



Bundesnetzagentur

Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen Viertes Quartal und Gesamtjahr 2016



Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen

Viertes Quartal und Gesamtjahresbetrachtung 2016

Stand: 29. Mai 2017

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Referat 603

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Tel.: +49 228 14-5999

Fax: +49 228 14-5973

E-Mail: monitoring.energie@bundesnetzagentur.de

Inhaltsverzeichnis

1	Vorwort.....	4
2	Zusammenfassung.....	6
2.1	Gesamtjahresbetrachtung 2016.....	6
2.1.1	Redispatch	6
2.1.2	Einsatz Reservekraftwerke	6
2.1.3	Einspeisemanagement (EinsMan).....	6
2.1.4	Anpassungsmaßnahmen	6
2.2	Viertes Quartal 2016.....	11
2.2.1	Redispatch	11
2.2.2	Einsatz Reservekraftwerke	11
2.2.3	Einspeisemanagement.....	11
2.2.4	Anpassungsmaßnahmen	11
3	Gesamtjahresbetrachtung 2016.....	12
3.1	Redispatch	12
3.1.1	Gesamtentwicklung	12
3.1.2	Strombedingter Redispatch.....	15
3.1.3	Spannungsbedingter Redispatch	20
3.2	Einsatz Reservekraftwerke	21
3.3	Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG	22
3.4	Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG	31
4	Viertes Quartal 2016	33
4.1	Redispatch	33
4.1.1	Gesamtentwicklung	33
4.1.2	Strombedingter Redispatch.....	36
4.1.3	Spannungsbedingter Redispatch	40
4.2	Einsatz Reservekraftwerke	40
4.3	Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG	41
4.4	Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG	50
5	Korrigendum.....	52
5.1	Gesamt mengen Redispatch im Jahr 2015 und Q1-Q3 2016.....	52
5.2	Gesamt mengen und geschätzte Kosten EinsMan.....	52
6	Hintergrund.....	53
6.1	Redispatch	54
6.2	Reservekraftwerke	55
6.3	Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG	55
6.4	Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG	55
	Verzeichnisse.....	57
	Impressum.....	59

1 Vorwort

Der Wandel der Erzeugungslandschaft stellt hohe Anforderungen an die Stromnetze. Dieser Wandel war bisher geprägt durch Verzögerungen im Netzausbau, den Ausbau von Windenergieanlagen an Land oberhalb des gesetzlich vorgesehenen Ausbaupfades, einen starken Ausbau von Windenergieanlagen auf See und eine erhebliche Veränderung des konventionellen Kraftwerksparks. Der Gesetz- und Verordnungsgeber hatte auf diese Entwicklungen mit den Gesetzen und Rechtsverordnungen vom Juli 2016 reagiert. Die hier analysierten Entwicklungen des vierten Quartals 2016 sowie die Gesamtjahresbetrachtung 2016 können von den gesetzgeberisch eingeleiteten Maßnahmen naturgemäß noch nicht beeinflusst sein. Erste messbare Auswirkungen sind vor dem ersten Quartal 2017, über das voraussichtlich im Herbst 2017 berichtet werden kann, nicht zu erwarten. Ob diese Auswirkungen isoliert feststellbar sein oder von Wetterphänomenen bzw. der auffälligen Verschiebung von Revisions- und Neubeladungszeiten der Atomkraftwerke zwecks Vermeidung der Brennstoffsteuer überlagert sein werden, kann heute ebenfalls noch nicht gesagt werden.

Im Jahr 2016 ist die Menge von Redispatch und Einspeisemanagement im Vergleich zum Vorjahr um etwa ein Viertel zurückgegangen. Dies führt auch zu reduzierten Kosten der Maßnahmen. Die Entwicklung lässt sich unter anderem mit einer insgesamt geringeren Erzeugungsmenge aus Wind- und Solarenergieanlagen erklären. Insbesondere traten weniger prägnante Einspeisespitzen auf, welche üblicherweise mit einem vermehrten Bedarf an Redispatch und Einspeisemanagement korrelieren. Zudem wurde das Redispatch-Konzept der ÜNB optimiert. Dennoch blieb das Niveau der Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen im Jahr 2016 auf einem hohen Niveau. Neben den generellen Entwicklungen spielen Wettereffekte eine große Rolle. In den Wintermonaten (Quartal eins und vier eines Jahres) nimmt grundsätzlich die Windeinspeisung (Schwerpunkt im Norden) zu und die Einspeisung aus solarer Strahlungsenergie (Schwerpunkt im Süden) geht zurück. In den Sommermonaten (Quartal zwei und drei eines Jahres) verhält es sich zumeist umgekehrt. Erfahrungsgemäß ist zu dieser Zeit der Redispatchbedarf grundsätzlich niedriger als in den beiden Winterquartalen. Diese Tendenz hat sich in der Gesamtjahresauswertung 2016 erneut bestätigt.

Die Netzbetreiber sind verpflichtet zur Aufrechterhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems bestimmte Maßnahmen zu ergreifen. Es gibt verschiedene Maßnahmen:

- **Redispatch:** Reduzierung und Erhöhung der Stromeinspeisung von Kraftwerken nach vertraglicher Vereinbarung oder einem gesetzlichen Schuldverhältnis mit dem Netzbetreiber unter Erstattung der Kosten.
- **Reservekraftwerke:** Einsatz von Kraftwerken zur Beschaffung noch fehlender Redispatchleistung aus der Netzreserve nach vertraglicher Vereinbarung unter Erstattung der Kosten.
- **Einspeisemanagement:** Abregelung von Stromeinspeisung aus Erneuerbaren Energien- und KWK-Anlagen auf Verlangen des Netzbetreibers mit Entschädigung
- **Anpassungsmaßnahmen:** Anpassungen von Stromeinspeisungen und/ oder Stromabnahmen auf Verlangen des Netzbetreibers, wenn andere Maßnahmen nicht ausreichen, ohne Entschädigung.

Diese sogenannten Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen werden von den Netzbetreibern an die Bundesnetzagentur gemeldet. Die bis 2015 praktizierte jährliche Erfassung war angesichts der drastischen

Zunahme von Netz- und Sicherheitseingriffen nicht mehr ausreichend. Die Bundesnetzagentur hatte sich daher entschlossen, ihre Erkenntnisse quartalsweise zu veröffentlichen.

Aufgrund des zeitlichen Versatzes von Meldungen und tatsächlicher Bilanzierung und Abrechnung der Maßnahmen ergeben sich fortwährend Aktualisierungen der an die Bundesnetzagentur übermittelten Daten. Deshalb kann es zu Anpassungen von bereits ausgewerteten Quartalen kommen. Die jeweils aktuell der Bundesnetzagentur vorliegenden Werte zu den Berichtszeiträumen sind auf der Internetseite zu finden.

Die Bundesnetzagentur dankt den Landesregulierungsbehörden für ihr Einverständnis auch die in deren Zuständigkeit liegenden Netzbetreiber befragen zu können.

2 Zusammenfassung

2.1 Gesamtjahresbetrachtung 2016

2.1.1 Redispatch¹

In der Gesamtjahresbetrachtung für 2016 ist die Gesamtmenge der Redispatcheinsätze um gut ein Viertel im Vergleich zum Vorjahr zurückgegangen, bewegt sich aber, verglichen mit den Jahren vor 2015, weiterhin auf einem hohen Niveau.

Im Gesamtjahr 2016 betrug die Gesamtmenge der Redispatcheinsätze 11.475 GWh, die Dauer der Redispatchmaßnahmen betrug 13.339 Stunden. Die dafür angefallenen Kosten liegen nach einer ersten Schätzung der ÜNB bei etwa 219 Mio. Euro.

Im Vergleich zum Gesamtjahr 2015 ist die Dauer um 2.472 Stunden (2015: 15.811 Stunden) sowie die Gesamtmenge der Redispatchmaßnahmen um 3.961 GWh zurückgegangen (2015: 15.436 GWh). Die geschätzten Kosten sanken um etwa 193 Mio. Euro (2015: 412 Mio. Euro).

2.1.2 Einsatz Reservekraftwerke²

Insgesamt wurden im Jahr 2016 an 108 Tagen Netzreserveabrufe mit durchschnittlich 552 MW und einer Gesamtarbeit von rund 1.209 GWh getätigt.

Gegenüber dem Jahr 2015 sind damit die Einsätze der Reservekraftwerke deutlich gestiegen. Der Einsatz stieg um 69 Tage (2015: 39 Tage), die geleistete Arbeit hat sich um etwa 658 GWh erhöht (2015: 551 GWh).

