



---

# Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie nach § 63 Absatz 2a EnWG

---

*zur Wirksamkeit und Notwendigkeit der Maßnahmen nach den  
§§ 13a bis 13d sowie 13f, 13i und 13j sowie 16 Absatz 2a EnWG*

*Stand: Dezember 2018*

## **Impressum**

### **Herausgeber**

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)  
Öffentlichkeitsarbeit  
11019 Berlin  
[www.bmwi.de](http://www.bmwi.de)

### **Stand**

Dezember 2018

### **Gestaltung**

PRpetuum GmbH, 80801 München

### **Diese und weitere Broschüren erhalten Sie bei:**

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie  
Referat Öffentlichkeitsarbeit  
E-Mail: [publikationen@bundesregierung.de](mailto:publikationen@bundesregierung.de)  
[www.bmwi.de](http://www.bmwi.de)

### **Zentraler Bestellservice:**

Telefon: 030 182722721  
Bestellfax: 030 18102722721

Diese Publikation wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie im Rahmen der Öffentlichkeitsarbeit herausgegeben. Die Publikation wird kostenlos abgegeben und ist nicht zum Verkauf bestimmt. Sie darf weder von Parteien noch von Wahlwerbern oder Wahlhelfern während eines Wahlkampfes zum Zwecke der Wahlwerbung verwendet werden. Dies gilt für Bundestags-, Landtags- und Kommunalwahlen sowie für Wahlen zum Europäischen Parlament.

# Zusammenfassung

Die Regelungen der §§ 13a bis 13d sowie 13f, 13i und 13j und 16 Abs. 2a EnWG sowie die Verordnung zur Regelung der Beschaffung und Vorhaltung von Anlagen in der Netzreserve (Netzreserveverordnung – NetzResV) haben sich in der Praxis grundsätzlich bewährt. Im Rahmen einer Zusammenführung der Regelungen zum Engpassmanagement in §§ 13, 13a und 14 EnWG mit den Regelungen zum Einspeisemanagement nach dem EEG sind jedoch Anpassungen an der Netzreserve erforderlich. Diese stellen sicher, dass der einheitliche Redispatch-Rechtsrahmen und die Netzreserve zusammenpassen. Grundlegende Änderungen der Netzreserve sind damit nicht verbunden.

Die jüngsten Systemanalysen der Übertragungsnetzbetreiber zeigen, dass auch für die nächsten Jahre ein Bedarf bestehen wird, Reservekraftwerke für Redispatchmaßnahmen zu binden, um die Systemsicherheit gewährleisten zu können. Die hier überprüften Regelungen bieten insoweit ein bewährtes Instrument. Mit diesem Instrument können bestimmte Herausforderungen, die sich aus der gegenwärtigen Übergangsphase in der Stromversorgung ergeben, sachgerecht und angemessen adressiert werden. Das Instrument wird hingegen obsolet werden, sobald langfristige Lösungen erfolgreich implementiert sind. Dies ist insbesondere die Vollendung wichtiger Netzausbauprojekte, aber auch die zunehmende Nutzung von grenzüberschreitendem Redispatch oder die Implementierung von Maßnahmen, mit denen das bestehende Netz besser ausgenutzt werden kann.

# Inhalt

<b>1. Einleitung</b>	<b>3</b>
<b>2. Hintergrund</b>	<b>3</b>
2.1 Regelungsbedarf	3
2.2 Regelungsumfang	4
2.3 Beihilferechtliche Zulässigkeit der Regelungen	5
<b>3. Wirksamkeit der Maßnahmen</b>	<b>6</b>
3.1 Bindung von Reservekraftwerken	6
3.1.1 Gesetzliche Regelungen	6
3.1.2 Netzreserveverordnung	6
3.2 Systemrelevante Gaskraftwerke	7
<b>4. Notwendigkeit der Regelungen</b>	<b>8</b>
4.1 Bindung von Reservekraftwerken	8
4.2 Systemrelevante Gaskraftwerke	11
<b>5. Ausblick</b>	<b>11</b>
<b>6. Quellenverzeichnis</b>	<b>12</b>

# 1. Einleitung

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) führt gemäß § 63 Abs. 2a EnWG eine Evaluierung über die Wirksamkeit und Notwendigkeit von Maßnahmen nach §§ 13a bis 13d sowie 13f, 13i und 13j und 16 Absatz 2a EnWG und der Netzreserveverordnung durch. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie veröffentlicht zum 31. Dezember 2018 sowie für die Dauer des Fortbestehens der Maßnahmen mindestens alle zwei Jahre jeweils einen

Bericht über die Wirksamkeit und Notwendigkeit dieser Maßnahmen einschließlich der dafür entstehenden Kosten.

Im Mittelpunkt des aktuellen Berichts steht die Frage, ob sich diese Maßnahmen als für den Zweck geeignet und wirksam erwiesen haben. Darüber hinaus ist zu prüfen, ob dieser Zweck fortbesteht und die Maßnahmen auch zukünftig notwendig sind.

## 2. Hintergrund

### 2.1 Regelungsbedarf

Die im Rahmen des vorliegenden Berichts zu prüfenden Vorschriften wurden insbesondere dazu eingeführt, um den in den letzten Jahren deutlich gestiegenen Bedarf an Redispatch zu adressieren.

