

Würzburger Berichte zum
Umweltenergierecht

Must-run und Einspeisemanagement

Fachgespräch am 21. September 2017

dokumentiert von

Dana Hesse

30

08.12.2017

Zitiervorschlag: *Dana Hesse*, Must-run und Einspeisemanagement, Fachgespräch am 21. September 2017 in Berlin, Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht Nr. 30 vom 08.12.2017.

Stiftung Umweltenergierecht

Ludwigstraße 22

97070 Würzburg

Telefon +49 931 79 40 77-0

Telefax +49 931 79 40 77-29

E-Mail info@stiftung-umweltenergierecht.de

Internet www.stiftung-umweltenergierecht.de

Vorstand: Thorsten Müller und Fabian Pause, LL.M. Eur.

Stiftungsrat: Prof. Dr. Helmuth Schulze-Fielitz, Prof. Dr. Franz Reimer, Prof. Dr. Monika Böhm

Spendenkonto: Sparkasse Mainfranken Würzburg, IBAN DE16790500000046743183,

BIC BYLADEM1SWU

Inhaltsverzeichnis

A.	Einleitung	1
B.	Ausgangslage: Bestimmung und Kontrolle von Must-Run-Kraftwerken	1
I.	Must-run-Kraftwerke – eine rechtliche Einordnung (Dr. Hartmut Kahl, Stiftung Umweltenergierecht)	1
II.	Welche Rolle spielen Must-run-Kraftwerke im Alltag eines Übertragungsnetzbetreibers? (Holger Berndt, Tennet TSO GmbH)	2
III.	Was wissen wir (nicht) über Umfang und Einsatz von Must-run-Kraftwerken? (Dr. Christoph Maurer, Consentec GmbH).....	3
IV.	Wie stellt sich die Situation aus Sicht der BNetzA dar? (Achim Zerres, Bundesnetzagentur)	4
V.	Diskussion	5
C.	Ansätze zur Reduzierung von Must-run und Einspeisemanagement	8
I.	Aus Sicht des BMWi (Dr. Kathrin Thomaschki, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie)	8
II.	Aus Sicht eines Übertragungsnetzbetreibers (Dr. Johannes Henkel, 50Hertz Transmission GmbH)	9
III.	Aus Sicht neuer technischer Lösungen (Prof. Dr. Rainer Krebs, Siemens AG/Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg)	10
IV.	Aus Sicht eines Bundeslands (Dr. Markus Hirschfeld, Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung Schleswig-Holstein)	11
V.	Diskussion	11

A. Einleitung

Die Diskussion über den Umgang mit Netzengpässen im Rahmen der Energiewende bleibt aktuell und wird immer dringlicher. In der ersten Jahreshälfte 2017 kam es zu einem deutlichen Anstieg von Netzengpässen, die Tendenz ist weiter steigend. Der Umfang des Einspeisemanagements und die Häufigkeit des Redispatches sind viel diskutierte Themen in diesem Zusammenhang, ebenso die Etablierung eines Netzausbaugesbietes, der Zuschnitt von Marktgebieten und die Zukunft einer einheitlichen deutschen Gebotszone. Mit Blick auf diese Diskussionslage hatte die Stiftung Umweltenergierecht zu einem Fachgespräch in Berlin am 21. September 2017 geladen.

Acht Referentinnen und Referenten verschiedener Fachrichtungen und mit unterschiedlichen Blickwinkeln gaben zunächst Einblick in die aktuelle Lage der sogenannten Must-run-Kraftwerke und schilderten die Auswirkungen dieser Lage auf die Netzengpasssituation. Dazu wurden die aktuelle Rechtslage, die praktischen Auswirkungen und der derzeitige Kenntnisstand zur Regulierung von Must-run-Kraftwerken beleuchtet. Im zweiten Teil des Fachgespräches ging es um praktische Lösungsansätze zur Reduzierung der Must-run-Kapazitäten und des Einspeisemanagements. Außerdem wurden die nötigen sowie praktikablen Rahmenbedingungen für die Umsetzung der Lösungsideen diskutiert.

B. Ausgangslage: Bestimmung und Kontrolle von Must-Run-Kraftwerken

I. Must-run-Kraftwerke – eine rechtliche Einordnung (Dr. Hartmut Kahl, Stiftung Umweltenergierecht)

Dr. Hartmut Kahl, Leiter des Forschungsgebietes Recht der erneuerbaren Energien und Energiewirtschaft der Stiftung Umweltenergierecht, gab einen Überblick zur rechtlichen Einordnung von Must-run-Kraftwerken. Er beschrieb zunächst die Phänomene „Shall-run“ und „Must-run“ und erklärte anhand dieser die gesetzliche Verankerung des Einspeisevorrangs für Strom aus erneuerbaren Energien und dessen Ausnahmen. Auf den Zusammenhang zwischen Must-run und unelastischen Preisen ging Kahl nur soweit ein, wie es für eine Abgrenzung des sogenannten konventionellen Erzeugungssockels von der netztechnischen Mindesterzeugung erforderlich ist. Denn nur zum netztechnischen Minimum stellen EEG und EnWG einschlägige Anforderungen auf. Die Anforderungen an EinsMan-Maßnahmen, die Rechtslage zur Informationspflicht der Netzbetreiber und die Durchsetzung des Einspeisevorrangs laut Entwurf des BNetzA-Leitfadens waren weitere Themen seines Vortrags.

