

Pressehintergrundgespräch am 02.05.2017

Umweltminister Stefan Wenzel: Gutachten zur Energieversorgung

1. Präsentationsfolien für den einführenden Vortrag von Herrn Minister Wenzel
2. Presseinformation: Umweltminister Stefan Wenzel präsentiert Gutachten zur Energieversorgung: Netze und Strompreise entlasten - Konventionelle Kraftwerke müssen flexibler reagieren und früher vom Netz
3. Kurzzusammenfassung des vom MU in Auftrag gegebenen Gutachtens: Technische Mindestleistung des Kraftwerksparks bis zum Jahr 2030 in Niedersachsen und Deutschland
4. Positionspapier: Entlastung der Stromnetze durch eine Absenkung der Mindestleistung konventioneller Kraftwerke
5. Kurzanalyse des BNetzA-Berichts zur konventionellen Mindestleistung
6. Aktuelle Daten zu Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen



**Niedersächsisches Ministerium  
für Umwelt, Energie und Klimaschutz**



# **Konventionelle Kraftwerke verstopfen Stromnetze**

**Hintergrundgespräch von  
Minister Stefan Wenzel  
am 2. Mai 2017**



Niedersächsisches Ministerium  
für Umwelt, Energie und Klimaschutz

# Studie von:

efzn

Energie-Forschungszentrum  
Niedersachsen

Das EFZN ist ein gemeinsames  
wissenschaftliches Zentrum der  
Universitäten:



TU Clausthal

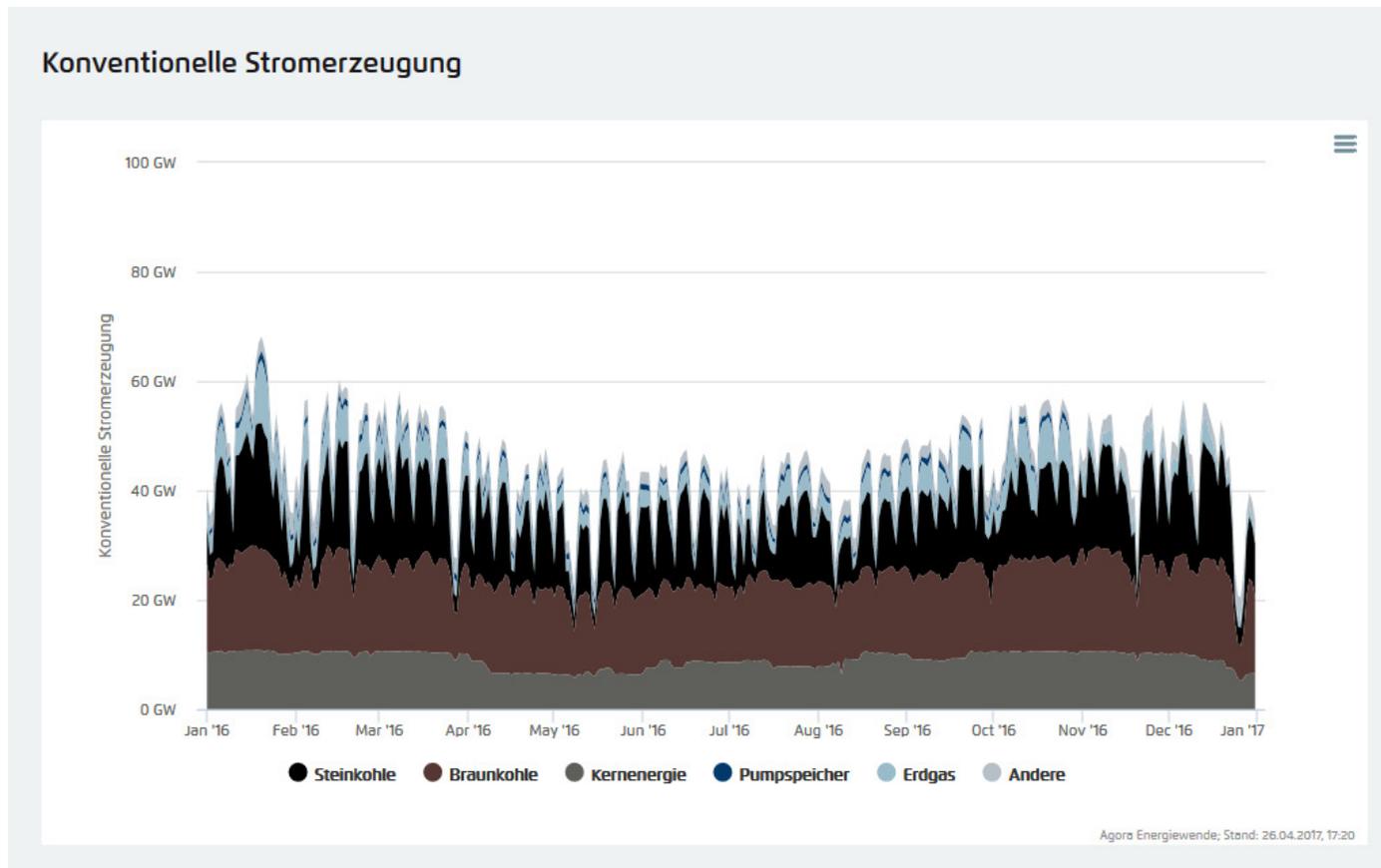


GEORG-AUGUST-UNIVERSITÄT  
GÖTTINGEN



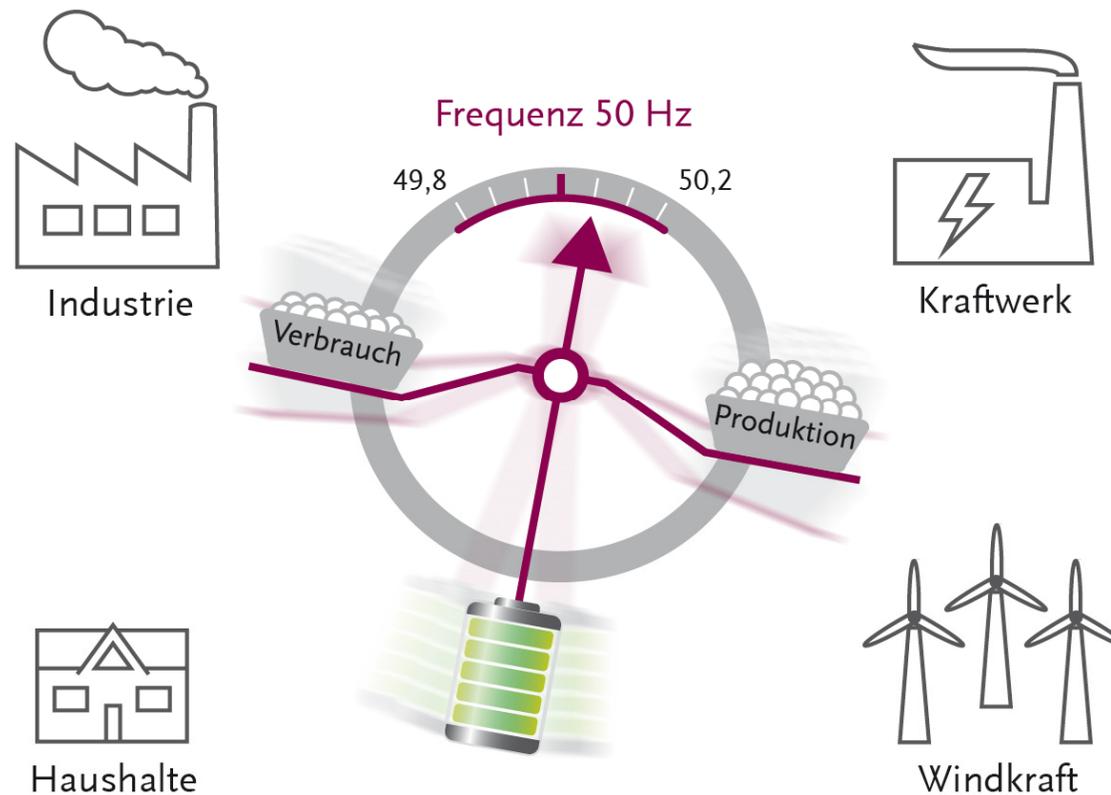


# Braunkohle und Atomkraft liegen fast wie ein „Brett“ in der Erzeugung!



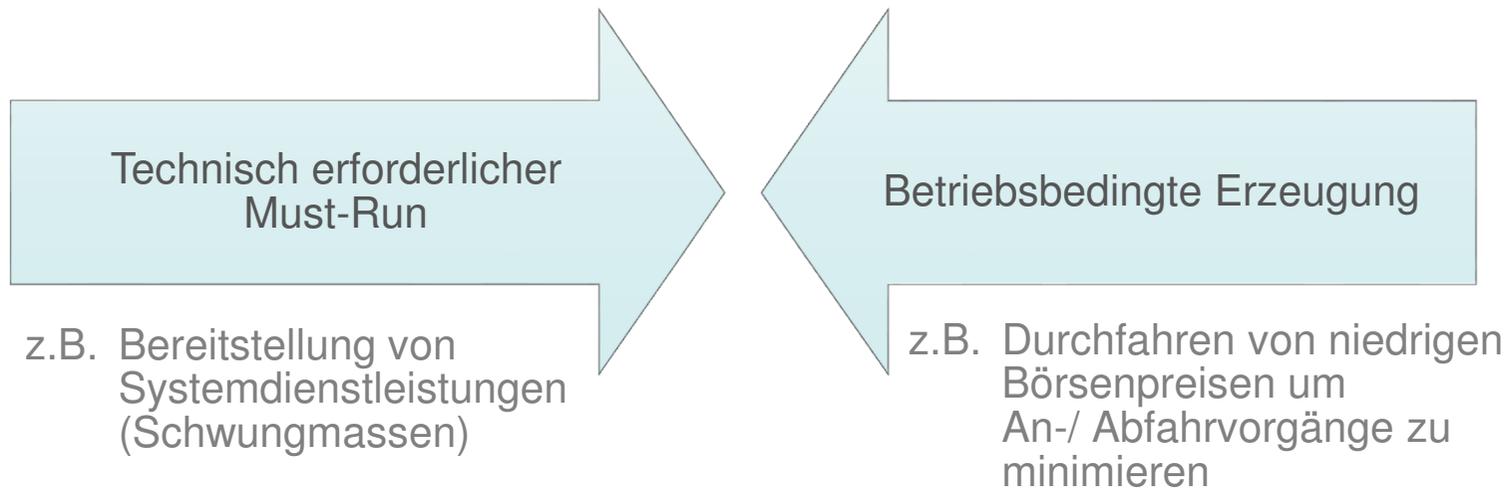


# Frequenz im Gleichgewicht halten erfordert derzeit Schwungmassen



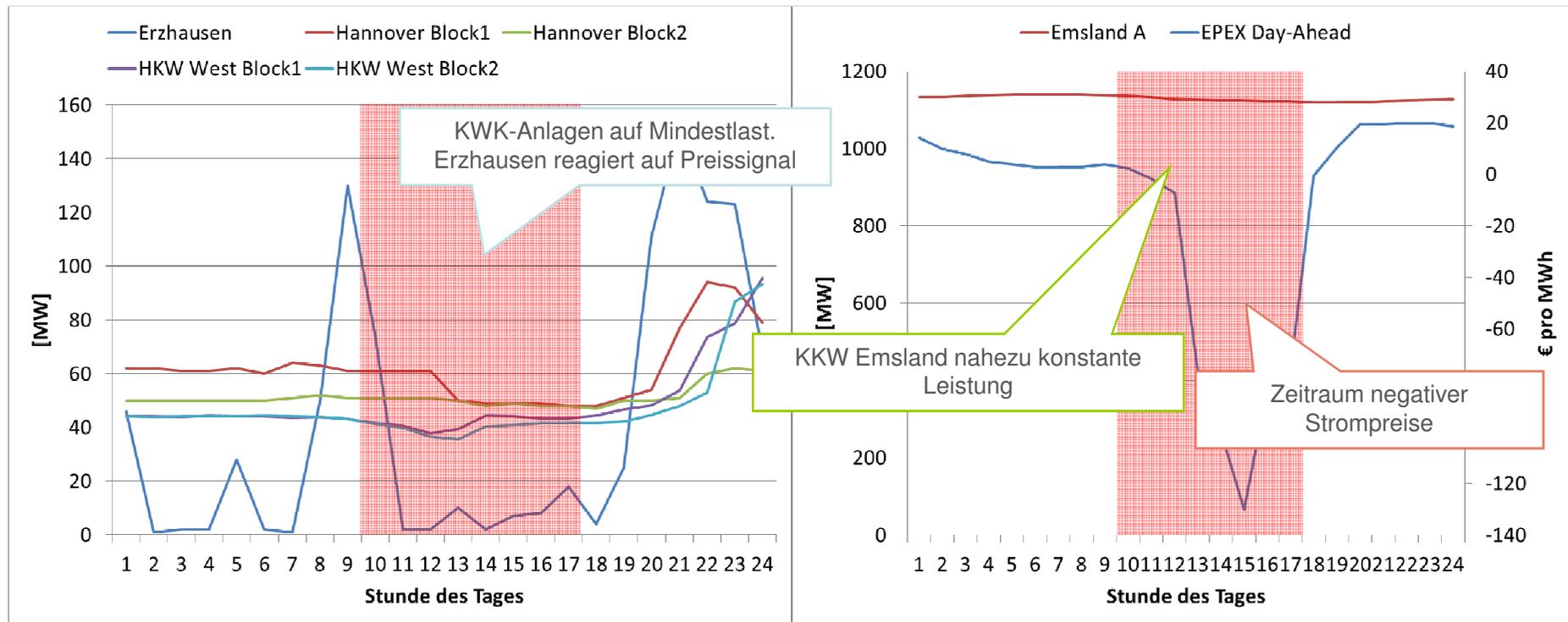


# Wir brauchen nur die zur sicheren Versorgung nötige konventionelle Erzeugung





## 08. Mai 2016 (Muttertag) – Einspeisung von nds. Atomkraftwerken Tag mit hoher EE-Einspeisung, wenig Last

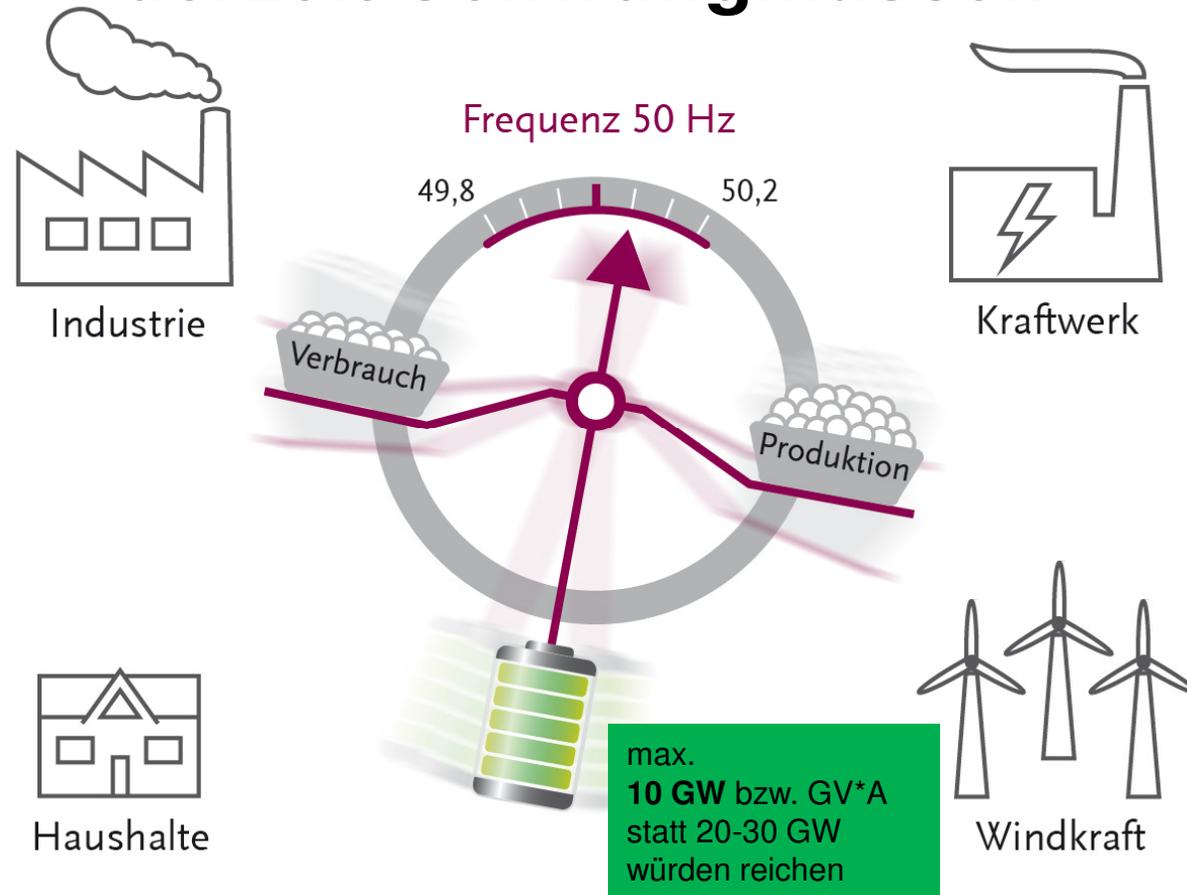


Der Bereich negativer Strompreise an der EPEX Day-Ahead ist rot markiert (bis zu -130 €/MWh)

Neun weitere Kraftwerke in Nds. über 100 MW waren am Muttertag nicht im Betrieb. Das AKW Grohnde war in Revision.



# Frequenz im Gleichgewicht halten erfordert derzeit Schwungmassen





# Was wir brauchen:

## **Fünf-Punkte-Programm zur Verringerung der konventionellen Dauerstromproduktion**

- Durchsetzen des Einspeisevorrangs für Erneuerbare Energien
- Mehr Transparenz bei der Netzsteuerung
- Entwicklung von Anreizen für flexiblen Betrieb konventioneller Kraftwerke
- Systemdienstleistungen zunehmend durch Erneuerbare Energien erbringen
- Keine Übertragung von Reststrommengen  
auf Atomkraftwerke im Netzausbaubereich



### Umweltminister Stefan Wenzel präsentiert Gutachten zur Energieversorgung: Netze und Strompreise entlasten - Konventionelle Kraftwerke müssen flexibler reagieren und früher vom Netz

Der Niedersächsische Umweltminister Stefan Wenzel hat am Dienstag (gestern) vor der Presse in Hannover ein Gutachten zur Stromproduktion präsentiert. Darin wird aufgezeigt, dass Braunkohle- und Atomkraftwerke kaum auf Lastschwankungen und negative Strompreise reagieren. Das belastet die Stromnetze und führe zu erhöhten Kosten für die Netzsteuerung sowie zur Abschaltung von erneuerbaren Energiequellen.