Der Handel mit Strom erfolgt innerhalb der einzelnen Gebotszonen unabhängig von Netzverfügbarkeiten. Gleichzeitig erzeugen zahlreiche Anlagen im Norden Deutschlands

günstig Strom, während sich zahlreiche Lastzentren eher im Süden der Republik befinden. Hinzu kommen weitere Faktoren, die das Transportaufkommen innerhalb Deutschlands erhöht haben bzw. erhöhen: Zum einen der Wegfall von Erzeugungsleistung aus Kernkraftwerken in Süddeutschland auf der Grundlage von § 7 Abs. 1a Atomgesetz (AtG) und zum anderen marktgetriebene Stromexporte in südliche Nachbarländer wie Österreich und Italien. Dies verursacht einen Transportbedarf in den Netzen, für welchen diese noch nicht hinreichend ausgebaut sind.

**Tabelle 1: Kosten für wesentliche Systemsicherheitsmaßnahmen in Mio. Euro**

Jahr	Redispatch (ÜNB) <sup>1</sup>	Countertrading (ÜNB)	Einspeisemanagement (ÜNB + VNB)	Netzreservekraftwerke Inland <sup>2</sup>	Netzreservekraftwerke Ausland	Kosten für alle Maßnahmen
2011	41,6	87,8	33,5	0,8	16,0	179,7
2012	164,8	0,1	33,1	7,9	17,8	223,7
2013	113,3	1,6	43,7	43,6	12,5	214,7
2014	185,4	1,3	183,0	46,9	19,5	436,1
2015	411,9	23,5	478,0	140,0	87,9	1141,3
2016	222,6	12,0	391,6	128,3	157,4	911,9
2017	391,6	29,2	609,9	264,6	215,9	1511,2

Quelle: Datenerhebung BNetzA<sup>3</sup>

- 1 Saldierte Kosten für Marktkraftwerke, national und grenzüberschreitend.
- 2 Leistungskosten inkl. Kosten für Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft und nicht separat ausgewiesene Arbeitskosten (Vorwärmung und Beheizung, Probestarts, Einsätze) gemäß Meldung der Übertragungsnetzbetreiber.
- 3 Die Werte entsprechen den aktuell der Bundesnetzagentur vorliegenden Daten (Stand: 30.11.2018) und können u. a. aufgrund von Datennachlieferungen von zuvor veröffentlichten Werten abweichen. Die Bundesnetzagentur veröffentlicht regelmäßig Berichte über Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen mit den jeweils aktuellen Daten, abrufbar unter [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netz\\_Systemsicherheit/Netz\\_Systemsicherheit\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netz_Systemsicherheit/Netz_Systemsicherheit_node.html).

Um die Systemsicherheit der Übertragungsnetze in kritischen Situationen zu erhalten, führen die Übertragungsnetzbetreiber in erheblichem Umfang Redispatchmaßnahmen durch. Unter Redispatch sind dabei Eingriffe in die markt-basierten Fahrpläne von Erzeugungseinheiten zu verstehen, die bestimmte Leitungsabschnitte vor einer Überlastung schützen sollen (BNetzA 2018). Droht an einer bestimmten Stelle im Netz ein Engpass, so werden Kraftwerke diesseits des Engpasses angewiesen, ihre Einspeisung zu drosseln. Anlagen jenseits des Engpasses müssen ihre Einspeiseleistung erhöhen. Auf diese Weise wird ein Lastfluss erzeugt, der dem Engpass entgegenwirkt. Auf die Leistungsbilanz haben diese Eingriffe keine Auswirkungen, da abgeregelte Mengen durch gleichzeitiges Hochregeln anderer Kraftwerke ausgeglichen werden (BNetzA 2018).

Um diese Maßnahmen durchführen zu können, benötigen die Übertragungsnetzbetreiber ausreichend sicher verfügbare Erzeugungskapazitäten. Sind hierfür voraussichtlich nicht mehr ausreichend aktive Kraftwerke in geeigneter Lage im innerdeutschen Markt oder aufgrund von grenzüberschreitenden Redispatch-Kooperationen vorhanden, müssen die Übertragungsnetzbetreiber die benötigten Kapazitäten in Form von Reservekraftwerken beschaffen. Dies sind Anlagen im Inland, die systemrelevant im Sinne von § 13b Absatz 2 Satz 2 EnWG sind, und – falls darüber hinaus Bedarf besteht – Anlagen im europäischen Ausland, die geeignet sind, zur Lösung der konkreten Systemsicherheitsprobleme in Deutschland beizutragen (BNetzA 2018).

## 2.2 Regelungsumfang

Das EnWG und die NetzResV sehen Regelungen vor, die sicherstellen sollen, dass den Übertragungsnetzbetreibern ausreichend Kapazitäten für die netzstabilisierenden Maßnahmen zur Verfügung stehen.