2.1.3 Einspeisemanagement (EinsMan)

Im Gesamtjahr 2016 ist die Summe der Ausfallarbeit von EEG- und KWK-Anlagen mit rund 3.743 GWh geringer als im Jahr 2015. Die durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche für das Gesamtjahr 2016 belaufen sich auf rund 373 Mio. Euro.

Bei dem Vergleich der Werte mit dem Gesamtjahr 2015 ergibt sich eine Minderung der Menge an Ausfallarbeit um etwa 979 GWh (2015: 4.722 GWh) sowie der geschätzten Entschädigungsansprüche um rund 105 Mio. Euro (2015: 478 Mio. Euro).

2.1.4 Anpassungsmaßnahmen

Im Gesamtjahr 2016 haben vier Verteilernetzbetreiber Anpassungsmaßnahmen angewiesen. Dabei kam es zu Anpassungen von Stromeinspeisungen in Höhe von rund 14,3 GWh über fünf Bundesländer verteilt.

Im Vergleich zum Jahr 2015 hat sich die Menge der Anpassungsmaßnahmen damit um rund 11,6 GWh vermindert (2015: 25,96 GWh).

¹ Alle Angaben zu Redispatchkosten ohne Reservekraftwerke.

² Detaillierte Informationen zur Netzreserve sind auf der Internetseite der Bundesnetzagentur zu finden. Link: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/netzreserve-node.html

Nachstehende Übersichtstabelle fasst die Regelungsinhalte und wesentlichen Instrumente sowie den Umfang der Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach den für das Jahr 2016 erhobenen Daten zusammen. Dabei ist darauf hinzuweisen, dass die dargestellten Werte für die entstandene Ausfallarbeit für Einspeisemanagement auf den quartalsweisen Datenmeldungen der ÜNB und VNB an die Bundesnetzagentur beruhen. Die von den Netzbetreibern gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche basieren u. a. auf Kalkulationen der Netzbetreiber auf Grundlage der jeweiligen Ausfallarbeit.

Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach §13 EnWG im Jahr 2016

	Redispatch	Einspeisemanagement	Anpassungsmaßnahmen
Gesetzliche Grundlage und Regelungsinhalt	§ 13 Abs. 1, § 13 a Abs. 1 EnWG: Netz- und marktbezogene Maßnahmen: Netzschaltungen, wie beispielsweise Regelenergie, ab- und zuschaltbare Lasten, Redispatch und Countertrading	§ 14 Abs. 1 EEG i.V.m. § 13 Abs. 2 EnWG: Einspeisemanagement: Reduzierung der Einspeiseleistung von EE-, Grubengas- und KWK-Anlagen	§ 13 Abs. 2 EnWG: Anpassung von Stromeinspeisungen, Stromtransiten und Stromabnahmen
Vorgaben für betroffene Anlagenbetreiber	Maßnahmen nach vertraglicher Vereinbarung mit dem Netzbetreiber mit Ersatz der Kosten nach § 13 Abs. 1, § 13 a Abs. 1 EnWG	Maßnahmen auf Verlangen des Netzbetreibers mit Ersatz der Kosten nach § 14 Abs. 1 EEG i. V. m. § 13 Abs. 2 EnWG	Maßnahmen auf Verlangen des Netzbetreibers ohne Ersatz der Kosten nach § 13 Abs. 2 EnWG
Umfang im Berichtszeitraum	Redispatch Gesamtmenge Erhöhungen + Reduzierungen (ÜNB) ⁴ : Q1 2016: 3.895 GWh Q2 2016: 1.939 GWh Q3 2016: 1.452 GWh Q4 2016: 4.189 GWh Gesamt: 11.475 GWh	Ausfallarbeit ² (ÜNB und VNB): Q1 2016: 1.524 GWh Q2 2016: 534 GWh Q3 2016: 551 GWh Q4 2016: 1.134 GWh Gesamt: 3.743 GWh	Anpassungsmaßnahmen ² (ÜNB und VNB): Q1 2016: 6,6 GWh Q2 2016: 2,2 GWh Q3 2016: 0,6 GWh Q4 2016: 4,9 GWh Gesamt: 14,3 GWh
Kostenschätzung im Berichtszeitraum	Kostenschätzung Redispatch (ÜNB) ^{1,2} : Q1 2016: 51,8 Mio. Euro Q2 2016: 22,3 Mio. Euro Q3 2016: 27,0 Mio. Euro Q4 2016: 117,6 Mio. Euro Gesamt: 218,8 Mio. Euro	Geschätzte Entschädigungsansprüche ^{2,3} von Anlagenbetreibern nach § 15 EEG (ÜNB und VNB): Q1 2016: 149,1 Mio. Euro Q2 2016: 54,4 Mio. Euro Q3 2016: 56,0 Mio. Euro Q4 2016: 113,2 Mio. Euro Gesamt: 372,7 Mio. Euro	Keine Entschädigungsansprüche für Anlagenbetreiber bei Anpassungen nach § 13 Abs. 2 EnWG

¹ Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch (ohne Netzreserve) gemäß Datenmeldung der ÜNB an die Bundesnetzagentur.

² Die in der Tabelle dargestellten Werte können Rundungsdifferenzen enthalten, so dass die Summe der Einzelpositionen nicht dem Gesamtwert entspricht. Maßgeblich ist der jeweils ausgewiesene Gesamtwert.

³ Vorläufige Schätzung der Entschädigungsansprüche von Anlagenbetreibern durch Einspeisemanagementmaßnahmen gemäß den Datenmeldungen der VNB und ÜNB an die Bundesnetzagentur.

⁴ korrigierte Werte für Q1-Q3 2016 (Stand April 2017)

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 1: Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach § 13 EnWG in 2016

Der vorläufige Jahresvergleich von Kosten und Mengen aller Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen einschließlich der Reservekraftwerke für die Jahre 2015 bis (sehr eingeschränkt) 2017 geht aus der nächsten Tabelle hervor. Abgebildet ist der der Bundesnetzagentur aktuell vorliegende Informationsstand der Daten mit Stichtag 23. Mai 2017. **Sofern in der Tabelle bei den Kosten Gesamtjahreszahlen ohne die Aufschlüsselung auf einzelne Quartale abgebildet sind, ist die Gesamtjahreszahl zeitlich aktueller als die vorherige Summierung der einzelnen Quartale.**

Sämtliche dargestellten Daten zu Redispatch-, EinsMan- und Anpassungsmaßnahmen resultieren aus der Quartalsberichterstattung an die - bzw. dem jährlichen Monitoring der Bundesnetzagentur. Es handelt sich bei den Quartalswerten kostenseitig um Schätzungen der Netzbetreiber auf der Grundlage von Ist-Werten für Maßnahmen, die im jeweiligen Zeitraum angefallen sind. Der jährliche Monitoringwert ist ein aufgrund des größeren zeitlichen Versatzes der Meldung gegenüber den einzelnen Quartalsmeldungen von den ÜNB präziserer Kostenwert. Die Werte für die Vorhaltung und den Einsatz von Reservekraftwerken stammen aus dem Bericht zur Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2017/2018 sowie das Jahr 2018/2019³. Ausgenommen hiervon sind die geschätzten Abrufkosten von Reservekraftwerken für die vier Quartale 2016, die aus der Quartalsberichtserstattung an die Bundesnetzagentur stammen.

³ Vgl.

https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Feststellung_Reservekraftwerksbedarf_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=3

Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen der Jahre 2015 bis 2017 (einschl. Reservekraftwerke)

	Redispatch		Reservekraftwerke				EinsMan		Menge Anpassungen von Strom-einspeisung/-abnahme in GWh
	Gesamtmenge (Erhöhungen + Reduzierungen) in GWh	Kosten ¹ in Mio. Euro	Menge (Erhöhungen) in GWh	Kosten ² Abruf in Mio. Euro	Leistung ³ in MW	Vorhalte-kosten ⁴ in Mio. Euro	Menge (Reduzierungen) in GWh	Geschätzte Entschädigungs-anprüche ⁵ in Mio. Euro	
2015	15.436	411,9	551	65,5	7.660	162,3	4.722	478	26,5
Quartal 1	3.329		95				1.135	116,9	8,7
Quartal 2	1.811		53				737	76,6	4,7
Quartal 3	3.336		0				815	82,8	6,2
Quartal 4	6.961		403				2.036	201,8	6,6
2016	11.475	218,8	1.209	78,9	8.383	177,4	3.743	373	14,4
Quartal 1	3.895	51,8	695	55,7			1.524	149,1	6,6
Quartal 2	1.939	22,3	146	11,7			534	54,4	2,2
Quartal 3	1.452	27	2	2,1			551	56	0,6
Quartal 4	4.189	117,6	365	[9,4]			1.134	113,2	5
2017					[11.290]	[106]			

Die in der Tabelle dargestellten Werte können Rundungsdifferenzen enthalten, so dass die Summe der Einzelpositionen nicht dem Gesamtwert entspricht. Maßgeblich ist der jeweils ausgewiesene Gesamtwert.