"Der Einspeisevorrang der Erneuerbaren wird ignoriert - mit erheblichen Folgekosten für die Verbraucher", sagte Wenzel. Mit Hilfe des Gutachtens sollte geklärt werden, wie die Stromnetze entlastet werden können. Dadurch könnten Kosten eingespart werden.

Gegenwärtig produzieren konventionelle Kraftwerke in Deutschland nahezu durchgehend etwa 25 Gigawatt Strom, selbst dann, wenn in hohem Maße Erneuerbare Energien (EE) zur Verfügung stehen. Professor Dr. Hans-Peter Beck und Professor Dr. Bernd Engel vom Energieforschungszentrum Niedersachsen (EFZN) haben mit Teams der TU Clausthal und der TU Braunschweig ermittelt, dass derzeit nicht einmal die Hälfte der konventionellen Leistung notwendig wäre, um das Stromnetz sicher zu betreiben.

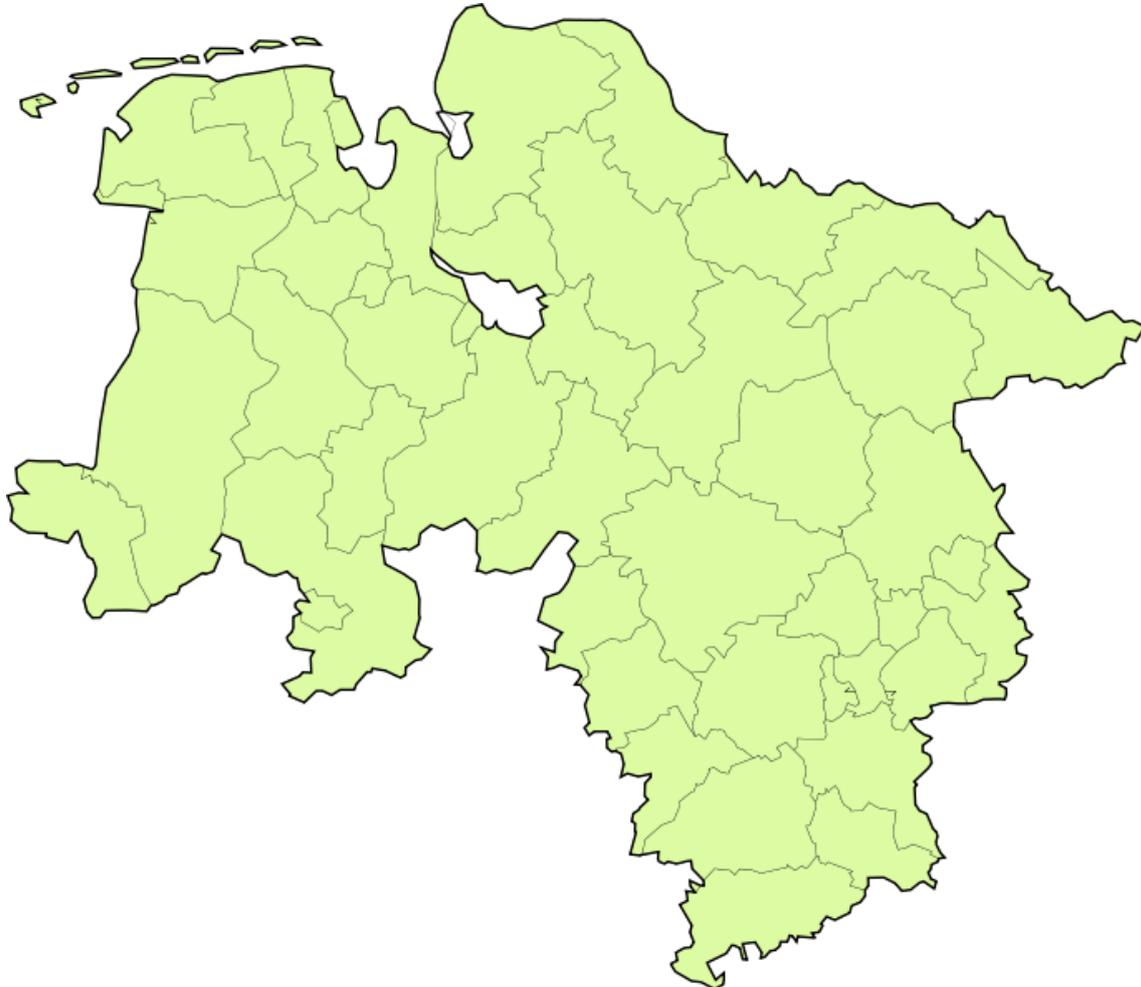
Minister Wenzel: "Die Engpässe im Stromnetz werden maßgeblich durch die Dauerstromproduktion konventioneller Kraftwerke verursacht. Wenn die konventionellen Kraftwerke ihre Produktion flexibler reduzieren oder früher vom Netz gehen, könnten auch die Verbraucher deutlich entlastet und der CO<sub>2</sub>-Ausstoß verringert werden!"

Zur Senkung der konventionellen Mindestleistung (sog. Must-Run) auf das erforderliche Maß stellte Minister Wenzel ein Fünf-Punkte-Programm vor:

- Durchsetzung des Einspeisevorrangs für Erneuerbare Energien
- Mehr Transparenz bei der Netzsteuerung
- Entwicklung von Anreizen für einen flexiblen Betrieb konventioneller Kraftwerke
- Reduzierung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes, indem die Systemdienstleistung zunehmend durch EE erbracht wird
- Keine Übertragung von Reststrommengen auf AKW im Netzausbaubereich.