§ 13b Absatz 1 Satz 1 EnWG sieht vor, dass Betreiber von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie mit einer Nennleistung ab 10 Megawatt dazu verpflichtet sind, vorläufige oder endgültige Stilllegungen

ihrer Anlage oder von Teilkapazitäten ihrer Anlage dem systemverantwortlichen Betreiber des Übertragungsnetzes und der Bundesnetzagentur möglichst frühzeitig, mindestens aber zwölf Monate vorher anzuzeigen. Anlagen, die zur endgültigen Stilllegung angezeigt wurden, aber für die o.g. Maßnahmen benötigt werden, können vom systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 13b Absatz 5 EnWG als systemrelevant ausgewiesen werden. Sofern und soweit die Bundesnetzagentur die Systemrelevanzausweisung genehmigt, erwächst den betreffenden Kraftwerksbetreibern die Pflicht, ihre Erzeugungseinheiten in einem Zustand zu erhalten, der es den systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibern ermöglicht, die jeweilige Anlage effektiv zu Redispatch-Maßnahmen zu nutzen (§ 13b Absatz 4 Satz 3 EnWG). Auch Anlagen, bezüglich derer lediglich eine geplante vorläufige Stilllegung angezeigt wurde, die aber ebenso für die o.g. Maßnahmen benötigt werden, müssen sich für Redispatch-Anforderungen betriebsbereit halten und ihre Einspeisung auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers anpassen (§ 13b Absatz 4 Satz 4 EnWG). Darüber hinaus können bestimmte Gaskraftwerke als systemrelevant ausgewiesen werden (§ 13f EnWG), deren Gasnetzzugangskapazitäten sind dann vom Fernleitungsnetzbetreiber nur nachrangig einschränkbar (§ 16 Absatz 2a Satz 2 EnWG).

Entsprechend der auf Grundlage von § 13i EnWG erlassenen NetzResV erstellen die Übertragungsnetzbetreiber jährlich eine Systemanalyse, mit welcher sie den zukünftigen Reservebedarf ermitteln. Die Bundesnetzagentur überprüft diese Systemanalyse und stellt den Bedarf an Netzreserve abschließend fest. Die Übertragungsnetzbetreiber führen auf dieser Grundlage ein Interessenbekundungsverfahren durch und binden die notwendigen Reservekraftwerke.

Die Regelungen im EnWG und der NetzResV sollen die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in einer Übergangsphase gewährleisten, bis der nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) und dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) erforderliche Netzausbau so weit fortgeschritten ist, dass er den oben beschriebenen Transportbedarf erfüllen kann.

## 2.3 Beihilferechtliche Zulässigkeit der Regelungen

Am 20. Dezember 2016 hat die Europäische Kommission beschlossen, keine Einwände gegen die Netzreserve zu erheben, die am 26. Juli 2016 als vorübergehende Maßnahme in das deutsche Recht eingeführt wurde, da sie auf der Grundlage des Artikels 107 Absatz 3 Buchstabe c AEUV mit dem Binnenmarkt vereinbar ist. Die Entscheidung der Europäischen Kommission ist öffentlich verfügbar (Europäisches Beihilfenregister). Die Entscheidung der Europäischen Kommission gilt für den Zeitraum bis zum 30. Juni 2020.

Die aktuellen Regelungen zur Netzreserve sind damit zunächst für vier Jahre als beihilferechtlich zulässig eingestuft. Das Volumen der Netzreserve soll dabei um 1,0 GW bis Winter 2018/2019 und um zusätzliche 0,5 GW bis Winter 2019/2020, also insgesamt um 1,5 GW, reduziert werden im Vergleich zu einem Basisszenario (durch die BNetzA endgültig festgestelltes Volumen der Netzreserve für diesen Zeitraum ohne die unten genannten Maßnahmen), und zwar durch folgende Maßnahmen:

1. (i) Verbesserung der regionalen Steuerung des Erneuerbaren-Zubaus insbesondere durch die Einführung des Netzausbaugebiets im EEG 2017;
2. (ii) Verstärkte regionale Zusammenarbeit beim Redispatch durch Vereinbarungen mit Österreich<sup>4</sup> und gegebenenfalls weiteren Mitgliedstaaten<sup>5</sup>;
3. (iii) Flexibilisierung der Nachfrageseite durch verstärkte Nutzung abschaltbarer Lasten, u. a. im Rahmen der AbLaV sowie auf den Regelenenergiemärkten;
4. (iv) Effizienzsteigerung beim regulären Redispatch durch verbesserte Zusammenarbeit zwischen den Netzbetreibern und die Integration des Einspeisemanagements von Erneuerbaren Energien und KWK-Anlagen in die Redispatch-Prozesse.<sup>6</sup>

Die Maßnahmen sollen zum Winter 2019/2020 effektiv wirken und dann eine langfristige Reduktion um 1,5 GW sicherstellen.

4 Derzeit besteht eine solche Kooperation mit Österreich, welche den deutschen Übertragungsnetzbetreibern gesichertes Redispatchpotenzial von 1,0 GW (ab 01.10.2018) bzw. 1,5 GW (ab 01.10.2019) in Österreich zur Verfügung stellt.

5 Der Verordnung (EU) 2015/1222 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement folgend arbeiten europäische Übertragungsnetzbetreiber daran, Methoden für koordiniertes Redispatching von grenzübergreifender Bedeutung zu konzipieren und zu implementieren. Dies soll es allen Übertragungsnetzbetreibern ermöglichen, Engpässe unabhängig ihrer lokalen Ursache wirksamer zu beheben.