1) Quartale 2016: Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch (ohne Netzreserve) gemäß Datenmeldung der ÜNB an die Bundesnetzagentur; Jahr 2015: Zahl gemäß Monitoringmeldung.

2) Jahr 2015: Zahl gemäß Bericht zur Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2017/2018 sowie das Jahr 2018/2019. Quartale 2016: Vorläufige Kostenschätzung für Abruf der Netzreserve (Abschätzung der Arbeitskosten; ohne Vorhaltekosten) gemäß Datenmeldung der ÜNB an die Bundesnetzagentur; Hinweis Q4 2016: Wert noch nicht vollständig.

3) Summierte Leistung in- und ausländischer Reservekraftwerke in MW. Stand jeweils zum 31.12.; Wert für 2017 Prognose auf Basis festgestellter Bedarf.

4) Vorhaltekosten Reservekraftwerke im In- und Ausland. Hinweis: Wert für 2017 derzeitiger Informationsstand und noch nicht abschließend, da nur eine Teilmenge vorliegt. Der finale Wert wird höher sein.

5) Vorläufige Schätzung der Entschädigungsansprüche von Anlagenbetreibern durch Einspeisemanagementmaßnahmen gemäß den Datenmeldungen der VNB und ÜNB an die Bundesnetzagentur.

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 2: Übersicht Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen für die Jahre 2015 bis 2017

Es ist darauf hinzuweisen, dass die Angaben für 2016 und 2017 teilweise noch höchst vorläufig und somit nicht abschließend sind. Die Daten unterliegen stetig fortlaufenden Aktualisierungen. Dies gilt insbesondere für die ausgewiesenen Kosten für Reservekraftwerke 2016 und 2017 sowie die Summe der Leistungswerte von Reservekraftwerken für das Jahr 2017. Der Wert für die Vorhaltekosten von Reservekraftwerken in 2017 ist der derzeitige, vorläufige Informationsstand hinsichtlich der bereits gesicherten Reserven und der dadurch verursachten Vorhaltekosten. Er ist in keiner Weise abschließend, da er bisher nur eine Teilmenge beinhaltet. Es werden in jedem Fall die nach der diesjährigen Bedarfsanalyse für den Winter 2017/2018 noch nachzukontrahierende Leistung von ca. 1.600 MW und die dadurch verursachten Kosten hinzukommen. Die Leistungswerte der Reserve in 2017 und die zugehörigen Kosten können sich eventuell auch noch erhöhen, falls im Laufe des Jahres weitere Kraftwerke ihre Stilllegungsabsicht anzeigen und bereits im laufenden Jahr vom Markt in die Reserve wechseln oder noch nicht ausgehandelte Verträge final abgeschlossen werden.

Bemerkenswert ist, dass die Kosten für EinsMan und Redispatch von 2015 auf 2016 gesunken sind, während die Kosten für Reservekraftwerke gestiegen sind. Unabhängig von der allgemeinen Entwicklung des witterungsbedingten Rückgangs der Maßnahmen liegt der vermehrte Einsatz der Reservekraftwerke insbesondere an einem optimierten Kraftwerks-Einsatzkonzept der ÜNB im Redispatch. Dieses setzt verstärkt Reservekraftwerke ein, falls diese deutlich wirksamer und günstiger sind als klassische Redispatch-Kraftwerke.

2.2 Viertes Quartal 2016

2.2.1 Redispatch⁴

Im vierten Quartal 2016 betrug die Gesamtmenge der Redispatcheinsätze 4.189 GWh, die Dauer der Redispatchmaßnahmen betrug 3.541 Stunden. Die dafür angefallenen Kosten liegen nach einer ersten Schätzung der ÜNB bei etwa 117,6 Mio. Euro.

Im Vergleich zum vierten Quartal 2015 ist die Dauer um 2.712 Stunden (Q4 2015: 6.253 Stunden) sowie die Gesamtmenge der Redispatchmaßnahmen um 2.772 GWh deutlich zurückgegangen (Q4 2015: 6.961 GWh). Die geschätzten Kosten sanken um etwa 41,3 Mio. Euro (Q4 2015: 158,9 Mio. Euro).

2.2.2 Einsatz Reservekraftwerke⁵

Insgesamt wurden im vierten Quartal 2016 an 42 Tagen Netzreserveabrufe mit durchschnittlich 562 MW und einer Gesamtarbeit von rund 365 GWh getätigt.

Gegenüber dem vierten Quartal 2015 sind damit die Einsätze der Reservekraftwerke gemessen an den Einsatztagen um acht Tage gestiegen (2015: 34 Tage). Die geleistete Arbeit hat sich dagegen leicht um 38 GWh reduziert (2015: 403 GWh).

2.2.3 Einspeisemanagement

Die Summe der Ausfallarbeit von EEG- und KWK-Anlagen liegt im vierten Quartal 2016 bei rund 1.134 GWh. Die durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche für das vierte Quartal 2016 belaufen sich auf rund 113 Mio. Euro.

Vergleicht man die Werte mit dem vierten Quartal 2015 so ergibt sich eine Minderung der Menge an Ausfallarbeit um rund 900 GWh (Q4 2015: 2.036 GWh) sowie der geschätzten Entschädigungsansprüche um 88 Mio. Euro (Q4 2015: 202 Mio. Euro).

2.2.4 Anpassungsmaßnahmen

Im vierten Quartal 2016 haben drei Verteilernetzbetreiber und ein Übertragungsnetzbetreiber Anpassungsmaßnahmen angewiesen. Dabei kam es zu Anpassungen von Stromeinspeisungen in Höhe von rund 4,9 GWh über fünf Bundesländer verteilt.

⁴ Alle Angaben zu Redispatchkosten ohne Reservekraftwerke.

⁵ Detaillierte Informationen zur Netzreserve sind auf der Internetseite der Bundesnetzagentur zu finden. Link: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/netzreserve-node.html

3 Gesamtjahresbetrachtung 2016

3.1 Redispatch⁶

3.1.1 Gesamtentwicklung

Im Jahr 2016 wurden der Bundesnetzagentur strom- und spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen mit einer Gesamtdauer von 13.339 Stunden gemeldet. Da alle und somit auch parallel laufende Maßnahmen zur Behebung der Engpässe erfasst werden, ergibt sich dieser Summenwert der Stunden für alle Maßnahmen. Insgesamt wurden an 329 Tagen des Jahres entsprechende Eingriffe angewiesen.

Die Menge der Einspeisereduzierungen umfasste dabei ein Gesamtvolumen von ca. 6.256 GWh. Die zum Ausgleich getätigten Anpassungen durch Einspeiserhöhungen beliefen sich auf insgesamt ca. 5.219 GWh. Damit betrug die gesamte Menge der Redispatcheingriffe (Einspeisereduzierungen und Einspeiserhöhungen) im Jahr 2016 rund 11.475 GWh. Der niedrigere Wert der Einspeiserhöhung im Vergleich zur Einspeisereduzierung ergibt sich vorrangig aus dem Einsatz von Reservekraftwerken, welche zusätzlich zum Ausgleich der getätigten Anpassungen herangezogen werden. Die hier ausgewiesenen Werte spiegeln in erster Linie den Redispatcheinsatz wieder, welcher von Marktkraftwerken geleistet wird.

Durch eine erste Abschätzung der ÜNB wurden die Kosten der Redispatchanforderungen auf rund 219 Mio. Euro taxiert. Der Redispatchbedarf reduzierte sich im Jahr 2016 damit um etwa ein Viertel gegenüber dem Vorjahr 2015. Im Vergleich zum Jahr 2015 ist die Dauer um 2.472 Stunden (2015: 15.811 Stunden) sowie die Gesamtmenge der Redispatchmaßnahmen um 3.961 GWh gesunken (2015: 15.436 GWh). Die geschätzten Kosten sanken ebenfalls deutlich um etwa 193 Mio. Euro (2015: 412 Mio. Euro). Während in den Regelzonen von TenneT und 50Hertz die Menge und Dauer der Maßnahmen abgenommen hat, kam es in den Regelzonen von TransnetBW und Amprion zu einer Zunahme dieser Einsätze. Dennoch entfällt der überwiegende Teil des Redispatches weiterhin auf die Regelzonen von TenneT und 50Hertz.