Noch immer, so Kahl, sei das Thema Must-run eine Art Black Box. So wünschte sich der Jurist dann auch in weiten Teilen mehr Transparenz. Sie sei die erste Notwendigkeit und wichtigste Voraussetzung für ein besseres und umfassenderes Verständnis der Ausgangslagen. Auch für die Beurteilung der Erforderlichkeit von EinsMan-Maßnahmen und deren über die Netzentgelte gewälzte Kostenfolge sowie für Lernprozesse der involvierten Akteure sei mehr Transparenz erforderlich. Der Gesetzeswortlaut des § 13 EnWG sei bei weitem nicht konkret genug und müsse neu kalibriert werden, resümierte Kahl.

Maßnahmen zur praktischen Umsetzung sieht Dr. Kahl unter anderem in der Ausübung der im Gesetz vorgesehenen BNetzA-Festlegungsbefugnis. Auch das unverzügliche Anzeigen der Ausnahmen vom Vorrang gegenüber der Bundesnetzagentur und konkrete Begründungen der Maßnahmen hält der Jurist für wirkungsvolle Ansätze. Er bezweifelt zudem, dass beispielsweise ein allgemeiner Verweis auf einen Netzengpass als Begründung für eine EinsMan-Maßnahme ausreichend sei.

II. Welche Rolle spielen Must-run-Kraftwerke im Alltag eines Übertragungsnetzbetreibers? (Holger Berndt, Tennet TSO GmbH)

„Von den rechtlichen Grundlagen zur tatsächlichen Lage“ leitete Holger Berndt, Spezialist für Engpassmanagementkonzepte beim Übertragungsnetzbetreiber Tennet TSO, seinen Vortrag ein. Seit April 2014 müssen von den Einsatzverantwortlichen der Must-run-Kraftwerke Einsatzplanungsdaten (KWEP) täglich bis 14:30 Uhr für den Folgetag an die Übertragungsnetzbetreiber gemeldet werden. Seit April 2015 seien auch Nichtverfügbarkeiten in diese Meldepflicht eingeschlossen, erklärte Berndt und gab einen Überblick über die sogenannten KWEP-Daten zur Kraftwerkseinsatz-Planung wie zum Beispiel das Redispatch-Vermögen. Dazu gehörten auch die obere und untere Leistungsgrenze sowie die Besicherungsleistung, z.B. für die Erbringung von Regelleistung oder Besicherung von Kraftwerksausfällen. Die KWEP-Daten seien eine wichtige Erkenntnisgrundlage für die Planungsprozesse des Übertragungsnetzbetreibers. Sie würden durch den Übertragungsnetzbetreiber für die Abschaltplanung ebenso genutzt wie für verschiedene Betriebsplanungsprozesse, insbesondere für die Vorschauprozesse zum Einsatz der Netzreserve und der Identifizierung des Redispatchbedarfs. Die eingesammelten Daten werden automatisiert an Software-Tools weitergegeben und so die Potentiale für den Redispatch ermittelt. Die jeweiligen Redispatchoptimierungsprozesse werden stetig weiterentwickelt und sollen zukünftig noch automatisierter und prozessual einfacher werden, stellte Berndt in Aussicht.

Die durch die Übertragungsnetzbetreiber beeinflussten Anteile der Mindesterzeugung wie unter anderem Redispatch und Regelleistung hätten im Vergleich eine untergeordnete Bedeutung, sagte Berndt weiter. Die Übertragungsnetzbetreiber arbeiteten aber daran, diese Anteile kontinuierlich weiter zu reduzieren. Als ein Problem für Redispatch sieht Holger Berndt den Rückgang der Verfügbarkeit von rotierenden Reserven im Netz. Vor zehn Jahren habe das noch ganz anders ausgesehen. Damals standen ausreichend rotierende Reserven

zur Verfügung. Heute, so Berndt weiter, müssten Anlagen auf Mindesterzeugung anfahren, um schnell auf die auftretenden Strom- und Spannungseingänge reagieren zu können. Auch das Thema Kurzschlussleistung sollte nach Meinung des Spezialisten weiter untersucht werden. Für den sicheren Betrieb und die Gewährleistung hoher Spannungsqualität müsse im Netz ein ausreichend hohes Kurzschlussstromniveau vorhanden sein. Zwar hätten Studien gezeigt, dass dies durch die engmaschige Verbindung zu den Nachbarländern auch bei einem Rückgang der konventionellen Erzeugung in Deutschland gewährleistet sei. Da auch dort ein Rückgang der konventionellen Erzeugung erwartet werde, müsse man aber rechtzeitig an entsprechende Konzepte und Maßnahmen denken.

III. Was wissen wir (nicht) über Umfang und Einsatz von Must-run-Kraftwerken? (Dr. Christoph Maurer, Consentec GmbH)

Am Ende sei es immer eine ökonomische Überlegung, brachte Christoph Maurer seinen Vortrag auf den Punkt. Eingangs hatte er angemerkt, die Lage im Bereich Must-run sei weitaus komplexer, als es zunächst scheine. Der Geschäftsführer des Aachener Beratungsunternehmens Consentec GmbH wollte den Blick der Gesprächsteilnehmer auf den Aspekt negativer Börsenpreise lenken. Diese wurden im Laufe des Fachgesprächs noch mehrfach diskutiert. Die Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken sinke auch bei negativen Preisen nicht unter ein bestimmtes Niveau, erklärte Maurer. Die Bereitstellung von Blindleistung, Kurzschlussströmen und Momentanreserve sei heute faktisch nicht relevant für die Must-Run-Erzeugung. Das könne aber zukünftig noch ein Thema werden.