PI Nr. Rudi Zimmeck Pressesprecher Archivstraße 2, 30169 Hannover	Tel.: (0511) 120-3426 Mobil: 0176-21534675	<a href="http://www.umwelt.niedersachsen.de">www.umwelt.niedersachsen.de</a> Twitter: <a href="https://twitter.com/NdsUmwelt">@NdsUmwelt</a> E-Mail: <a href="mailto:Rudi.Zimmeck@mu.niedersachsen.de">Rudi.Zimmeck@mu.niedersachsen.de</a>
--	---	---

# Technische Mindesterzeugung des Kraftwerksparks bis zum Jahr 2030 in Niedersachsen und Deutschland



**Erstellt für:**



Niedersächsisches Ministerium für  
Umwelt, Energie und Klimaschutz  
Hannover

Kurzfassung zum Angebot: MU-technischer\_must\_run\_2016-10

## AUFTRAGGEBER

Niedersächsisches Ministerium für  
Umwelt, Energie und Klimaschutz  
Archivstraße 2  
30169 Hannover

## AUFTRAGNEHMER



Energie-Forschungszentrum  
Niedersachsen (EFZN)

Am Stollen 19A  
38640 Goslar  
Tel.: 05321 3816-8000  
Fax: 05321 3816-8009  
E-Mail: [jpspringmann@efzn.de](mailto:jpspringmann@efzn.de)  
Web: [www.efzn.de](http://www.efzn.de)



TU Braunschweig  
Institut für Hochspannungstechnik und  
Elektrische Energieanlagen - elenia  
Schleinitzstraße 23  
38106 Braunschweig  
Tel.: 0531 391-7737  
Fax: 0531 391-9737  
E-Mail: [elenia@tu-braunschweig.de](mailto:elenia@tu-braunschweig.de)  
Web: [www.elenia.tu-bs.de](http://www.elenia.tu-bs.de)



TU Clausthal  
Institut für Elektrische Energietechnik und  
Energiesysteme  
Leibnizstraße 28  
38678 Clausthal-Zellerfeld  
Tel.: 05323 72-2299  
Fax: 05323 72-2104  
E-Mail: [info@iee.tu-clausthal.de](mailto:info@iee.tu-clausthal.de)  
Web: [www.iee.tu-clausthal.de](http://www.iee.tu-clausthal.de)

Projektleitung: Prof. Dr.-Ing. Hans-Peter Beck

Autoren:

Dr. Ing. Dirk Turschner (TUC - IEE)  
Lennart Beushausen, MSc. (TUC - IEE)  
Julian Gollenstede, MSc. (EFZ)

Prof. Dr.-Ing. Bernd Engel (EFZN, elenia)  
Florian Rauscher, MSc. (TU BS - elenia)  
Julia Seidel, MSc. (TU BS - elenia)  
Dipl.-Wirtsch.-Ing. Daniel Unger (TU BS - elenia)

## Zusammenfassung

In der Literatur existiert keine einheitliche Definition des Begriffes Must-Run. In dieser Kurzstudie wird Must-Run wie folgt definiert: Must-Run, oder konventionelle Mindesterzeugung, bezeichnet die notwendige Kapazität an im Betrieb befindlichen konventionellen Kraftwerken, welche zu einem bestimmten Zeitpunkt für einen sicheren und stabilen Netzbetrieb erforderlich ist. Diese Mindesterzeugung ist aus netztechnischer Sicht notwendig, um die Systemsicherheit zu gewährleisten. Aufgaben zur Systemsicherheit umfassen die Systemdienstleistungen, welche aktuell zum großen Teil von konventionellen Kraftwerken erbracht werden. An dieser Stelle wird demnach zwischen technisch erforderlichem Must-Run und betriebsbedingter Erzeugung unterschieden. Letztere umfasst bspw. auch die prozessbedingte Erzeugung. Aktuelle Studien geben eine minimale, konventionelle Erzeugung von ca. 20-30 GW in Deutschland an. Diese konventionellen Mindesterzeuger schränken die Möglichkeit für die Einspeisung aus erneuerbaren Energien ein.

Um eine Aussage zur konventionellen Mindesterzeugung und dessen Entwicklung zu treffen, wurden Publikationen der ÜNB als Grundlage herangezogen.

Mit Hilfe der EE-Erzeugung aus den Jahren 2012-2015, den Ergebnissen der Simulation ReLoS (Faulstich 2016-1) und den extrapolierten auf Niedersachsen bezogenen EE-Anteilen der BRD konnten stundenaufgelöste Zeitverläufe der Stützjahre 2020, 2025 und 2030 erzeugt und analysiert werden. Bei diesem Modellansatz wird in erster Näherung angenommen, dass Niedersachsen einen Anteil von 10% an der Gesamtleistung Deutschlands besitzt.

Die Ergebnisse zeigen, dass aus energetischer Sicht durch den Zubau der EE-Anlagen ab 2020 alle konventionellen Kraftwerke wenige Stunden im Jahr vollständig vom Netz genommen werden könnten, da zu diesen Zeitpunkten die EE-Anlagen ausreichend elektrische Energie anbieten. 2030 könnten sinngemäß alle konventionellen Kraftwerke für ca. 1150h abgeschaltet werden.

Da EE-Anlagen derzeit noch keinen Beitrag zur Momentanreserve erbringen, müssen konventionelle Kraftwerke bis auf weiteres diese Systemdienstleistung mittelfristig übernehmen. Der Beitrag zur Momentanreserve ist dabei stets proportional zur eingespeisten Kraftwerksleistung. Es ergeben sich daraus die in Tabelle 1 gezeigten Min/Max-Werte. Diese sind aufbauend auf den Modellansätzen dieser Kurzstudie jeweils für Niedersachsen und Deutschland, basierend auf deren spezifischen Kraftwerkspark, berechnet worden:

Tabelle 1: Technische Mindesterzeugung  $S_{MR}$  zur Aufrechterhaltung des Frequenzgradienten von 2 Hz/s bis 2030 bei Ausbau von EE-Anlagen. <sup>1</sup>Niedersachsen; <sup>2</sup>Deutschland; Netzanlaufzeiten entnommen aus: (50 Hertz 2014), (ENTSO-E 2016)

	2015		2020		2025		2030	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
$S_{MRN}/GVA^1$	0,51	1,13	0,60	1,06	0,42	0,96	0,39	1,40
$S_{MRD}/GVA^2$	4,9	10,8	5,5	9,7	4,2	9,6	3,9	14,0

Da in den Berechnungsansätzen keine EE-Drosselung, auch nicht bei einer Übererzeugung, vorgesehen ist, sind die Max-Werte von besonderer Wichtigkeit. Durch die Proportionalität von technischer Mindesterzeugung und Last im Übertragungsnetz müssen bei hohen Einspeisungen von EE-Anlagen mehr konventionelle Kraftwerke am Netz betrieben werden als bei mittleren Leistungen.