6 Diese Maßnahme soll es den Übertragungsnetzbetreibern ermöglichen, die Effizienz des Redispatch zu erhöhen. Dazu sollen die Übertragungsnetzbetreiber dann auf EE- und KWK-Anlagen zurückgreifen, wenn diese im Vergleich mit konventionellen Kraftwerken deutlich effizienter den Netzengpass beheben können. Damit sollen insgesamt weniger Anlagen abgeregelt oder hochgefahren werden müssen und letztlich Netzreserve eingespart werden.

## 3. Wirksamkeit der Maßnahmen

### 3.1 Bindung von Reservekraftwerken

#### 3.1.1 Gesetzliche Regelungen

Das EnWG sieht vor, dass Betreiber von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von Energie mit einer Leistung ab 10 MW verpflichtet sind, die geplante Stilllegung mindestens zwölf Monate im Voraus beim verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber und der Bundesnetzagentur anzukündigen und es innerhalb dieser Frist zu unterlassen, die betreffende Anlage stillzulegen. Sie haben dabei anzugeben, ob eine vorläufige oder endgültige Stilllegung beabsichtigt ist. Der jeweils verantwortliche Übertragungsnetzbetreiber prüft sodann, ob die für die endgültige Stilllegung vorgesehene Anlage systemrelevant ist und ihre endgültige Stilllegung daher zu unterbleiben hat. Ergibt die Prüfung, dass eine Anlage systemrelevant ist, stellt er einen entsprechenden Antrag bei der Bundesnetzagentur, welche die Sach- und Rechtslage prüft und die Ausweisung der Systemrelevanz gegebenenfalls genehmigt.

Die Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste (KWSAL) enthält die bei der Bundesnetzagentur nach § 13b Absatz 1 EnWG eingegangenen Stilllegungsanzeigen der Erzeugungs- und Speicheranlagenbetreiber. Bislang sind 108 Stilllegungsanzeigen bei der Bundesnetzagentur und den Übertragungsnetzbetreibern eingegangen (BNetzA 2018a). Von diesen Kraftwerksblöcken wurden jedoch 21 lediglich zur geplanten vorläufigen Stilllegung angezeigt, sodass diese unabhängig von einer Systemrelevanzausweisung und Genehmigung bei Bedarf nach § 13 Absatz 1 EnWG jederzeit für Redispatch-Maßnahmen verfügbar zu halten sind. Von den 87 zur endgültigen Stilllegung angezeigten Blöcken mit einer gesamten Netto-Nennleistung von 16.432,0 MW haben die Übertragungsnetzbetreiber 20 Kraftwerksblöcke mit einer Netto-Nennleistung in Höhe von insgesamt 3.881,5 MW als systemrelevant im Sinne des § 13b Abs. 5 EnWG ausgewiesen. Hiervon hat die Bundesnetzagentur bislang insgesamt für 19 Kraftwerksblöcke mit einer Netto-Nennleistung in Höhe von insgesamt 3.849,9 MW die Systemrelevanz nach § 13b Abs. 5 EnWG genehmigt. Hinsichtlich weiterer drei Kraftwerksblöcke mit einer Netto-Nennleistung in Höhe von insgesamt 717,7 MW prüfen die Übertragungsnetzbetreiber gegenwärtig die Systemrelevanz. Die übrigen 63 zur endgültigen Stilllegung angezeigten Kraftwerksblöcke mit einer

Netto-Nennleistung in Höhe von insgesamt 11.760,6 MW wurden bereits von den Übertragungsnetzbetreibern als nicht systemrelevant im Sinne des § 13b Abs. 5 EnWG eingestuft und können daher stillgelegt werden. Es wurden bereits 51 Kraftwerksblöcke mit insgesamt 9.844,1 MW endgültig stillgelegt (Stand 24.10.2018).

Die beschriebenen Regelungen haben sich in der Praxis bewährt. Sie ermöglichen den Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur, das für die Systemsicherheit der Übertragungsnetze erforderliche Redispatchpotenzial zu sichern, indem sie sowohl für geplante vorläufige als auch für geplante endgültige Stilllegungen ein Instrumentarium zur Verfügung stellen. Dabei wird die Verpflichtung auf diejenigen Anlagen begrenzt, die aus Gründen der Systemsicherheit zwingend benötigt werden.