Die Mitnahme negativer Preise, so Maurer weiter, sei aus Betreibersicht offensichtlich bevorzugt gegenüber Abfahrt und Wiederanfahrt. Bei leicht negativen Preisen verblieben typischerweise bis zu 25 GW konventionelle Kraftwerke am Netz, wobei hiervon nur ein geringer Anteil für die systemtechnisch bedingte Mindesterzeugung (Must-run) eine Rolle spiele. Das Niveau liege im Bereich niedriger GW-Zahlen (nach Angaben der Bundesnetzagentur bei 3,2 bis 4,6 GW, je nach Situation). Ein erheblicher Anteil der Mindesterzeugung werde mit der technisch möglichen Leistungsgrenze von Kraftwerken (PROD min) begründet, führte Maurer weiter aus. Die systemweit über die untere Leistungsgrenze begründete Einspeisung liege auch in „Überschussituationen“ bei rund 16 bis 20 GW.

Bei der Bestimmung von Ursache und Wirkung gebe es eine Überschneidung von systembedingter Mindesterzeugung mit dem technisch-wirtschaftlichen Kalkül der Kraftwerksbetreiber, so der Experte. Es sei keine eindeutige Zuordnung zur Verursachung möglich. Befragungen der Kraftwerksbetreiber zur unteren Leistungsgrenze durch die Bundesnetzagentur und die Übertragungsnetzbetreiber würden oft technisch begründet; ergänzend seien aber auch ökonomische und sonstige Gründe genannt worden.

Anscheinend technische Begründungen seien häufig auch ökonomisch bedingt, resümierte Maurer. Es gebe dazu leider kein zentrales Wissen, sagte er weiter, die einzelnen Daten seien bisher Sache der Kraftwerksbetreiber. Deshalb bleibe es wichtig, zentrale juristische Fra-

gen zu klären und den Erkenntnisstand zu verbessern. Nur so ließen sich vor dem Hintergrund absehbarer Veränderungen im Kraftwerkspark der tatsächliche Handlungsbedarf und ein passender Maßnahmenkatalog ermitteln. Es gelte, konkrete Instrumente zu definieren. Maurer empfiehlt, stärkere Transparenz und zusätzliche ökonomische Anreize zu schaffen. Man könne außerdem über zusätzliche ordnungsrechtliche Maßnahmen nachdenken. Eines von gleich mehreren Problemen sieht Christoph Maurer dabei in der großen Sensitivität vieler Daten für die Kraftwerksbetreiber. Ein anderes Problem in einem so vielschichten System sei es, die Anforderungen dann auch entsprechend zu überwachen, schloss er seinen Vortrag.

IV. Wie stellt sich die Situation aus Sicht der BNetzA dar? (Achim Zerres, Bundesnetzagentur)

Achim Zerres, Abteilungsleiter Energieregulierung bei der Bundesnetzagentur, stimmte Christoph Maurer in weiten Teilen zu und verwies zusätzlich auf den von der Bundesnetzagentur verfassten ersten „Bericht zur Mindestenergieerzeugung“. Ziel der 2017 veröffentlichten Untersuchung war die Identifizierung der Mindestenergieerzeugung.

Für den Bericht wurden Stunden mit „negativen Strompreisen“ betrachtet. Negative Strompreise entstehen, wenn Stromproduzenten, beispielsweise die Betreiber von Kernkraft-, Kohle- und Gaskraftwerken, dafür zahlen, dass ihnen Strom abgenommen wird. Mit Hilfe des Berichts sollte gezielt der Frage nachgegangen werden, warum konventionelle Anlagen in bestimmten Zeiten mit hoher Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien und geringer Nachfrage nicht zurückgefahren werden, sondern negative Preise, also Zahlungspflichten, am Strommarkt in Kauf genommen werden. Etwa ein Viertel der in Deutschland in der Spitze einspeisenden Kraftwerksleistung reagiere nicht oder nur eingeschränkt auf Preise am Strommarkt, berichtet Achim Zerres. Nur ein geringer Teil dieser Erzeugung sei netztechnisch erforderliche Mindestenergieerzeugung. Hinter technischen Restriktionen in Form mangelnder Flexibilität steckten hauptsächlich ökonomische Überlegungen, ist er überzeugt. Maßgeblich dürften die versteckten und offenen Förderungen konventioneller Kraftwerke, z.B. über vermiedene Netzentgelte, das Eigenverbrauchsprivileg oder die Wärmeerlöse sein. Der Einspeisevorrang sei irrelevant für das Hauptproblem des konventionellen Erzeugungssockels. Vorgaben zur Auf- und Abregelung von Kraftwerken könnten sich auch aus Spezialrecht wie zum Beispiel dem Atom- und Immissionsschutzrecht ergeben.

Ein Punkt, über den man sich intensiv streiten könne, sei das Thema „Flexibilität“, sagte Zerres weiter. Diese sei ein Problem des Kraftwerkes, nicht des Netzes, schilderte er seine Sichtweise. Wäre ein Kraftwerk vollständig flexibel, könnte es seine Einspeisung bis auf Null herunterfahren, so die Überlegung. Nur selten gebe es Kraftwerke wie Atomkraftwerke, die ordnungsrechtlich nur in eng gesteckten Grenzen agieren und nicht ohne weiteres gegen Null heruntergefahren werden dürften. Hinzu kämen noch viele andere Seitenaspekte, die

oft vergessen würden. Dazu zählte er etwa die Berücksichtigung emissionsrechtlicher Vorgaben, die die Fahrweise eines Kraftwerkes beeinflussen können.