⁶ Alle Angaben zu Redispatchkosten ohne Reservekraftwerke.

Redispatchmaßnahmen im Jahr 2016

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge Einspeise- reduzierungen in GWh ¹	Gesamtmenge (Einspeise- reduzierungen und Einspeise-erhöhungen) in GWh	Geschätzte Kosten in Mio. Euro ²
Regelzone TenneT	7.609	3.126	6.271	92,5
Regelzone 50Hertz	4.746	2.859	4.663	108,3
Regelzone TransnetBW	430	80	158	4,3
Regelzone Amprion	554	191	383	13,7
Gesamt	13.339	6.256	11.475	218,8

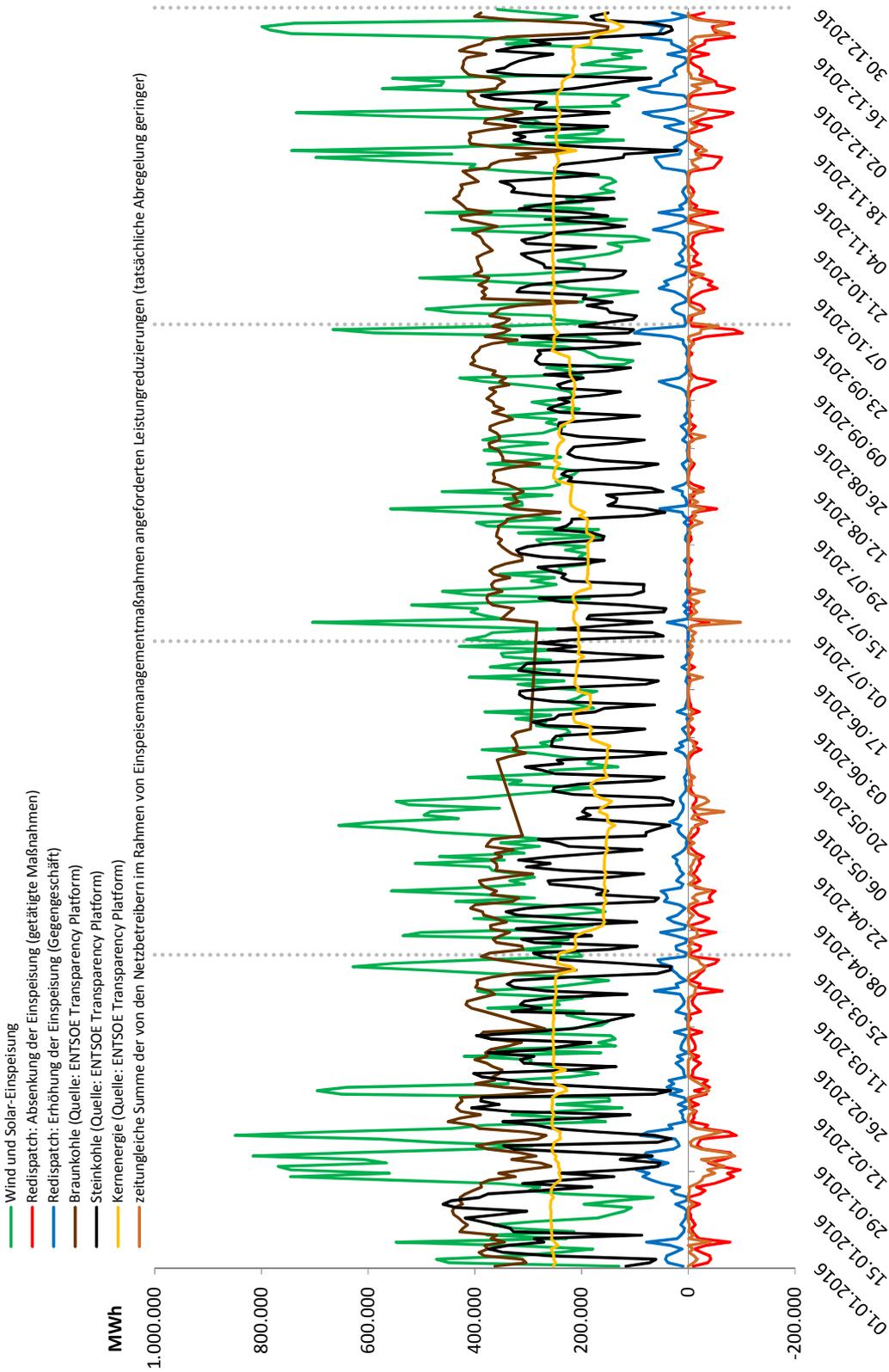
¹ Erfolgt eine gemeinsame Anforderung einer Redispatchmaßnahme durch zwei benachbarte ÜNB, werden in der Auswertung der Bundesnetzagentur Gesamtdauer und Gesamtmenge dieser Maßnahme hälftig auf die beiden anfordernden ÜNB umgerechnet.

² Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch (ohne Netzreserve) gemäß Datenmeldung der ÜNB an die Bundesnetzagentur.

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 3: Redispatchmaßnahmen im Jahr 2016

Tägliche Erzeugungsmenge je Energieträger und Redispatchmaßnahmen im Jahr 2016 in MWh¹



Quelle: Monitoringrat der Bundesnetzagentur

¹In dieser Abbildung wird die Korrelation zwischen der Einspeisung verschiedener Energieträger und Redispatchmaßnahmen dargestellt. Es gibt weitere Ursachen für Redispatchentwicklungen.

Hinweis: ENTSOE-Daten zur Braunkohleeinspeisung teilweise unvollständig.

Abbildung 1: EE-Erzeugung und Redispatchmaßnahmen im Jahr 2016

3.1.2 Strombedingter Redispatch

In der Mehrzahl mussten im Jahr 2016 strombedingte Redispatchmaßnahmen durchgeführt werden. In Summe wurden entsprechende Überlastungen mit einer Gesamtdauer von 10.260 Stunden gemeldet und Maßnahmen mit einem Volumen von Einspeisereduzierungen von 5.721 GWh veranlasst. Davon entfielen 9.870 Stunden (93 Prozent) auf Netzelemente, bei denen die Dauer der Überlastung mindestens 12 Stunden betrug (Tabelle 4 und Tabelle 5).

Im Vergleich zum Jahr 2015 ist die Dauer um 3.400 Stunden (2015: 13.660 Stunden) sowie die Menge der Einspeisereduzierung durch strombedingten Redispatch um 1.812GWh deutlich gesunken (2015: 7.553 GWh).

Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2016

Nr.	Betroffenes Netzelement	Regelzone ¹	Dauer (in Std.)	Menge Einspeisereduzierungen (in GWh)	Menge Einspeiserhöhung (in GWh) ²
1	Gebiet Remptendorf Redwitz	50Hertz/ TenneT	3.499	2.907	2.907
2	Gebiet Vierraden-Krajnik (PL)- Mikulowa (PL) (Regelzone 50Hertz- PSE-Netz (PL),Hagenwerder- Mikulowa, Pasewalk-Vierraden, Vierraden-Neuenhagen,, Mikulowa- Czarna, Mikulowa-Swiebodzice)	50Hertz	1.754	889	889
3	Brunsbüttel-Brunsbüttel 50 Hertz- Zone	TenneT/ 50Hertz	1.739	645	645
4	Gebiet Großkrotzenburg (Großkrotzenburg, Großkrotzenburg- Dipperz, Großkrotzenburg-Karben)	TenneT	461	273	280
5	Gebiet Lehrte (Lehrte-Godenau, Lehrte- Mehrum, Lehrte Wahle, Lehrte- Erzhausen- Hardeggen-Göttingen)	TenneT	451	121	121
6	Gebiet Symbach-St. Peter(AT) (Pleinting-St. Peter, Altheim-Symbach- St. Peter)	TenneT	293	127	127
7	Gebiet Altbach (Altbach, Altbach- Wendlingen)	TransnetBW	253	35	35
8	Dörpen-Niederlangen-Meppen (Amprion Regelzone)	TenneT/ Amprion	203	78	79
9	Gebiet Borken (Borken-Waldeck- Twistetal, Borken-Gießen-Karben, Gießen-Karben)	TenneT	165	69	69
10	Leitung Vile Ost (Rommerskirchen- Sechtem)	Amprion	153	73	70
11	Gebiet Großkrotzenburg-Amprion- Zone (Großkrotzenburg-Urberach / Amprion-Zone, Großkrotzenburg- Dettingen/ Amprion-Zone)	TenneT/ Amprion	102	35	35
12	Dollern-Wilster	TenneT	84	26	26
13	Walberberg West (Knapsack-Sechtem)	Amprion	75	22	23

¹ Die erstgenannte Regelzone weist den ÜNB aus, der die Datenmeldung der Redispatchmaßnahme an die Bundesnetzagentur vorgenommen hat.