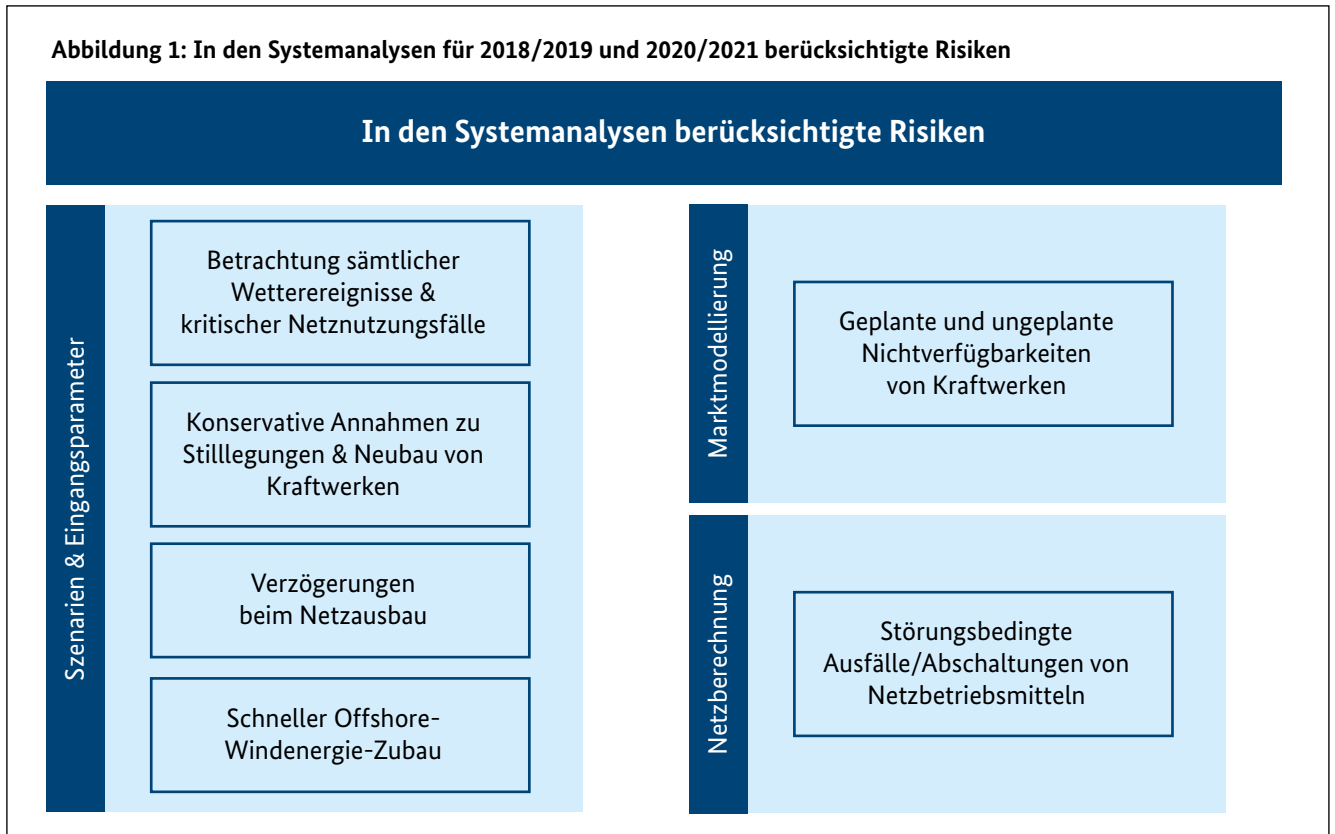
#### 3.1.2 Netzreserveverordnung

Der Kontrahierung von Reservekraftwerken nach der NetzResV geht eine Bestimmung des Reservebedarfs mittels einer Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber voraus. Sie berücksichtigt die in der Abbildung 1 dargestellten Risiken für die Systemsicherheit der Übertragungsnetze.

Anhand ausgewählter Netznutzungsfälle und mit Hilfe einer Marktmodellierung wird der Reservebedarf ermittelt. Der Redispatchbedarf wird zunächst durch Kraftwerke, die am Markt agieren und betriebsbereit gehalten werden, gedeckt. Entsteht eine Differenz zwischen dem Redispatchbedarf und den tatsächlich geeigneten, am Markt agierenden Kraftwerken, so resultiert ein Reservebedarf in dieser Höhe. Dieser Reservebedarf wird gedeckt durch a) Anlagen, die derzeit nicht betriebsbereit sind und auf Grund ihrer Systemrelevanz auf Anforderung der Betreiber von Übertragungsnetzen wieder betriebsbereit gemacht werden müssen, b) systemrelevante Anlagen, für die die Betreiber eine vorläufige oder endgültige Stilllegung nach § 13b Absatz 1 Satz 1 angezeigt haben, und c) geeignete Anlagen im europäischen Ausland. Für die Winter 2018/2019 und ausgewählte weitere Jahre hat die Bundesnetzagentur auf Grundlage der Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber im Mai 2018 folgenden Reservebedarf (Tabelle 2) bestätigt.