Der BNetzA-Bericht zur Mindesterzeugung sei „der erste seiner Art“, sagte er. Man müsse und wolle noch viel dazulernen. Für eine detailliertere Betrachtung des konventionellen Erzeugungssockels und möglicher Zusammenhänge mit dem Einspeisemanagement kündigte Achim Zerres einen Folgebericht an. Für diesen werde man auch die Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern – etwa durch stärker vorgegebene Antwortkategorien – weiter entwickeln und die Momentanreserve mit zumindest qualitativer Betrachtung aufnehmen.

Besondere Beachtung solle zukünftig verstärkt dem großen konventionellen Erzeugungssockel und der Schaffung geeigneter Marktbedingungen geschenkt werden, kündigte Zerres an, der darüber hinaus bei einem Fortschreiten des EE-Zubaus aus dem Markt heraus durchaus gezieltere Maßnahmen und Investitionen zur weiteren Flexibilisierung von Kraftwerken erwartet.

V. Diskussion

Ein Teilnehmer wollte wissen, ob und wie durch die Kraftwerksbetreiber gelieferte KWEP-Daten von den Übertragungsnetzbetreibern überprüft werden. Das geschehe anhand der Stammdaten, erklärte ein anderer Teilnehmer. Das Redispatch-Vermögen werde dann hinterfragt, wenn es gegenüber den Stammdaten nicht mehr nachvollziehbar sei.

Null habe einen Preis, warf ein anderer Teilnehmer ein. Es gelte doch dann nur, diesen Preis zu definieren. Ein weiterer Gesprächspartner sah eine Schieflage in der Gleichbehandlung zwischen der Einspeisung aus konventionellen und erneuerbaren Energien. Es werde nicht gefragt, ob auch EE-Anlagen aus ökonomischen Gründen laufen müssten; man werde „einfach abgeregelt“, obwohl Regelleistung erbracht wird. Dann, so entgegnete ein anderer Teilnehmer, müsse man sich wehren.

Ein weiterer Teilnehmer fragte, warum die Definition von Mindesterzeugung so eng gesteckt sei. Das liege am politischen Prozess der Energiewende und ihrem vorrangigen Ziel, erneuerbare Energien zu pushen. Je mehr diese ans Netz gingen, desto dringlicher werde diese Frage, sagte jemand. Ein Teilnehmer fragte, warum nicht die vorgehaltene sondern die abgerufene Regelleistung zu Grunde gelegt werde. Ein Gesprächspartner sah das in der Frage um die Flexibilität eines Kraftwerkes begründet. Das liege in der freien Einsatzentscheidung des Anbieters. Es mache doch keinen Sinn, negative Regelleistung als Größe für den Sockel zu gestatten, warf ein anderer Gesprächsgast ein. Auch bei negativen Börsenpreisen, erklärte jemand, habe man selbstverständlich eine systemtechnisch komplett ausgeglichene Bilanz. Die Übertragungsnetzbetreiber hätten sich aus dem Marktgeschehen strikt herauszuhalten. Negative Regelleistung sei nur für den Fall gedacht, dass man unvorhergesehen plötzlich zu viel des Guten habe.

Ein Teilnehmer findet es nicht erklärlich, wie man trotz der Arbeit mit verschiedenen Definitionen und Rahmenbedingungen in wissenschaftlichen Analysen zu exakt dem gleichen Ergebnis kommen könne. Es hätte geheißen, dass die konventionelle Mindesterzeugung gut ausgenutzt werde.

Verfügbarkeiten müssten eingehalten werden, forderte jemand. Ein Teilnehmer fragte, ob die hohe Bilanzkreisabsicherung nicht noch engpassverstärkend wirke. Der Kraftwerksbetreiber schaue in seinem Pool nach, wie er dem nachkommen könne, erklärte ein anderer. Ein Gast glaubt, dass alles sowieso eine rein ökonomische Frage sei. Die Überlegung, aus den KWEP-Daten das technische Minimum abzuleiten, findet er schon im Ansatz falsch. Es gehe nicht um das technische Minimum. Das sei schließlich immer Null, auch bei einem Atomkraftwerk. Es sei eben eine reine Frage des Preises. Alle, auch die Netzbetreiber, versuchten nur, ihr wirtschaftliches Optimum zu erreichen, und die Spielregeln darum herum seien oft eher Hindernis als Hilfe. Ein Teilnehmer sah in seiner Antwort darauf die Netzbetreiber in der Pflicht, Optimierungsbedingungen zu unternehmen. Ihre Lobby Sorge dafür, dass immer mehr Kostenpositionen in den Bereich der nicht beeinflussbaren Kosten verschoben werden. Das Problem, sagte er weiter, sei klar und ihm gefalle diese Tendenz auch nicht. Ein weiterer Teilnehmer schlug eine neue gesetzliche Regelung zur Regelleistungsbeschaffung vor. Es sei politisch heikel, dass jedes Regelleistung bereitstellende Kraftwerk sich dann „zurücklehnen“ könne. Ein Gast sagte dazu, die Regelleistung sei so ausgestaltet, dass jeder, der Regelleistung erbringe, auch wisse, dass er seine Anlage laufen lassen kann. Der Marktpreis, meinte er weiter, sei keine ausreichende Flexibilisierungsmöglichkeit für die Akteure. Preisspitzen nach unten seien sehr selten, spätestens nach sechs Stunden gebe es keine negativen Preise mehr, so dass die konventionellen Kraftwerke das nur ein paar Stunden „aushalten“ müssten. Regelleistungserbringung sei eine zusätzliche Möglichkeit, das könne jeder jeden Tag neu entscheiden.