² In den hier dargestellten Gegengeschäften können Mengen enthalten sein, welche aus dem Einsatzprozess von Reservekraftwerken stammen.

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 4: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2016 (Ifd. Nr. 1 – 13)

Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2016

Nr.	Betroffenes Netzelement	Regelzone ¹	Dauer (in Std.)	Menge Einspeisereduzierungen (in GWh)	Menge Einspeiserhöhung (in GWh) ²
14	Gebiet Wolmirstedt (Helmstedt - Wolmirstedt, Wolmirstedt-Förserstedt-Ragow)	50Hertz	73	71	71
15	Gebiet Landesbergen (Landesbergen-Sottrum, Landesberg-Wechold-Sottrum)	TenneT	66	20	20
16	Röhrsdorf-Hradec (CZ)	50Hertz	65	28	28
17	Gebiet Hamburg (Audorf-Hamburg Nord, Hamburg Nord-50Hertz Zone)	TenneT	57	11	11
18	Grafenrheinfeld-Stalldorf	TransnetBW	56	30	30
19	Leitung Grafschaft West (Kusenhorst-Haneckenfähr)	Amprion	47	1	1
20	Donau Ost/ West (Vöhringen-Hoheneck-Dellmensingen)	Amprion	43	9	9
21	Gebiet Grohnde (Grohnde-Vörden-Bergshausen, Grohnde Würzgassen)	TenneT	37	9	9
22	Gebiet Conneforde (UW Conneforde, Conneforde-Huntorf, Conneforde-Unterweser)	TenneT	35	8	8
23	Zolling Transformator	TenneT	32	2	2
24	Leitung Soonwald Ost (Weissenthurm-Waldlaubersheim-Bürstadt)	Amprion	27	1	1
25	Leitung Selhausen West (Oberzier-Niederstedem)	Amprion	24	20	23
26	Herberting-Hoheneck-Metzingen	TransnetBW	22	4	4
27	Streumen - Röhrsdorf	50Hertz	20	11	11
28	Bärwalde-Schmölln	50Hertz	19	28	28
29	Bechterdissen-Gütersloh/ Amprion	TenneT/ Amprion	15	7	7

¹ Die erstgenannte Regelzone weist den ÜNB aus, der die Datenmeldung der Redispatchmaßnahme an die Bundesnetzagentur vorgenommen hat.

² In den hier dargestellten Gegengeschäften können Mengen enthalten sein, welche aus dem Einsatzprozess von Reservekraftwerken stammen.

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 5: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2016 (lfd. Nr. 14 – 29)

Darüber hinaus wurden von den ÜNB weitere Redispatchmaßnahmen von insgesamt 702 Stunden bei anderen Netzelementen ergriffen. Dies sind Redispatchmaßnahmen, die jeweils im Umfang von weniger als 12 Stunden je einzelne Leitung durchgeführt wurden.

Die nachfolgende Karte ordnet die besonders kritischen Netzelemente (Anzahl der Stunden je Leitung ≥ 12) aus der obigen Tabelle ihrer jeweiligen geographischen Lage zu.

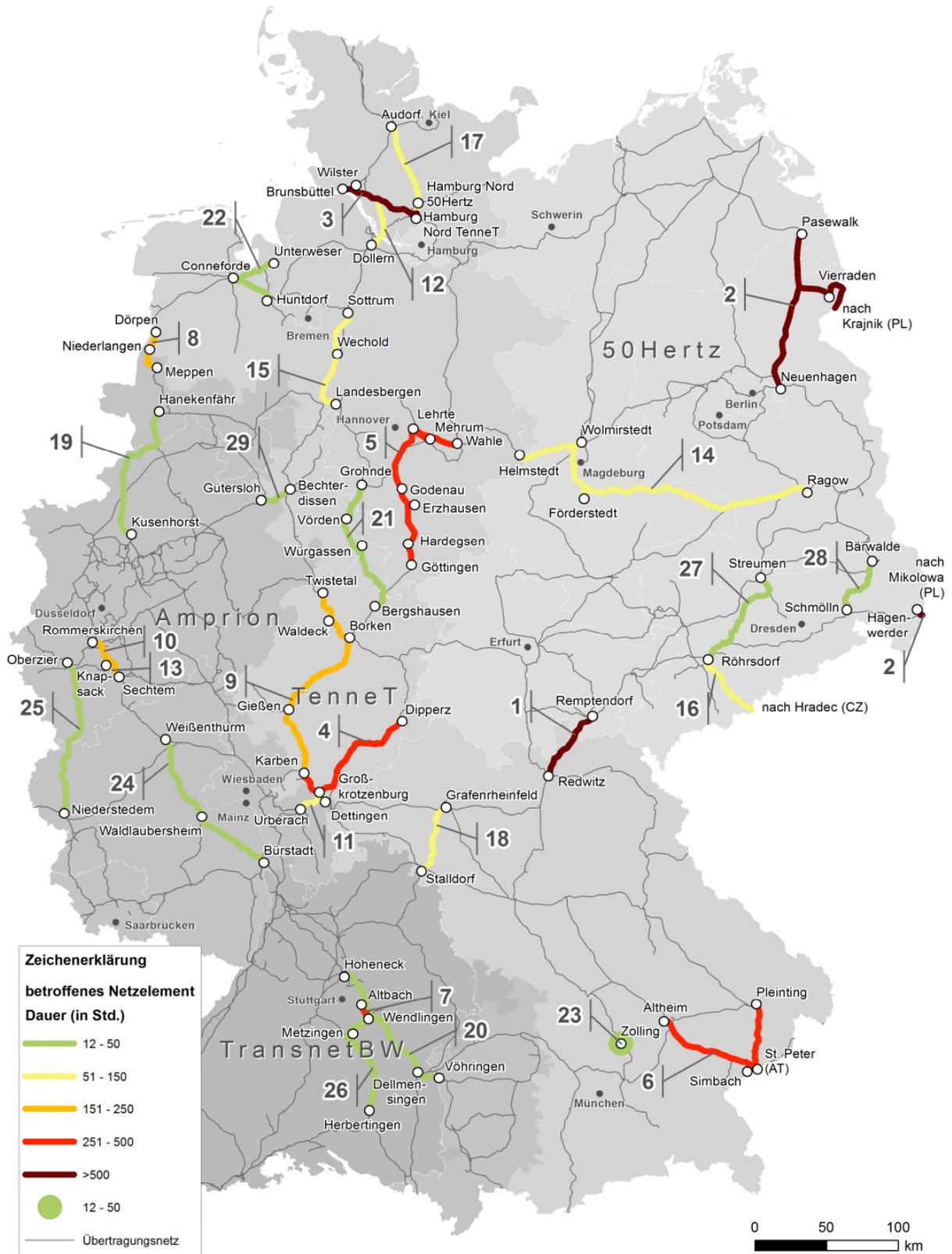


Abbildung 2: Dauer von strombedingten Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2016 gemäß Meldungen der ÜNB

3.1.3 Spannungsbedingter Redispatch

Neben den strombedingten Redispatchmaßnahmen wurden im Jahr 2016 spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen von insgesamt 3.077 Stunden gemeldet. Das Volumen der getätigten Maßnahmen belief sich dabei auf ca. 534 GWh. Der Bedarf an spannungsbedingtem Redispatch bewegt sich im Vergleich zum Jahr 2015 auf einem mengenmäßig ähnlichen Niveau. Auch wenn die Dauer um 926 Stunden gestiegen ist (2015: 2.151 Stunden), so hat sich die Menge der getätigten Maßnahmen lediglich um 94 GWh erhöht (2015: 440 GWh).

Eine genaue Aufteilung der betroffenen Netzelemente und Netzgebiete ist der folgenden Tabelle zu entnehmen.⁷

Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im Jahr 2016¹

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge in GWh
Regelzone TenneT: Netzgebiet Süd	128	11
davon Netzgebiet Oberbayern	91	9
davon Netzgebiet Nordostbayern	37	2
Regelzone TenneT: Netzgebiet Mitte	2.352	411
davon Ovenstädt-Bechterdissen-Borken	970	176
davon Netzgebiet Mehrum-Grohnde-Lehrte-Krümmel	127	1
davon Netzgebiet Borken (Borken-Dipperz-Großkrotzenburg, Gießen, Karben)	1.255	234
Regelzone TenneT: Netzgebiet Nord	352	65
davon Netzgebiet Conneforde	263	47
davon Netzgebiet Landesbergen	89	18
Regelzone TransnetBW: Altbach, Buenzwangen, Endersbach, Muehlhausen, Wendlingen	97	10
Regelzone 50Hertz	148	37

¹ Da sich spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen auf räumlich größere Netzregionen (und nicht auf einzelne Leitungen bzw. Umspannwerke) beziehen, wird aus Darstellungsgründen auf eine Übersichtskarte verzichtet.