Dabei ist es zukünftig notwendig den Teillastbetrieb der konventionellen Kraftwerke von heute, der im Durchschnitt ca. bei 50% der Nennleistung liegt, zukünftig auf unter 35% zu verringern. Durch diese Maßnahmen kann eine konventionelle Mindesterzeugung, wie in der oberen Tabelle dargestellt, erlangt werden. Weitere Reduktionsmöglichkeiten dieser Mindesterzeugung sind mit bis dahin speziell für diesen Einsatz ausgelegten, zertifizierten EE-Anlagen, einer weiteren Verringerung des Teillastbetriebs oder einer Installation hoch flexibler neuerer Erzeugertechnologien ggf. mit Speichereinbindungen denkbar.

Eine Analyse des Szenarios für 2030 ergibt, dass mit den zu Grunde gelegten Erzeugungsstrukturen keine Erhöhung der konventionellen Mindesterzeugung ggü. 2015 notwendig ist. Dies gilt unter der Voraussetzung, dass das Potential der EE-Anlagen zur Erbringung weiterer Momentanreserve genutzt werden kann. Die benötigten Verfahren zur Erbringung der Systemstabilisierungspotenziale von EE-Anlagen werden anhand von Forschungsergebnissen, die aus der einschlägigen Literatur entnommen worden sind, und exemplarischen Lösungen aufgezeigt.

Zur Analyse des niedersächsischen Kraftwerksparks wurden Zeiträume mit sehr hoher EE-Einspeisung gewählt, um den Bedarf an Must-Run sowie die Lastgänge der einzelnen Kraftwerke zu untersuchen. Als Beispieltag wurde u.a. der 8. Mai 2016 ausgewählt, an dem zusätzlich eine geringe Last vorhanden war.

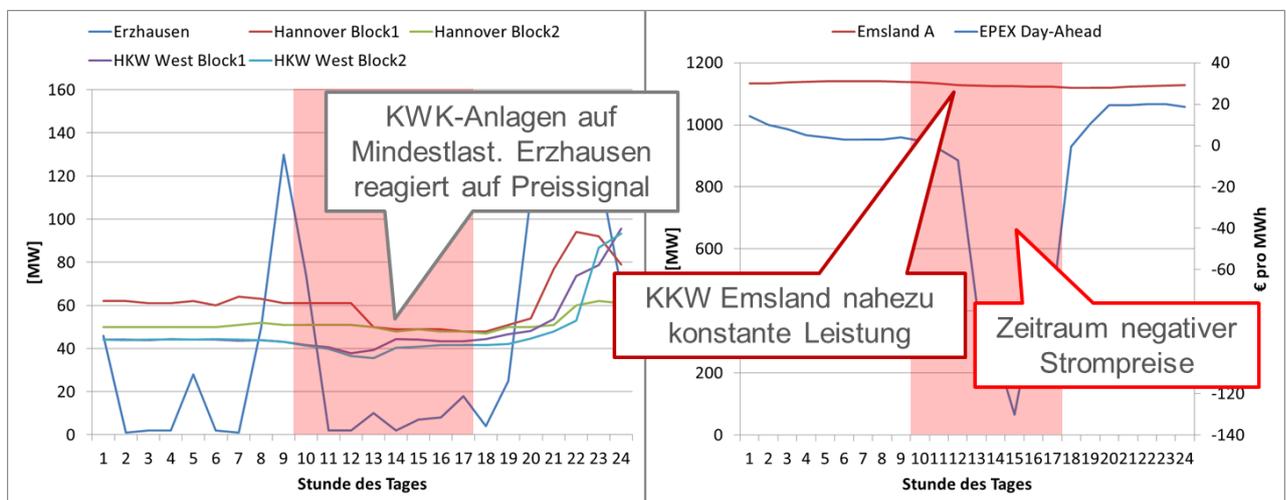


Abbildung 1: Fahrweise der am 08. Mai im Betrieb befindlichen niedersächsischen Kraftwerke (roter Bereich: negative Strompreise)

An den betrachteten Tagen (Abbildung 1) werden verschiedene Fahrweisen der Kraftwerke deutlich. Insgesamt schalten 9 von 15 betrachtete niedersächsische Kraftwerke über 100 MW am 08. Mai 2016 ab und reagieren damit offensichtlich auf Preissignale des Energiemarktes. Während das KKW Grohnde aufgrund einer Revision stillstand, reagiert das KKW Emsland trotz deutlich negativer Preise am EPEX Day-Ahead- und Intraday-Markt nicht mit einer Leistungsreduzierung, obwohl es technisch dazu in der Lage ist. Weitere Analysen von anderen Zeiträumen unterstützen diese Erkenntnis. Bei den anderen im Betrieb befindlichen Kraftwerken (KWK-Anlagen) sind weitere Restriktionen, z.B. durch Wärmeversorgung, Prozessdampf oder Netzrestriktionen zu berücksichtigen.

Bislang ungenutztes Potential zur weiteren Reduzierung konventioneller Mindesterzeugung und somit eine Erhöhung der eingespeisten Leistung aus erneuerbaren Energien sind vorhanden.

## Positionspapier von Stefan Wenzel

Niedersächsischer Minister für Umwelt, Energie und Klimaschutz

# Entlastung der Stromnetze durch eine Absenkung der Mindestleistung konventioneller Kraftwerke

### Ausgangslage

Die Stromnetze stoßen zunehmend an ihre Belastungsgrenzen. Im vergangenen Jahr mussten die Übertragungsnetzbetreiber bereits an mehr als 330 Tagen Maßnahmen zur Vermeidung von Netzengpässen durchführen. Im ersten Quartal dieses Jahres gab es sogar nur einen einzigen Tag, an dem keine dieser Maßnahmen erforderlich waren. Dabei wurden auch regenerative Stromerzeugungsanlagen in beträchtlichem Maße abgeregelt. Dies verdeutlicht, dass die Stromnetze fit gemacht werden müssen für die Energiewende. Die Erforderlichkeiten allein auf den Netzausbau zu reduzieren, greift jedoch zu kurz. Eine nachhaltige und energiewendeorientierte Netzplanung muss vielmehr auch die bestehenden Potentiale zur Netzentlastung effektiv einbinden.