Einem Teilnehmer ist bei der bundesweiten Betrachtung der konventionellen Mindesterzeugung nicht hinreichend transparent, wo genau es notwendig sei, Mindesterzeugung laufen zu lassen. Wenn es um Regelleistung gehe, sei es nicht so wichtig, wo diese herkomme, meinte jemand und fügte hinzu, beim Redispatch sei das anders.

Man vertausche Ursache und Wirkung, bemängelte ein anderer Gesprächsteilnehmer. Sein Gegenüber warf darauf ein, dass Atom- und Kohlekraftwerke nicht für drei bis vier Stunden herunter fahren würden, weil sie nicht flexibel genug seien, auch nicht bei negativen Börsenpreisen. Es gebe verschiedene Erklärungsmuster dafür: Wenn man nicht produziere, bekomme man kein Netzentgelt. Es gebe beispielsweise Akteure, die Geld damit verdienen, dass sie Strom produzieren, und zwar unabhängig davon, ob sie an der Strombörse noch Geld damit verdienen.

Ein Teilnehmer bemerkte, dass es mit der netzengpassbedingten Mindesterzeugung einen klaren Komplex gibt, der vor allem mit dem Netzausbau lösbar sei. Er sprach sich dafür aus, die Anreize im Markt zu verstärken. Darüber hinaus müsse man sich Gedanken darüber machen, ob die aktuelle rechtliche Regelung so sinnvoll sei. Sie spiegele die Realität des Netze-

triebes nicht wider. Rechtliche Praxis und Anforderungen sollten besser in Einklang gebracht werden, sagte er. Ein anderer Teilnehmer sprach sich dafür aus, weniger Hemmungen bei der Überprüfung der von den Kraftwerken gemeldeten Daten zu haben, vor allem was die gemeldete Mindesterzeugung angehe. Ein anderer entgegnete, Marktregeln einfach so umzukrempeln und erst dann auf den Prüfstand zu stellen, habe sich nicht bewährt. Ein Teilnehmer fragte, ob man „kraftwerksscharf“ herausfinden könne, welche Kraftwerke die Abregelung von erneuerbaren Energien bedingt hätten. Ein Experte sagte, er werde dafür werben, dies ausreichend zu kalibrieren. Ein anderer Teilnehmer wunderte sich, dass Windkraftanlagen im Norden statt in Mitteldeutschland abgeregelt würden. Wenn man befürchte, dass die Betreiber möglichst viele ihrer Anlagen ins Spiel brächten, dann sollten die Netzbetreiber den Kraftwerksbetreiber darauf hinweisen, äußerte ein weiterer Experte.

C. Ansätze zur Reduzierung von Must-run und Einspeisemanagement

I. Aus Sicht des BMWi (Dr. Kathrin Thomaschki, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie)

Auch Dr. Kathrin Thomaschki, im Bundesministerium für Wirtschaft und Energie als Referatsleiterin zuständig für Versorgungssicherheit und Stromgroßhandel, sieht die Gründe für den konventionellen Erzeugungssockel in technischen Inflexibilitäten und ökonomischen Anreizen wie Wärmelieferverpflichtungen nach dem KWKG, Anreizen aus Eigenverbrauch und vermiedenen Netzentgelten. Must-run-Monitoring müsse Ursachen und Maßnahmen detaillierter als bisher aufzeigen, betonte die Juristin. Wirkungsvolle Maßnahmen sieht sie in der KWK-Flexibilisierung durch innovative KWK-Ausschreibungen ebenso wie in „Nutzen statt Abregeln“, einer Reform der Abgaben und Umlagen sowie einer weiteren Flexibilisierung der Regelenergiemärkte für erneuerbare Energien.

Zur Nichtverfügbarkeit für Redispatch verwies Thomaschki auf einen großen Ausnahmekatalog mit einer Reihe von Gründen, aus denen Kraftwerksbetreiber eine Nichtverfügbarkeit melden können. Das führe häufig dazu, dass Einspeisemanagement in Anspruch genommen wird, obwohl noch konventionelle Kraftwerke am Netz sind. Die Regelung, sich ohne Entschädigung zwangsweise zur Verfügung stellen zu müssen (geregelt in § 13 Abs. 2), bevor auf EinsMan zurückgegriffen wird, finde in der Praxis nicht statt, erklärte sie weiter. Sie glaube deshalb, es sei dringend notwendig, das gesetzliche Konstrukt zwischen §13 Absatz 1 und 2 sowie EinsMan auf eine solide Basis zu stellen und neu zu gestalten, da diese Drohung ins Leere laufe. Grundsätzlich sei mehr Flexibilität vor allem durch den Markt zu erreichen. Derzeit gebe es aber den überwiegenden Flexibilitätsbedarf aus dem Netz. Der Markt biete aktuell wenig Anreize, Kraftwerke zu flexibilisieren. Die Frage sei, wie man im Rahmen des Redispatch für diese große Gruppe der Kraftwerke aus dem Ausnahmekatalog zu klaren Regelungen und Kontrollmöglichkeiten kommen könne. Eine Möglichkeit sieht Thomaschki darin, zusätzliche Anreize für Übertragungsnetzbetreiber für einen effizienten Redispatch zu schaffen. Sie habe den Eindruck, dass es durch dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten wenig Motivation gebe, darüber nachzudenken. Zuletzt verwies sie auf eine Studie des BMWi, in der Überlegungen angestellt werden, unter Redispatch-Gesichtspunkten auch EE-Anlagen in den Redispatch mit einzubinden und passende Grundlagen zu schaffen. So wird dort untersucht, den Zugriff auf EE-Anlagen zu erlauben, wenn der Redispatch mit konventionellen Kraftwerken nur noch eine geringe Sensitivität auf den Engpass aufweise. Thomaschki verspricht sich davon eine Verringerung der Redispatch-Menge. Das, so ist sie überzeugt, könne auch CO₂ sparen, wenn im Süden weniger konventionellen Anlagen hochgefahren werden müssten.