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 6: Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im Jahr 2016

Laut ÜNB ist in den Sommermonaten allgemein mit einem höheren Bedarf an spannungsbedingtem Redispatch zu rechnen als in den Wintermonaten. Generell führt ein niedrigerer Stromverbrauch in den Sommermonaten zu einem verstärkten Bedarf an Blindleistung, um die oberen Spannungsgrenzwerte in den Netzen halten zu können. Neben konventionellen Erzeugungsanlagen können auch Netzbetriebsmittel wie z. B. Phasenschieber Blindleistung bereitstellen. Zurzeit erfolgt die Blindleistungsbereitstellung vor allem über konventionelle Erzeugungsanlagen. In den Sommermonaten, und insbesondere an den Wochenenden, sind

⁷ Da sich spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen auf räumlich größere Netzregionen (und nicht auf einzelne Leitungen bzw. Umspannwerke) beziehen, wird aus Darstellungsgründen auf eine Übersichtskarte verzichtet.

einige konventionelle Kraftwerke durch den geringen Strombedarf nicht am Markt verfügbar, so dass deren Einsatz zur Blindleistungsbereitstellung über eine Redispatchmaßnahme notwendig wird.

3.2 Einsatz Reservekraftwerke

Insgesamt wurden im Jahr 2016 an 108 Tagen Netzreserveabrufe mit durchschnittlich 552 MW und einer Gesamtarbeit von rund 1.209 GWh getätigt.

Gegenüber dem Jahr 2015 sind damit die Einsätze der Reservekraftwerke deutlich gestiegen. Der Einsatz stieg um 69 Tage (2015: 39 Tage), die geleistete Arbeit hat sich um etwa 658 GWh erhöht (2015: 551 GWh).

Dies lag unter anderem an einem verbesserten Redispatch-Konzept der ÜNB. Manche Reservekraftwerke wirken deutlich effizienter auf die aktuellen Engpässe als andere Redispatchkraftwerke. Die ÜNB berücksichtigen dies inzwischen bei der Einsatzplanung. Der Einsatz nach Effizienz Gesichtspunkten verringert dabei das insgesamt zu bewegendende Volumen der Maßnahmen, was sich positiv auf die Gesamtkosten auswirken kann.

Zusammenfassung der Reserveeinsätze im Jahr 2016

	Tage	Einsatz-Durchschnitt in MW	MWh Summe
Januar	15	1.079	265.213
Februar	16	1.052	266.573
März	17	655	163.702
April	12	759	120.332
Mai ¹	4	420	15.100
Juni ²	1	595	10.945
Juli	1	375	1.500
August	0	0	0
September	0	0	0
Oktober	10	389	49.676
November	14	714	151.782
Dezember	18	584	163.974
Gesamt	108	552	1.208.797

¹) Einer der vier Tage nur für Testbetrieb

²) Nur Testbetrieb

Quelle: ÜNB Statusmeldungen

Tabelle 7: Zusammenfassung der Reserveeinsätze im Jahr 2016

3.3 Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG

Im Gesamtjahr 2016 wurden durch die ÜNB und VNB rund 3.743 GWh an Ausfallarbeit von EEG- und KWK-Anlagen gemeldet. Die durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber belaufen sich für diesen Zeitraum auf rund 373 Mio. Euro. Vergleicht man die Werte mit dem Gesamtjahr 2015, so ergibt sich eine Minderung der Menge an Ausfallarbeit um rund 979 GWh (2015: 4.722 GWh) sowie der geschätzten Entschädigungsansprüche um rund 105 Mio. Euro (2015: 478 Mio. Euro).

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen im Gesamtjahr 2016 nach Bundesländern

Rund 72 Prozent der Ausfallarbeit und rund 73 Prozent der durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche entfallen auf Schleswig-Holstein. Es folgen Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern, mit jeweils rund neun Prozent der gesamtdeutschen Ausfallarbeit. Die restlichen Abregelungen verteilen sich, wie in nachfolgender Tabelle dargestellt, auf acht weitere Bundesländer.

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen im Jahr 2016 und 2015 nach Bundesländern

Bundesland	Gesamtjahr 2016			Gesamtjahr 2015				
	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro	Prozentuale Verteilung	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro	Prozentuale Verteilung
Schleswig-Holstein	2.706,11	72,3%	273.012.271	73,2%	3.078,74	65,2%	312.942.279	65,5%
Brandenburg	335,95	9,0%	34.302.405	9,2%	689,33	14,6%	71.331.467	14,9%
Mecklenburg-Vorpommern	317,57	8,5%	29.599.240	7,9%	264,74	5,6%	24.898.212	5,2%
Niedersachsen	182,27	4,9%	17.936.087	4,8%	428,94	9,1%	46.080.990	9,6%
Sachsen-Anhalt	148,19	4,0%	13.287.875	3,6%	130,38	2,8%	11.603.892	2,4%
Nordrhein-Westfalen	13,62	0,4%	1.286.288	0,3%	26,16	0,6%	1.867.768	0,4%
Thüringen	13,43	0,4%	1.309.674	0,4%	72,74	1,5%	6.847.607	1,4%
Rheinland-Pfalz	18,74	0,5%	1.322.540	0,4%	13,79	0,3%	612.119	0,1%
Baden-Württemberg	3,24	0,1%	305.991	0,1%	1,68	0,0%	163.756	0,0%
Bayern	3,31	0,1%	292.782	0,1%	1,65	0,0%	333.345	0,1%
Sachsen	0,74	0,0%	80.434	0,0%	11,38	0,2%	1.090.341	0,2%
Hessen	-	-	-	-	2,49	0,1%	223.974	0,0%
Hamburg	-	-	-	-	0,27	0,0%	27.163	0,0%
Berlin	-	-	-	-	-	-	-	-
Bremen	-	-	-	-	-	-	-	-
Saarland	-	-	-	-	-	-	-	-
Gesamt	3.743,19	100,0%	372.735.587,60	100,0%	4.722,30	100,0%	478.022.911	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 8: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Bundesländern im Gesamtjahr 2016 gegenüber 2015

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im Gesamtjahr 2016

Mit rund 94 Prozent der Ausfallarbeit und rund 86 Prozent der durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche ist der Energieträger Wind an Land (onshore) der mit Abstand am häufigsten abgeregelte Energieträger. Weitere rund fünf Prozent der Ausfallarbeit fallen im Gesamtjahr 2016 auf den Energieträger Solar, der rund elf Prozent der geschätzten Entschädigungsansprüche generiert. Im Vergleich zum Vorjahr hat sich der Energieträger Solar auf den zweiten Rang verschoben und verdrängt damit den Energieträger Biomasse einschließlich Biogas im Jahr 2016 auf den dritten Rang. Die restliche Ausfallarbeit verteilt sich, wie in folgender Tabelle dargestellt, auf vier weitere Energieträger.

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im Gesamtjahr 2016 und 2015

Energieträger	Gesamtjahr 2016			Gesamtjahr 2015				
	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro	Prozentuale Verteilung	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro	Prozentuale Verteilung
Wind (onshore)	3.498,02	93,5%	319.730.787	85,8%	4.109,16	87,0%	363.250.506,28	76,0%
Solar	184,08	4,9%	42.231.543	11,3%	227,65	4,8%	49.363.658,33	10,3%
Biomasse einschl. Biogas	26,47	0,7%	4.334.283	1,2%	364,37	7,7%	62.346.459,29	13,0%
Wind (offshore)	32,03	0,9%	6.154.529	1,7%	15,71	0,3%	2.594.124,94	0,5%
KWK-Strom	1,80	0,0%	215.179	0,1%	1,50	0,0%	83.839,25	0,0%
Laufwasser	0,50	0,0%	47.103	0,0%	3,01	0,1%	315.261,97	0,1%
Deponie-, Klär- und Grubengas	0,29	0,0%	22.164	0,0%	0,89	0,0%	68.805,30	0,0%
Gesamt	3.743,19	100,0%	372.735.588	100,0%	4.722,29	100,0%	478.022.655	100,0%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 9: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im Gesamtjahr 2016 gegenüber 2015

Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im Gesamtjahr 2016

Bei 96 Prozent der Maßnahmen erfolgten die Abregelungen in den Verteilernetzen. Bei lediglich vier Prozent wurden Anlagen abgeregelt, die direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sind. Dies stellt jedoch nicht dar, auf welcher Netzebene die Maßnahmen verursacht wurden und welche Netzebene die Entschädigungsansprüche tragen muss. Dies verdeutlicht die Zuordnung der Maßnahmen zur verursachenden Netzebene. Danach sind im Gesamtjahr 2016 rund 89 Prozent der Ausfallarbeit und der geschätzten Entschädigungsansprüche auf eine Verursachung im Übertragungsnetz zurückzuführen.