Ein vertiefter Blick auf das Stromversorgungssystem zeigt, dass die Stromnetze in erheblichem Maße durch konventionelle Kraftwerke ausgelastet werden, die auch in Engpasssituationen nahezu durchgehend am Netz verbleiben und weiter Strom produzieren, zum Teil ohne für einen stabilen Netzbetrieb erforderlich zu sein. Grundsätzlich bedarf es derzeit noch einer gewissen konventionellen Mindestleistung zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen. Verschiedene Studien zeigen zugleich, dass die aktuelle konventionelle Dauerstromproduktion das für die Netzstabilität und die Versorgungssicherheit erforderliche Maß deutlich übersteigt. Diese Dauerstromproduktion geht damit im Kern oftmals auf die Inflexibilität insbesondere älterer Kohle- und Atomkraftwerke zurück. Das Resultat zeigt sich in den steigenden Eingriffen der Netzbetreiber, deren Kosten von den Stromverbraucherinnen und Stromverbraucher getragen werden müssen. Die Bundesnetzagentur hat die Höhe dieser Kosten im Jahr 2015 auf etwa eine Milliarde Euro beziffert.

Das aktuelle Engpassmanagement wirkt damit grundsätzlich wie eine indirekte Subvention für die wirtschaftlich bedingte Inflexibilität zahlreicher konventioneller Kraftwerke. Es bedarf daher einer grundlegenden Überarbeitung der entsprechenden Regelungen. Das Ziel muss darin bestehen, die konventionelle Mindestleistung konsequent auf das für die Netzstabilität und Versorgungssicherheit erforderliche Maß zu reduzieren, um so die Stromverbraucherinnen und Stromverbraucher zu entlasten und zusätzliche Netzkapazitäten in Engpasssituationen für regenerativ erzeugten Strom zu erschließen.

### Vorschlag für ein Fünf-Punkte-Programm zur Verringerung der konventionellen Mindestleistung

#### (1) Effektive Durchsetzung des Einspeisevorrangs für erneuerbare Energien

Der Einspeisevorrang für erneuerbarer Energien ist ein zentraler Stützpfeiler der Energiewende. Entsprechend dürfen regenerative Stromerzeugungsanlagen nur in absoluten Ausnahmefällen vor konventionellen Kraftwerken abgeregelt werden. Voraussetzung ist, dass die entsprechenden konventionellen Stromerzeugungsanlagen für die Netz- und Systemsicherheit erforderlich sind. Zugleich fehlt bislang eine trennscharfe Abgrenzung dieser für die Netzstabilität erforderlichen Mindestleistung von der vorrangig betriebswirtschaftlich motivierten Dauerstromproduktion inflexibler konventioneller Kraftwerke. Es bedarf daher transparenter, sachgerechter und handhabbarer Kriterien, anhand derer Netzbetreiber ermitteln können, welche Kraftwerke in Engpasssituationen zur Gewährleistung der Netzstabilität am Netz verbleiben müssen.

## (2) Transparenz der Netzsteuerung erhöhen

Bislang werden nur Engpassmanagementmaßnahmen, bei denen konventionelle Kraftwerke betroffen sind, auf einer gemeinsamen Plattform der Netzbetreiber veröffentlicht. Die Abregelung von EE-Anlagen im Rahmen von Einspeisemanagementmaßnahmen verbleibt dagegen vergleichsweise intransparent. Damit wird bspw. ein unabhängiges Controlling der Erforderlichkeit von Abregelungen regenerativer Stromerzeugungsanlagen erheblich erschwert. Um dies zu ändern, sollten zukünftig auch alle Einspeisemanagementmaßnahmen auf einer gemeinsamen Plattform der Netzbetreiber veröffentlicht werden. Dabei sollten auch die Gründe der Abregelung und ggfls. die Gründe, weshalb konventionelle Kraftwerke in der jeweiligen Engpassregion am Netz verblieben sind, nachvollziehbar dargestellt werden. Darüber hinaus sollte auch die Auslastung der Übertragungsnetze kontinuierlich auf einer gemeinsamen Plattform der Netzbetreiber veröffentlicht werden.

## (3) Anreize für einen flexiblen Betrieb konventioneller Kraftwerke stärken

Um die Anreize für einen flexiblen und netzdienlichen Betrieb konventioneller Kraftwerke zu stärken, sollten die Kosten des Engpassmanagements zukünftig nicht mehr allein von den Stromverbraucherinnen und Stromverbrauchern getragen werden. Vielmehr sollten diese Kosten über eine Netzbelastungsumlage verursachungsgerecht auf diejenigen konventionellen Kraftwerke umgelegt werden, die auch in Engpasssituationen Strom produzieren und das Netz entsprechend belasten. Dies stärkt die Wettbewerbsposition hochflexibler Kraftwerke und entlastet zugleich die Stromverbraucherinnen und Stromverbraucher.

## (4) Systemdienstleistungen zunehmend durch erneuerbare Energien erbringen

Nicht zuletzt vor dem Hintergrund der Deckungslücke im Hinblick auf das Klimaziel für 2020 sollten geeignete Optionen geprüft werden, mit denen der CO<sub>2</sub>-Footprint der konventionellen Mindestleistung weiter reduziert wird. Insbesondere sollten die für die Netzstabilität erforderlichen Systemdienstleistungen vorrangig von emissionsarmen Kraftwerken erbracht werden. Zeitnah sollten zudem verstärkt EE-Anlagen und Energiespeicher für Systemdienstleistungen genutzt werden.

## (5) Keine Übertragung von Reststrommengen auf Atomkraftwerke im Netzausbaugebiet

Die Bundesnetzagentur hat mit der zum 01.03.2017 erlassenen Netzausbaugebietsverordnung weite Teile Norddeutschlands zum Netzausbaugebiet erklärt. Konsequenzen ergeben sich bislang jedoch nur für den Ausbau der erneuerbaren Energien, der in diesen Regionen zukünftig deutlich ausgebremst wird. Konventionelle Anlagen bleiben dagegen unberücksichtigt, obwohl gerade hier geeignete Optionen zur Entlastung von Netzengpässen vorhanden wären. Dies betrifft insbesondere die Atomkraftwerke in Norddeutschland, deren Reststrommengenkontingente aller Voraussicht nach weit vor Auslaufen der Betriebsgenehmigungen erschöpft sein werden. Um eine zusätzliche Belastung der Netze zu vermeiden, sollte daher eine Übertragung von Reststrommengen auf die Atomkraftwerke im Netzausbaugebiet (AKW Emsland und AKW Brockdorf) unterbleiben.