Weitere Lösungsansätze zur Optimierung des Redispatch sieht die Expertin unter anderem in der grundsätzlichen Etablierung einer weiterentwickelten Redispatch-Planung, in einer enge-

ren Abstimmung zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern und in der Ausweitung ihrer Kooperation in Pilotprojekten zum Thema „Redispatch“.

II. Aus Sicht eines Übertragungsnetzbetreibers (Dr. Johannes Henkel, 50Hertz Transmission GmbH)

Johannes Henkel vom Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz Transmission sieht den wichtigsten Ansatz zur Reduktion von Must-run in der Frage, wie sich Marktsignale ändern müssen, damit Kraftwerke anders agieren. Der Markt, so der Experte, solle auch weiterhin die Erzeugung regeln. Das Eingreifen durch die Übertragungsnetzbetreiber müsse eine Ausnahme bleiben.

Zunächst bezog auch er sich auf das Thema „Netzeinspeisung konventioneller Kraftwerke trotz niedriger Preise“ und kam dabei zu den gleichen Erklärungsansätzen wie seine Vorredner. Fehlanreize seien das Hauptproblem, ist Henkel überzeugt. Auch wenn das nicht sehr aufregend sei, führte er weiter aus, werbe er für mehr Geduld: Bis 2022 gehe viel Leistung, Kernkraftwerke und Braunkohle-Blöcke, vom Netz. Das entspreche rund 10 GW Must-run. Zusätzlich sollte es keine Anreize für Investitionen in konventionelle, nicht flexible Kraftwerke geben. Wirtschaftliche Anreize wie der Preisdruck und die Häufigkeit von negativen Preisen würden in den nächsten Jahren zunehmen, so Henkel weiter. Man müsse außerdem neue wirtschaftliche Anreize schaffen, zum Beispiel für die Förderung von KWK-Flexibilisierung.

Im zweiten Teil seines Vortrags beschäftigte sich Henkel mit der Frage, warum konventionelle Kraftwerke noch am Netz seien, wenn gleichzeitig EE-Einspeisemanagement stattfindet. Die auftretende Überlastung im Netz gestalte sich derart, dass ein Einsenken von konventionellen Kraftwerken örtlich das Problem nicht lösen könne, ein Einsenken von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien aber schon, erklärte er. Außerdem hielten Anlagen Systemdienstleistungen wie Regelleistung oder deren Besicherung sowie Spannungshaltung und Kurzschlussleistung vor, die für den sicheren Systembetrieb unabdingbar seien. Lösungsansätze sieht Henkel unter anderem in der örtlichen Verlagerung von Regelleistung auf Grundlage bilateraler Vereinbarungen. Nachweisbare Kosten müssten dabei für den Anbieter erstattungsfähig sein. Auch die von der Bundesnetzagentur abgelehnte Nutzung von vorgehaltener Regelleistung zu Redispatch-Zwecken brachte er ins Gespräch, sieht hier aber Probleme bei der Dimensionierung der Regelleistung und – aufgrund von Diskriminierung – bei der Vergütung.

III. Aus Sicht neuer technischer Lösungen (Prof. Dr. Rainer Krebs, Siemens AG/Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg)

Mit schwindender konventioneller Erzeugung wird sich der operative Fokus auf die Netzdynamik verstärken, prognostizierte Prof. Dr. Rainer Krebs, Principal Expert und Leiter der Fachabteilung für Schutz- und leittechnische Systemstudien in der Siemens-Division Energy Management. Neue technische Lösungen sollten Abhilfe schaffen. Blindleistungskompensationssysteme wie der von Professor Krebs vorgestellte SVC Plus (Static Var Compensator) arbeiten auf Basis innovativer VoltageSourced-Converter-Technik und sind mit Hilfe von Hochleistungstransistoren stufenlos regelbar. Das flexible Wechselstrom-Übertragungssystem verbessert die Spannungsqualität und Stabilität im Stromversorgungsnetz und ermöglicht unter anderem den Netzanschluss von schwankenden Energiequellen wie Offshore-Windparks. Es sei auch sehr gut in Übertragungsnetzen zur dynamischen Spannungsstützung bei und nach Netzfehlern einsetzbar, so Krebs weiter. Ein anderes Anwendungsfeld seien Industrieanlagen zur Blindleistungs- und Flickerkompensation im Leistungsbereich bis etwa ± 100 MVar.