Für das Gesamtjahr 2016 sind die Werte in der folgenden Tabelle dargestellt.

Netzebenen der Abregelungen sowie der Verursachung von EinsMan-Maßnahmen im Jahr 2016

	Anlagen im Übertragungsnetz	Anlagen im Verteilernetz
Ausfallarbeit in GWh	149,33	3.593,86
Prozentuale Verteilung (Ausfallarbeit)	4,0%	96,0%
Geschätzte Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber in Euro	17.368.347	355.367.241
Prozentuale Verteilung (Entschädigungsansprüche)	4,7%	95,3%
	Übertragungsnetz	Verteilernetz
Verursachung der Maßnahmen in GWh	3.347,54	395,65
Prozentuale Verteilung (Verursachung)	89,4%	10,6%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 10: Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im Gesamtjahr 2016

In den zwei nachfolgenden Tabellen werden die Abregelungen differenziert nach Bundesländern für das Übertragungsnetz und die Verteilernetze im Gesamtjahr 2016 dargestellt.

**Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz
im Gesamtjahr 2016 und 2015**

Bundesland	Gesamtjahr 2016			Gesamtjahr 2015			
	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro	Prozentuale Verteilung
Brandenburg	101,12	67,7%	9.583.212,12	314,86	91,7%	32.150.060	89,1%
Schleswig-Holstein	40,92	27,4%	6.456.851,00	23,63	6,9%	3.398.000	9,4%
Niedersachsen	6,33	4,2%	1.230.844,00	-	-	-	-
Mecklenburg-Vorpommern	0,96	0,6%	97.439,75	4,47	1,3%	523.769	1,5%
Hamburg	-	-	-	0,27	0,1%	27.163	0,1%
Sachsen-Anhalt	-	-	-	-	-	-	-
Thüringen	-	-	-	-	-	-	-
Nordrhein-Westfalen	-	-	-	-	-	-	-
Sachsen	-	-	-	-	-	-	-
Baden-Württemberg	-	-	-	-	-	-	-
Rheinland-Pfalz	-	-	-	-	-	-	-
Hessen	-	-	-	-	-	-	-
Bayern	-	-	-	-	-	-	-
Berlin	-	-	-	-	-	-	-
Bremen	-	-	-	-	-	-	-
Saarland	-	-	-	-	-	-	-
Gesamt	149,33	100,0%	17.368.347	343,23	100,0%	36.098.991	100,0%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 11: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im Gesamtjahr 2016 gegenüber 2015

**Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen in Verteilernetzen
im Gesamtjahr 2016 und 2015**

Bundesland	Gesamtjahr 2016			Gesamtjahr 2015				
	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro	Prozentuale Verteilung	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro	Prozentuale Verteilung
Schleswig-Holstein	2.665,20	74,2%	266.555.420,04	75,0%	3.055,11	69,8%	309.544.279,00	70,0%
Mecklenburg-Vorpommern	316,61	8,8%	29.501.800,37	8,3%	260,27	5,9%	24.374.442,78	5,5%
Brandenburg	234,84	6,5%	24.719.193,14	7,0%	374,47	8,6%	39.181.406,64	8,9%
Niedersachsen	175,94	4,9%	16.705.243,11	4,7%	428,94	9,8%	46.080.989,97	10,4%
Sachsen-Anhalt	148,19	4,1%	13.287.874,56	3,7%	130,38	3,0%	11.603.891,59	2,6%
Nordrhein-Westfalen	13,62	0,4%	1.286.288,12	0,4%	26,16	0,6%	1.867.767,79	0,4%
Thüringen	13,43	0,4%	1.309.673,86	0,4%	72,74	1,7%	6.847.606,72	1,5%
Rheinland-Pfalz	18,74	0,5%	1.322.540,33	0,4%	13,79	0,3%	612.118,96	0,1%
Baden-Württemberg	3,24	0,1%	305.990,72	0,1%	1,68	0,0%	163.755,69	0,0%
Bayern	3,31	0,1%	292.782,26	0,1%	1,65	0,0%	333.345,18	0,1%
Sachsen	0,74	0,0%	80.434,22	0,0%	11,38	0,3%	1.090.341,47	0,2%
Hessen	-	-	-	-	2,49	0,1%	223.974,25	0,1%
Hamburg	-	-	-	-	-	-	-	-
Berlin	-	-	-	-	-	-	-	-
Bremen	-	-	-	-	-	-	-	-
Saarland	-	-	-	-	-	-	-	-
Gesamt	3.593,86	100%	355.367.241	100%	4.379,06	100%	441.923.920	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 12: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen Verteilernetzen im Gesamtjahr 2016 gegenüber 2015

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im Gesamtjahr 2016

Der nachstehenden Tabelle ist die Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im Gesamtjahr 2016 zu entnehmen. Die unterschiedliche Verteilung der EinsMan-Maßnahmen auf die Regelzonen begründet sich insbesondere mit der regional unterschiedlichen Einspeisemenge aus Erneuerbaren Energien (Vergleich anhand der Jahresarbeit 2015). Auf die Regelzone von TenneT und 50Hertz entfallen danach ca. 71 Prozent der eingespeisten Jahresarbeit aus Erneuerbaren Energien. Amprion und TransnetBW kommen auf einen Anteil von ca. 29 Prozent⁸.

⁸ Vgl.:

http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/InstallierteLeistung_2015.xlsx?__blob=publicationFile&v=4

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im Jahr 2016 und 2015

Regelzone	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 14 Abs. 1 EEG i.V.m. § 13 Abs. 2 EnWG in GWh		Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro		Anpassung von Stromeinspeisung nach § 14 Abs. 1 EEG i.V.m. § 13 Abs. 2 EnWG in GWh		Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro	
	Prozentuale Verteilung	Prozentuale Verteilung	Prozentuale Verteilung	Prozentuale Verteilung	Prozentuale Verteilung	Prozentuale Verteilung	Prozentuale Verteilung	Prozentuale Verteilung
	Gesamtjahr 2016		Gesamtjahr 2016		Gesamtjahr 2015		Gesamtjahr 2015	
TenneT	2.905,94	77,6%	292.801.588	78,5%	3.458,31	73,2%	354.438.315	74,1%
50Hertz	793,68	21,2%	76.667.864	20,6%	1.220,55	25,8%	120.641.724	25,2%
Amprion	40,26	1,1%	2.960.667	0,8%	40,50	0,9%	2.514.881	0,5%
TransnetBW	3,40	0,1%	329.214	0,1%	2,94	0,1%	427.990	0,1%
Gesamt	3.743,27	100%	372.759.333	100%	4.722,30	100,0%	478.022.911	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 13: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im Gesamtjahr 2016 gegenüber 2015

3.4 Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG

Anpassungen von Stromeinspeisungen

Im Gesamtjahr 2016 haben vier Verteilernetzbetreiber und ein Übertragungsnetzbetreiber Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG angewiesen. Dabei kam es zu Anpassungen von Stromeinspeisungen in Höhe von rund 14,3 GWh verteilt über fünf Bundesländer. Im Vergleich mit dem Jahr 2015 ist hier eine Reduktion um rund 11,6 GWh festzustellen (2015: 25,96 GWh).

Verteilung der Anpassungsmaßnahmen nach Bundesländern im Gesamtjahr 2016 und 2015

Bundesland	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 EnWG in GWh	Prozentuale Verteilung	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 EnWG in GWh	Prozentuale Verteilung
	Gesamtjahr 2016		Gesamtjahr 2015	
Sachsen-Anhalt	7,31	56,1%	7,03	27,1%
Sachsen	3,00	23,0%	9,46	36,4%
Hessen	1,61	12,3%	-	-
Brandenburg	1,02	7,8%	7,99	30,8%
Thüringen	0,10	0,8%	0,66	2,5%
Nordrhein-Westfalen	-	-	0,53	2,0%
Bayern	-	-	0,30	1,2%
Schleswig-Holstein	-	-	-	-
Niedersachsen	-	-	-	-
Mecklenburg-Vorpommern	-	-	-	-
Baden-Württemberg	-	-	-	-
Rheinland-Pfalz	-	-	-	-
Hamburg	-	-	-	-
Berlin	-	-	-	-
Bremen	-	-	-	-
Saarland	-	-	-	-
Gesamt	14,35¹	100,0%	25,96	100,0%

¹ In diesem Wert sind 1,3 GWh aus dem zweiten Quartal 2016 enthalten, die keinem Bundesland zuzuordnen sind.