Abbildung 1: In den Systemanalysen für 2018/2019 und 2020/2021 berücksichtigte Risiken



Quelle: BNetzA 2018

Tabelle 2: Prognose Redispatch- und Reservebedarf (nach BNetzA 2018)

Jahr	Redispatchbedarf (gesamt) in GW	hiervon Anteil Reservekraftwerke in GW (Reservebedarf)
Winter 2018/2019	12,7	5,7
Winter 2020/2021	11,6	4,6

Quelle: BNetzA 2018

Das in der NetzResV geregelte Verfahren hat sich im Wesentlichen bewährt. Es besteht kein grundlegender Änderungsbedarf an dem mehrstufigen Verfahren aus Systemanalyse, Bestätigung des Bedarfs, Interessenbekundungsverfahren und Kontrahierung der notwendigen Kraftwerke. Verbesserungen im Detail sollen im Rahmen der Integration des Einspeisemanagements in den Rechtsrahmen für Redispatch vorgenommen werden. Mit der geplanten Regelung wird den ÜNB vorgegeben, wie sie mit einer Kollision von Einspeisevorrang von EE- und KWK-Anlagen mit der Nachrangigkeit der Netzreserve umzugehen haben. In diesem Fall sollen die ÜNB Anlagen der Netzreserve auch dann heranziehen, wenn noch nicht alle sonstigen Optionen ausgeschöpft sind. Dies vermeidet, dass die ÜNB zusätzliche

EE- oder KWK-Anlagen abregeln müssen, um die Nachrangigkeit der Netzreserve einzuhalten.

### 3.2 Systemrelevante Gaskraftwerke

Die Regelungen § 13f und § 16 Abs. 2a sind in das Gesetz aufgenommen worden, um für das Stromnetz vergleichbare Situationen wie den Gasversorgungsengpass im Februar 2012 zu vermeiden. Eine vergleichbare Situation kann heute dank der erwähnten Regelungen und dem Zubau von Gasnetzinfrastruktur mit großer Wahrscheinlichkeit nicht mehr eintreten.

# 4. Notwendigkeit der Regelungen

## 4.1 Bindung von Reservekraftwerken

Seit 2011 kontrahieren die Übertragungsnetzbetreiber Reservekraftwerke. Die Abrufhäufigkeit schwankt in

den verschiedenen Wintern, unter anderem abhängig vom jeweiligen Wetter.

### Zusammenfassung der Reserveeinsätze im Winter 2014/2015

	Tage	Summe angeforderte Leistung in MW	Einsatz-Durchschnitt in MW	MWh Summe
Dezember	2	1.634	817	18.949
März	3	8.303	2.768	143.784
April	2	7.108	3.554	53.207
	7		2.435	215.940

Quelle: ÜNB Statusmeldungen

### Zusammenfassung der Reserveeinsätze im Winter 2015/2016

	Tage	Summe angeforderte Leistung in MW	Einsatz-Durchschnitt in MW	MWh Summe
Oktober	3	570	190	4.295
November	15	16.957	1.130	154.718
Dezember	16	13.594	850	243.673
Januar	14	16.182	1.079	265.213
Februar	16	16.716	1.045	266.573
März	17	8.765	584	163.702
April	12	8.626	719	122.038
	93		790	1.220.212

Quelle: ÜNB Statusmeldungen

### Reserveeinsätze Winter 2016/2017

	Tage	Summe angeforderte Leistung in MW	Einsatz-Durchschnitt in MW	MWh Summe
Oktober	10	1.010	389	49.674
November	14	1.687	714	151.782
Dezember	18	1.815	584	163.974
Januar	24	3.324	1.866	871.150
Februar	21	2.682	1.334	469.234
März	15	1.648	698	143.945
April	6	979	500	41.143
Gesamt/ Durchschnitt	108	1.891	865	1.890.902

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

### Reserveeinsätze Winter 2017/2018

	Tage	Maximal angeforderte Leistung in MW	Einsatz-Durchschnitt in MW	MWh Summe
Oktober	20	1.516	437	154.074
November	16	2.098	627	220.742
Dezember	12	1.058	519	139.891
Januar	16	1.665	570	174.133
Februar	16	1.134	547	155.387
März	25	1.379	660	295.214
Gesamt / Durchschnitt	105			1.139.441

Quelle: ÜNB Redispatch-Meldungen

Die hier überprüften Regelungen sind auch nach der Auftrennung der deutsch-österreichischen Gebotszone und der damit verbundenen Reduzierung des Redispatch-Bedarfs weiterhin notwendig. Dies beruht auf mehreren Faktoren, vor allem auf Verzögerungen beim Netzausbau:

- Die Gesamtlänge der Leitungen, die sich aus dem EnLAG ergeben, liegt aktuell bei rund 1.800 km.
- Im zweiten Quartal 2018 wurden rund 21 Leitungskilometer fertiggestellt. Insgesamt sind rund 1.150 km genehmigt und davon rund 800 km realisiert, das sind knapp 45 Prozent der Gesamtlänge. Weitere rund 20 km befinden sich in laufenden Raumordnungsverfahren und rund 600 km vor dem bzw. im Planfeststellungsverfahren.
- Die Übertragungsnetzbetreiber rechnen mit einer Fertigstellung von knapp 70 Prozent der EnLAG-Leitungskilometer bis Ende 2020. Noch keines der Vorhaben mit Pilotstrecken für Erdkabel ist vollständig in Betrieb. Es läuft aktuell der Testbetrieb für das erste 380-kV-Erdkabel-Pilotprojekt in der Gemeinde Raesfeld.

Der Grund für die starken zeitlichen Verzögerungen gegenüber der Planung liegt in nur schleppend verlaufenden Planungs- und Genehmigungsverfahren. Eine Übersicht über die aktuellen Verfahrensstände kann jederzeit bei der Bundesnetzagentur im Rahmen des EnLAG-Monitoring eingesehen werden (BNetzA 2018b).