Krebs stellte außerdem eine Stromrichterstation für eine Hochspannungs-Gleichstromübertragungsverbindung (HGÜ) zwischen dem französischen Baixas, westlich von Perpignan, und Santa Llogaia in Spanien, südwestlich von Figueras, vor. Die Anlage kann eine Leistung von 2000 Megawatt (MW) übertragen – genug, um sehr große Energiemengen verlustarm zu transportieren. Übertragen wird die Leistung via Gleichstromkabel in der Erde. Diese werden auf einer Strecke von acht Kilometern in einem Tunnel durch die Pyrenäen geführt. Solche Anlagen könnten wichtige Komponenten einer neuen transeuropäischen Verbindung im Stromversorgungsnetz sein, erklärte Professor Krebs.

Besonders interessant waren auch seine Erläuterungen zum DynaGrid Center, einem Projekt zur Erforschung der nächsten Generation von Netzleitwarten und Stationstechnik. Die neuen Leitwarten sollen dazu beitragen, dass sich die zunehmende Netzdynamik auch in Zukunft beherrschen und die Netzstabilität aufrechterhalten lässt. Vorrangiges Ziel der Entwicklung war es, eine Art Autopiloten für das Übertragungsnetz zu konstruieren. Dieser regelt wie bei einem Flugzeug das System selbsttätig, so dass der Flug bzw. der Netzbetrieb jederzeit möglichst ruhig und stabil bleibt. Zweitens ging es um das frühzeitige Erkennen von Hindernissen oder Störungen, damit diese umfahren oder vermieden werden. Damit erkennt der Operator in der dynamischen Netzleitwarte die Dynamik im Netz. Man gebe ihm Maßnahmen an die Hand, damit er das tun könne, was heute nicht möglich sei: eine gezielte Reaktion auf verifizierte dynamische Netzzustände. Bei Siemens gehe man davon aus, dass sich mit diesen neuen Komponenten die Must-run-Kapazitäten sukzessive reduzieren lassen, kündigte Krebs an und sprach von mehr als 30 Prozent Must-run, die aus dem Markt genommen werden könnten. Offene Fragen, wie die der notwendigen Umrüstung von existierenden Stromnetzen für eine bessere Steuerbarkeit, würden derzeit in verschiedenen Projekten untersucht, sagte er zum Schluss.

IV. Aus Sicht eines Bundeslands (Dr. Markus Hirschfeld, Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung Schleswig-Holstein)

Schleswig-Holstein habe zwar keine Braunkohle, aber große Netzengpässe. Damit sei das Thema Einspeisemanagement in Schleswig-Holstein akut, begann Dr. Markus Hirschfeld vom Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung des Landes seinen Vortrag. 2016 wurden in dem windstarken Bundesland 21 TWh eingespeist und 2,7 TWh abgeregelt. Damit hatte Schleswig-Holstein einen Anteil von 70 Prozent an der bundesweiten Abregelung von Strom aus erneuerbaren Energien. Die durch die Abregelung entstandenen Entschädigungsansprüche betragen im vergangenen Jahr 273 Millionen Euro.

Bisher, so Hirschfeld weiter, habe es in Schleswig-Holstein relativ wenig Konkurrenz zwischen konventionellen Kraftwerken und erneuerbaren Energien gegeben. Mit dem Netzausbau und der Fertigstellung der Südlink-Verbindung werde sich das in den kommenden Jahren aber grundlegend ändern, befürchtet er. Zusätzlich habe man es mit zwei Übertragungsnetzbetreibern zu tun, die sehr gut zusammen arbeiten müssen. Vor diesem Hintergrund forderte auch Hirschfeld mehr Transparenz, bevor über Änderungen im Einspeisemanagement und Redispatch gesprochen werde. Grundsätzlich seien die Schaltungshandlungen dokumentiert und zu großen Teilen auch öffentlich, aber man pflege einen Datenfriedhof, sagte er und sprach sich für eine systematische Auswertung aller Informationen aus, damit ein regelzonenübergreifendes Arbeiten und eine Kontrolle/Aufsicht möglichst reibungslos möglich werden. Ebenfalls nötig seien Lösungen für Strommengen, die infolge Spitzenkappung nicht zum Weitertransport vorgesehen sind.

Sorge machen Hirschfeld auch die Stromimporte aus nordischen Ländern, die die Engpasssituation in Norddeutschland verschärfen. Er forderte deshalb einen Einspeisevorrang – auch gegenüber Handelsstrom aus dem Ausland – und verwies dazu auf die Diskussion um das EU-Winterpaket. Auch dürften keine Reststrommengen auf Kernkraftwerke im Netzausbaugebiet übertragen werden, sagte Hirschfeld abschließend.

V. Diskussion

Ein Teilnehmer fand den Ansatz von Johannes Henkel interessant, die Regelleistung von Anlagen auf andere Anlagen zu übertragen. Er fragte, wie das möglich sei, und wollte ebenfalls wissen, welche Lösungen es für Strommengen geben könnte, die nicht zum Weitertransport gedacht sind. Ein anderer Teilnehmer stellte sich die Frage, ob man es den Kraftwerksbetreibern zumuten könne, Power-to-Heat-Anlagen zu installieren, um die Wärmeversorgung zu sichern.

