcarbonpoweroptionsforchina.pdf> (Zuletzt abgerufen am 25.11.2016)

Schlissel, D. 2016: The Beginning of the End: Fundamental Changes in Energy Markets Are Undermining the Financial Viability of Coal-Fired Power Plants in Texas. Institut for Energy Economics and Financial Analyses (IEEFA). Abrufbar unter: http://ieefa.org/wp-content/uploads/2016/09/The-Beginning-of-the-End_September-2016.pdf (Zuletzt abgerufen am 25.11.2016)

VELCO 2015: VELCO seeks public input for Vermont Long-Range Transmission Plan.
Abrufbar unter: <http://www.velco.com/news/velco-seeks-public-input-for-vermont-long-range-transmission-plan/> (Zuletzt abgerufen am 25.11.2016)