## **Kurzanalyse des BNetzA-Berichts zur konventionellen Mindestenerzeugung**

Die Bundesnetzagentur hat im April 2017 den so genannten „Bericht zur Mindestenerzeugung“ nach § 63 Abs. 3a EnWG vorgelegt. Die gesetzliche Regelung sieht vor, dass in diesem Bericht neben der Höhe und der Entwicklung der Mindestenerzeugung insbesondere auch relevanten Einflussfaktoren sowie der Einfluss der Mindestenerzeugung auf die Einspeisung aus erneuerbaren Energien analysiert werden sollen.

### **Methodik und wesentliche Ergebnisse**

Die Bundesnetzagentur betrachtet für ihre Analyse einzelne Tage und Stunden aus dem Jahr 2015, die eine geringe Residuallast aufweisen und an denen an der Strombörse negative Preise aufgetreten sind. In den betrachteten Stunden haben jeweils zwischen 23.000 und 28.000 MW konventionelle Kraftwerke Strom ins Netz eingespeist. Etwa 70 Prozent dieser Stromerzeugung entfiel auf Braunkohle- und Atomkraftwerke.

Ausweislich der BNetzA betrug die aus netztechnischer Sicht notwendige Mindestleistung in den betrachteten Stunden zugleich nur 3.000 bis 4.500 MW. Die BNetzA hat in dieser Rechnung insbesondere die Systemdienstleistungen Regelleistung und Redispatch einbezogen. Einige implizite Systemdienstleistungen wie z.B. die Momentanreserve („Schwungmasse“) wurden dagegen nicht berücksichtigt.

Einen wesentlichen Grund für das Verhalten der Kraftwerksbetreiber, trotz negativer Strompreise weiter Strom zu produzieren, sieht die BNetzA in den technischen Inflexibilitäten der Anlagen. Die Kraftwerke können zum Teil für die wenigen Stunden mit negativen Großhandelspreisen nicht schnell genug herunter- und wieder heraufgefahren werden. Als weitere Gründe führt die BNetzA kontraproduktive ökonomische Anreize auf, die die Preissignale im Großhandel überlagern und so zu einer Dauerstromproduktion führen können. Dazu gehören insbesondere die so genannten vermiedenen Netzentgelte sowie die Regelungen zum Eigenverbrauch. Bei KWK-Anlagen kommen zudem bestehende Wärmelieferverpflichtungen hinzu.

### **Fachliche Einschätzung**

Der Bericht bestätigt die These, dass die derzeit zu beobachtende konventionelle Dauerstromproduktion die für die Netzstabilität erforderliche konventionelle Mindestleistung deutlich übersteigt. Das Ergebnis zeigt, dass die Stromnetze durch eine Absenkung der Dauerstromproduktion in Engpasssituationen erheblich entlastet werden könnten.

Anzumerken ist, dass die BNetzA in dem Bericht den Einfluss der konventionellen Dauerstromproduktion auf die Abregelungen von EE weitgehend ausklammert. Im Ergebnis wird der gesetzliche Auftrag zur Evaluation der Mindestenerzeugung nach § 63 Abs. 3a EnWG zumindest in diesem Punkt aus fachlicher Sicht nicht vollumfänglich erfüllt.

## Aktuelle Daten zu Redispatch- und Einspeisemanagement

Im Jahr 2016 wurden nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber an rund 330 von 366 Tagen Engpassmanagementmaßnahmen vorgenommen, im ersten Quartal 2017 an 89 von 90 Tagen. Im Hinblick auf die betroffenen Strommengen und die Kosten für die Stromverbraucher veröffentlicht die BNetzA so genannte Quartalsberichte. Aktuell liegen diese Berichte bis einschließlich zum dritten Quartal 2016 vor.

### Entwicklung der abgeregelten EE-Strommengen

	2011	2012	2013	2014	2015	1.-3. Quartal 2016
Ausfallarbeit [GWh]	421	385	555	1581	4722	2596
Anteil an der gesamten EEG-Stromerzeugung	0,41 %	0,33 %	0,44 %	1,35 %	2,5 %	
Entschädigungszahlungen [in Mio €]	33,5	33,1	43,7	82,7	478	258,1

Die Abregelungen von EE-Anlagen sind aufgrund der derzeitigen Netzproblematik (Stromangebot in Norddeutschland übersteigt die aktuellen Transportkapazitäten nach Süddeutschland) vorrangig in norddeutschen Bundesländern (SH, BB, MV, NI, ST) angefallen. Die meisten Abregelungen von EE-Anlagen fallen dabei mit großem Abstand in SH an.

### Entwicklung der Redispatch-Maßnahmen (Abregelung konventioneller Kraftwerke)

	2013	2014	2015	1.-3. Quartal 2016
Redispatchvolumen (inkl. Saldierungsgeschäfte)	4604 GWh	5197 GWh	16000 GWh	8070 GWh
Kosten	113,3 Mio €	185,4 Mio €	402,5 Mio €	101,9 Mio €

Die Abregelungen konventioneller Kraftwerke sind aufgrund der derzeitigen Netzproblematik (Stromangebot in Norddeutschland übersteigt die aktuellen Transportkapazitäten nach Süddeutschland) fast ausschließlich in den Regelzonen der Übertragungsnetzbetreiber Tennet und 50 Hertz angefallen. Eine darüber hinausgehende, bundesländerscharfe Darstellung der Abregelungen konventioneller Kraftwerke ist in den Berichten der BNetzA nicht enthalten.

### Ausblick auf 2017

Im Jahr 2017 wird der Umfang der Netzeingriffe aller Voraussicht nach in der Summe deutlich zunehmen. Hintergrund sind sehr umfangreiche Maßnahmen im Januar/Februar 2017, die in erheblichem Maße auf Verfügbarkeitsprobleme französischer Atomkraftwerke und einen entsprechend gestiegenen Stromimportbedarf Frankreichs zurückzuführen sind.