Ein weiterer Teilnehmer hält Wärmespeicher für eine der günstigsten Flexibilisierungslösungen. Es gebe aber auch erhebliche Widerstände dagegen, sie seien zumindest kein Selbstläufer, erklärte er. Dazu müsse man mehr Daten über KWK haben. Bisher wisse man kaum, wel-

che Rolle sie bei der Reduzierung der Regelleistung spiele. Zum Vortrag von Johannes Henkel ergänzte er, man müsse bei der Übertragung von Regelleistung auf andere Anlagen sehr aufpassen, dass daraus kein Regulierungsmonster entstehe. Auch marktbasierende Lösungen sieht er in diesem Zusammenhang eher kritisch: Die grundsätzliche Idee sei zwar gut, in der praktischen Umsetzung sieht er aber viele Hürden.

Ein anderer Teilnehmer griff das Thema fehlender Anreize für die Kraftwerke auf: Jeder motiviere sich nach den vorgegebenen Spielregeln und daran scheitere es. Die Übertragungsnetzbetreiber regelten ab, entschädigten und dann sei von unbeeinflussbaren Kosten die Rede, kritisierte er weiter. Es fehle die Motivation, zum Beispiel einmal 50 Kilometer weiter zu schauen, ob sich noch eine andere Lösung finde.

Eine Teilnehmerin nahm auf das Thema CO₂ bei einem Redispatch von EE-Anlagen Bezug und fragte, welche Effekte es dazu gebe. Das seien gleich mehrere, entgegnete ein anderer Gast. Zunächst ein Mengeneffekt – je nachdem, wie nah die abgeregelten Anlagen zum Engpass stehen. Wenn man 1 MW erneuerbare Energien abregelt, müsse man auch nur 1 MW konventionelle Energien im Süden „hochfahren“, um einen Bilanzausgleich zu schaffen, erklärte er. Die Alternative dazu wäre, 10 MW aus konventionellen Energien abzuregeln und 10 MW konventionelle dazu im Süden zum Bilanzausgleich hochzufahren. Dann sei am Ende die Frage, welche Technologien man anfasse. In der Summe sei es tatsächlich so, dass die Einbeziehung der erneuerbaren Energien in den Redispatch keine CO₂-Emissionen spart. Es gebe aber auch einzelne Stunden, in denen der Austausch in die andere Richtung geht. Dann sei es tatsächlich günstiger, die Menge zu reduzieren. Dadurch und durch die Einbeziehung der erneuerbaren Energien, reduziere man dann tatsächlich auch die CO₂-Emissionen. Das hätten auch verschiedene Studien gezeigt, führte er weiter aus. Insofern könne man das nicht in einen Topf werfen. Es gebe Situationen, in denen es aus CO₂-Sicht besser sei, erneuerbare Energien einzubeziehen.

Zum Thema „Nutzen statt Abregeln“ sagte ein Gast, das sei aus CO₂-Gesichtspunkten nicht immer günstig. Wenn das Nutzen an der gleichen Stelle stattfinde, wo ansonsten erneuerbare Energien abgeregelt würden – das heißt mit sehr guter Wirkung auf den Engpass –, sei das häufig eine sehr interessante Option. Weit weg vom tatsächlichen Engpass könne sich das aber negativ auswirken.

Ein weiterer Teilnehmer befürchtete massive Einspeisungen aus Skandinavien, speziell aus Dänemark. Er möchte wollte wissen, wie die anderen Teilnehmer die Lage bezüglich des Einspeisevorrangs und Handelsstroms aus dem Ausland einschätzen. Man werde abgeregelt und gleichzeitig transportiere Dänemark Windstrom nach Deutschland, so seine Sorge. Im Rahmen des EU Winterpaketes stehe explizit im Entwurf, dass der Dispatch der Länder nicht den Handel beeinträchtigen dürfe. Die Kommission habe gesagt, fügte ein anderer Teilnehmer hinzu, man dürfe an der Grenze keinen Phasenschieber einbauen. Strom aus dem Ausland sei gleichwertig. Alles, was an praktischem Handeln passiere, klinge an dieser Stelle leider ziemlich scharf, sagte sein Gegenüber dazu.

Ein Gast äußerte Kritik an den Verteilnetzbetreibern, dort gehe es chaotisch zu. Ein anderer Teilnehmer konnte diese Meinung nicht teilen und bezog sich dabei auf seine geographische Region. Die Verteilnetzbetreiber dort könnten sehr genau sagen, wo der Engpass ist und was man abregeln oder hochfahren müsse. Dem stimmte ein weiterer Gast zu: Die Verteilnetzbetreiber arbeiteten in großen Teilen professionell. Eine Sache könne auf lange Sicht allerdings nicht systemkompatibel sein: Es werde zwar abgeregelt, sich aber nicht darum gekümmert, dass diese abgeregelt Energie im Markt verkauft ist und an anderer Stelle dann produziert werden müsse. Einen selbstverständlichen Ausgleich wie beim Redispatch gebe es beim Einspeisemanagement nicht.

Es sei einfach im Rechtsrahmen zum Einspeisemanagement bisher nicht angelegt, entgegnete ein Gast. Man müsse den Ersatzbeschaffungsprozess in irgendeiner Form auf Basis von Planwerten gestalten. Es brauche eine Professionalisierung des Einspeisemanagements, sagte er weiter. Beim Entwurf des EEG habe man nicht mitgedacht und sei von kleinen Mengen ausgegangen. Wenn nun aber zum Teil Gigawatt fehlten, dann könne man das nicht einfach auf die Regelleistung abwälzen, sondern müsse einen organisierten Ausgleich schaffen.