#### Entwicklung Kernkraftwerkspark in Süddeutschland:

In den kommenden Jahren bis zum endgültigen Ausstieg in 2022 werden weitere Kernkraftwerke in Süddeutschland vom Netz gehen (Tabelle 3).

Diese Kraftwerke produzieren gegenwärtig marktgetrieben Strom, so dass sie das Transportaufkommen nach Süddeutschland und damit den Bedarf an Redispatch reduzieren. Ihr Wegfall wird diesen Bedarf erhöhen (Tabelle 2), insbesondere wenn keine größeren Fortschritte beim Netzausbau erzielt werden sollten.

**Zubau erneuerbare-Energien-Anlagen:** Der Ausbau der erneuerbaren Energien hat in den letzten Jahren eine erhebliche Dynamik gezeigt, mit welcher der Ausbau der

**Tabelle 3: Kernkraftwerke Süddeutschland mit spätestem Stilllegungsdatum gemäß § 7 Abs. 1a AtG**

Kernkraftwerk, Leistung in MW (netto)	späteste Stilllegung nach § 7 Abs. 1a AtG
Philippsburg 2, 1.402 MW	31.12.2019
Gundremmingen C, 1.288 MW	31.12.2021
Isar 2, 1.410 MW	31.12.2022
Neckarwestheim 2, 1.310 MW	31.12.2022

Quelle: BMWi

Netze nicht Schritt gehalten hat. Insbesondere der Strom aus den zahlreichen Windenergieanlagen im Norden und Osten Deutschlands verursacht erheblichen Transportbedarf. Obgleich vom Gesetzgeber steuernd in den Zubau von Windenergieanlagen in Norddeutschland eingegriffen wurde, konnte der Netzausbau den „Ausbaurückstand“ der vergangenen Jahre noch nicht aufholen.

Es wird daher auch zukünftig erheblicher Bedarf für Redispatchmaßnahmen bestehen. Sofern kein neues Redispatchpotenzial durch Zubau von Kapazitäten erschlossen werden kann – was angesichts der deutschland- und europaweiten Überkapazitäten nicht zeitnah zu erwarten ist – bedarf es daher eines Instruments, mit dem bestehende Kraftwerke gebunden werden können.

Die Tabelle 4 führt die nationalen Netzreservekraftwerke für den Winter 2018/2019 auf.

**Tabelle 4: Nationale Netzreservekraftwerke 2018/2019**

	Kraftwerk	Einspeiseleistung (MW)
Uniper Kraftwerke GmbH	Irsching 3	375
Uniper Kraftwerke GmbH, Ulrich Hartmann (Irsching)	Irsching 4	545
Gemeinschaftskraftwerk Irsching GmbH	Irsching 5 GT1	282
Gemeinschaftskraftwerk Irsching GmbH	Irsching 5 GT2	282
Gemeinschaftskraftwerk Irsching GmbH	Irsching 5 DT	282
Uniper Kraftwerke GmbH	Ingolstadt 3	375
Uniper Kraftwerke GmbH	Ingolstadt 4	386
Steag GmbH	Bexbach	726
Steag GmbH	Weiher III	655,6
Uniper Kraftwerke GmbH	Staudinger 4	580
EnBW AG – Heizkraftwerk Altbach/Deizisau	ALT HKW 1	433
EnBW AG – Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach III DT	263,5
EnBW AG – Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach III GT(solo)	85
EnBW AG – Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach II GT	77,4
EnBW AG – Rheinhafendampfkraftwerk Karlsruhe	RDK 4S	342
Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG	Kraftwerk Mainz KW 2 (Dampfteil)	255,5
EnBW AG – Heizkraftwerk Heilbronn	HLB 5	125
EnBW AG – Heizkraftwerk Heilbronn	HLB 6	125
EnBW AG – Kraftwerk Walheim	WAL 1	96
EnBW AG – Kraftwerk Walheim	WAL 2	148
Entega AG	GTKW Darmstadt	94,6
UPM GmbH	Schongau, Dampfkraftwerk	64,0
<b>Summe</b>		<b>6.597,6</b>

Quelle: BNetzA 2018

Darüber hinaus wurde für den Winter 2018/2019 auf Basis der Bedarfsfeststellung 2018 keine ausländische Netzreserve durch die Übertragungsnetzbetreiber kontrahiert.

## 4.2 Systemrelevante Gaskraftwerke

Es ist aus Versorgungssicherheitsgründen auch weiterhin erforderlich, systemrelevante Gaskraftwerke bevorzugt gegenüber anderen Gasverbrauchern, die nicht in den Schutzbereich des § 53a EnWG fallen, zu behandeln. Auf diese Weise kann sichergestellt werden, dass sie im Bedarfsfall verfügbar und einsatzbereit sind. Die vorsorgende Regelung nach § 16 Abs. 2a EnWG ist vor diesem Hintergrund zu sehen. Ein systemrelevantes Gaskraftwerk sollte auch in Zukunft in seiner Gasversorgung nicht eingeschränkt werden können,

wenn es für die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems benötigt wird und der Übertragungsnetzbetreiber bereits alle verfügbaren netz- und marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 Absatz 1 EnWG ausgeschöpft hat. Allerdings verlangt § 13 Abs. 3 von den Übertragungsnetzbetreibern, die Auswirkungen auf die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Gasversorgungssystems angemessen zu berücksichtigen. Instabilitäten im Stromnetz dürfen sich nicht auf die Systemsicherheit im Gasnetz auswirken. Es ist sachgerecht, dass die Privilegierung des § 16 Abs. 2a EnWG nur in Bezug auf solche Gaskraftwerke zur Anwendung kommt, die von den Übertragungsnetzbetreibern im Sinne von § 13f EnWG als systemrelevant ausgewiesen wurden und dies entsprechend von der Bundesnetzagentur genehmigt worden ist.

# 5. Ausblick

Die beschriebenen Maßnahmen sind als Übergangsinstrument konzipiert. Während die volkswirtschaftlich langfristig sinnvollste Lösung im weiteren deutlichen Netzausbau liegt, können möglicherweise mittelfristig, gegebenenfalls in Ergänzung zur oder als Ersatz der Netzreserve, weitere Maßnahmen erforderlich werden. Dies können unter anderem die Nutzung ausländischer Potenziale für grenzüberschreitenden Redispatch oder innovative Betriebsführungskonzepte zur höheren Auslastung des bestehenden Netzes sein.

Dabei ist zwischen zwei Fragen zu unterscheiden: Zum einen bestehen regionale Herausforderungen im Übertragungsnetz fort, für welche die Regelungen im EnWG und der NetzResV eine vorübergehende Lösung bieten. Zum anderen entstehen durch das Legislativpaket der EU „Clean Energy for all Europeans“ neue Herausforderungen im Netzbetrieb und beim Redispatch. Die vorläufige Einigung im Trilog zur EU-Strombinnenmarkt-Verordnung sieht für den grenzüberschreitenden Stromhandel einen Zielwert von 75 % der Interkonnektorkapazität vor. Mitgliedstaaten, die einen Maßnahmenplan für den Netzausbau und die bessere Netz-

auslastung beschließen, haben bis 2025 Zeit, um diesen Zielwert durch eine schrittweise Erhöhung der Handelskapazitäten zu erreichen. Die Umsetzung langfristiger Maßnahmen – sowohl was den Netzausbau als auch was weitere Maßnahmen angeht – benötigt allerdings Zeit. Dies bedeutet, dass die Maßnahmen in EnWG und NetzResV weiterhin als Übergangsinstrument benötigt werden. Und auch bei Fortgeltung dieses Instruments müssen voraussichtlich weitere Herausforderungen adressiert werden:

So sind die für den Einsatz ausländischer Reservekraftwerke erforderlichen Netzkuppelkapazitäten nicht in beliebiger Höhe verfügbar. Zudem werden auch im Ausland Kraftwerke endgültig stillgelegt, was gegebenenfalls das verfügbare Redispatchpotential beeinträchtigen könnte.

Ebenso wichtig ist, dass Redispatch nicht die einzige mögliche Option darstellt, um die Systemsicherheit im Übertragungsnetz zu gewährleisten. Sollte die Differenz zwischen Handelsströmen und Transportfähigkeit der Netze noch weiter auseinanderlaufen und einen Redispatchbedarf erzeugen, für den – auch im Ausland – nicht ausreichend

Kapazitäten vorhanden sind oder für den die fehlerfreie praktische Handhabbarkeit nicht mehr hinreichend sicher gewährleistet werden kann, müssen mittelfristig weitere Maßnahmen geprüft werden. Dabei kommen als Maßnahmen vor allem in Betracht:

- Einführung einer Regionalkomponente im EEG
- Verstärkte regionale/multilaterale Zusammenarbeit beim Redispatch

- Zunehmende Nutzung von unterbrechbaren Lasten
- Verbesserungen bei Redispatch-Planung und Durchführung

Diese Maßnahmen müssten implementiert werden, bis der Netzausbau in ausreichendem Maße umgesetzt worden ist.

## 6. Quellenverzeichnis

**Bundesnetzagentur 2018:** *Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2018/2019 sowie das Jahr 2020/2021* vom 27. April 2018 (BNetzA 2018)

[www.bundesnetzagentur.de/netzreserve](http://www.bundesnetzagentur.de/netzreserve)

**Bundesnetzagentur 2018a:** *Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste der Bundesnetzagentur*, Stand 01.10.2018 (BNetzA 2018a)

[www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/KWSAL/KWSAL\\_2018\\_10.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/KWSAL/KWSAL_2018_10.pdf?__blob=publicationFile&v=2)

**Bundesnetzagentur 2018b:** *EnLAG-Monitoring Stand des Stromnetz-Ausbaus nach dem zweiten Quartal 2018* (BNetzA 2018b)

[www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Vorhaben/EnLAG/EnLAG-Bericht.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Vorhaben/EnLAG/EnLAG-Bericht.pdf?__blob=publicationFile)

**Europäisches Beihilfenregister:**

[http://ec.europa.eu/competition/eojade/isef/case\\_details.cfm?proc\\_code=3\\_SA\\_45852](http://ec.europa.eu/competition/eojade/isef/case_details.cfm?proc_code=3_SA_45852)