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 14: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen nach Bundesländern im Gesamtjahr 2016 gegenüber 2015

Die Verteilung der abgeregelten Arbeit auf die verschiedenen Energieträger ist der nachstehenden Tabelle zu entnehmen.

Verteilung der Anpassungsmaßnahmen auf Energieträger im Jahr 2016

Energieträger	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 in GWh	Prozentuale Verteilung
Abfall (nicht biologisch abbaubarer Anteil)	11,34	86,9%
Pumpspeicher	1,41	10,8%
Steinkohle	0,20	1,5%
Erdgas	0,10	0,8%
Gesamt	14,35¹	100,0%

¹ In diesem Wert sind 1,3 GWh aus dem zweiten Quartal 2016 enthalten, die keinem Energieträger zuzuordnen sind.

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 15: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen auf Energieträger im Gesamtjahr 2016

4 Viertes Quartal 2016

4.1 Redispatch⁹

4.1.1 Gesamtentwicklung

Im Zeitraum zwischen dem 1. September und dem 31. Dezember 2016 wurden der Bundesnetzagentur strom- und spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen mit einer Gesamtdauer von 3.541 Stunden gemeldet. Da alle und somit auch parallel laufende Maßnahmen zur Behebung der Engpässe erfasst werden, ergibt sich dieser Summenwert der Stunden für alle Maßnahmen. Insgesamt wurden an 89 Tagen des Quartals entsprechende Eingriffe angewiesen. Somit wurde nahezu täglich Redispatch durchgeführt.

Die Menge der Einspeisereduzierungen umfasste dabei ein Gesamtvolumen von 2.223 GWh. Die zum Ausgleich getätigten Anpassungen durch Einspeiserhöhungen beliefen sich ebenfalls auf insgesamt 1.916 GWh. Damit betrug die gesamte Menge der Redispatcheingriffe (Einspeisereduzierungen und Einspeiserhöhungen) im vierten Quartal 2016 rund 4.139 GWh.

Der niedrigere Wert der Einspeiserhöhung im Vergleich zur Einspeisereduzierung ergibt sich vorrangig aus dem Einsatz von Reservekraftwerken, welche zusätzlich zum Ausgleich der getätigten Anpassungen herangezogen werden. Die hier ausgewiesenen Werte spiegeln in erster Linie den Redispatcheinsatz wieder, welcher von Marktkraftwerken geleistet wird. Durch eine erste Abschätzung der ÜNB wurden die Kosten der Redispatchanforderungen auf rund 117,6 Mio. Euro taxiert. Im Vergleich zum vierten Quartal 2015 ist die Dauer um 2.712 Stunden (Q4 2015: 6.253 Stunden) sowie die Gesamtmenge der Redispatchmaßnahmen um 2.822 GWh zurückgegangen (Q4 2015: 6.961 GWh). Die geschätzten Kosten sanken dagegen um 41,3 Mio. Euro (Q4 2015: 158,9 Mio. Euro).

⁹ Alle Angaben zu Redispatchkosten ohne Reservekraftwerke.

Redispatchmaßnahmen im vierten Quartal 2016

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge Einspeisereduzierungen in GWh ¹	Gesamtmenge (Einspeisereduzierungen und Einspeiserhöhungen) in GWh	Geschätzte Kosten in Mio. Euro ²
Regelzone TenneT	1.905	1.129	2.271	52,9
Regelzone 50Hertz	1.077	874	1.478	51,9
Regelzone TransnetBW	196	58	115	3,1
Regelzone Amprion	363	162	325	9,7
Gesamt	3.541	2.223	4.189	117,6

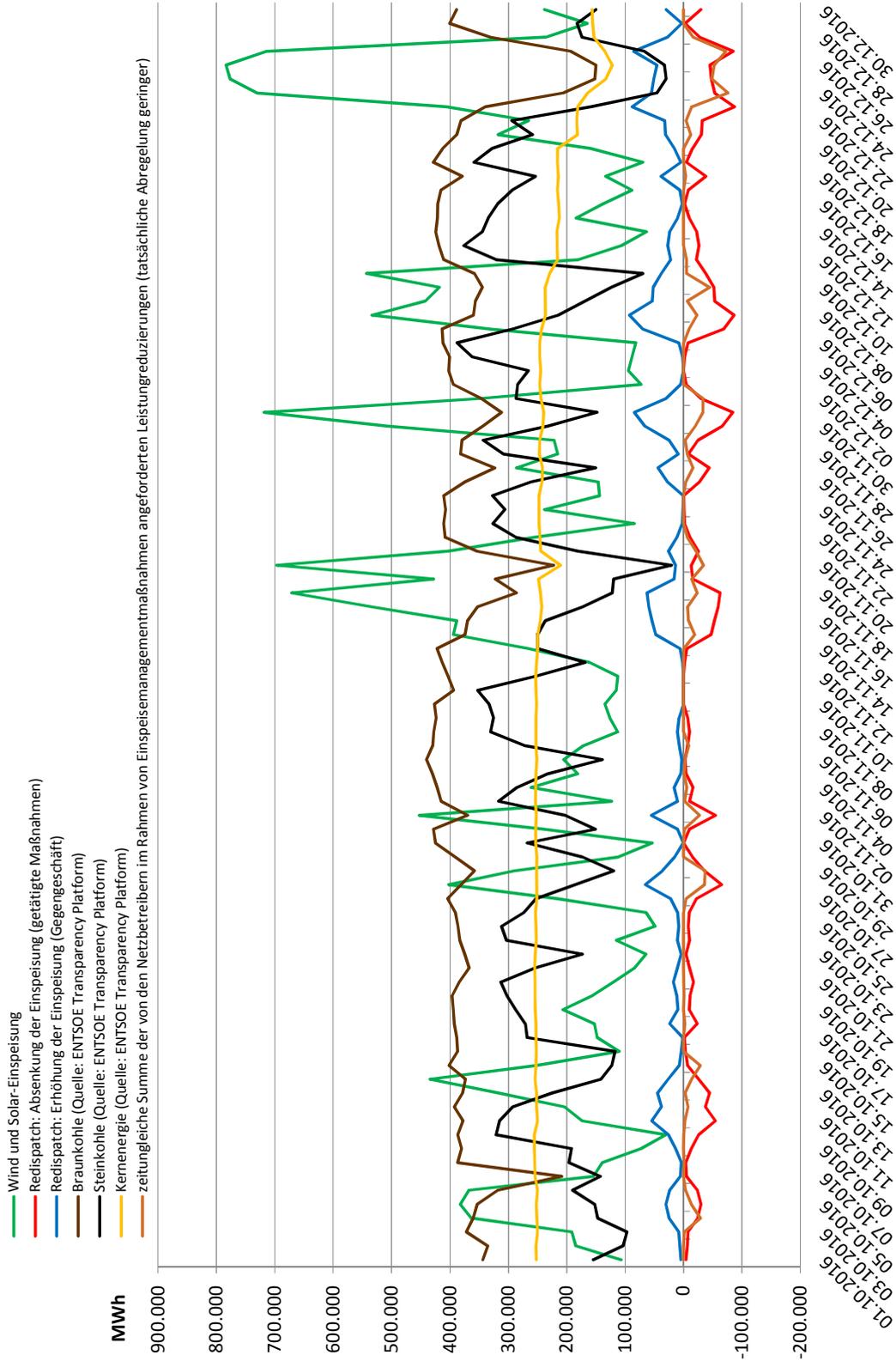
¹ Erfolgt eine gemeinsame Anforderung einer Redispatchmaßnahme durch zwei benachbarte ÜNB, werden in der Auswertung der Bundesnetzagentur Gesamtdauer und Gesamtmenge dieser Maßnahme hälftig auf die beiden anfordernden ÜNB umgerechnet.

² Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch (ohne Netzreserve) gemäß Datenmeldung der ÜNB an die Bundesnetzagentur.

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 16: Redispatchmaßnahmen im vierten Quartal 2016

Tägliche Erzeugungsmenge je Energieträger und Redispatchmaßnahmen in Q4 2016 in MWh¹



Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

¹In dieser Abbildung wird die Korrelation zwischen der Einspeisung verschiedener Energieträger und Redispatchmaßnahmen dargestellt. Es gibt weitere Ursachen für Redispatchentwicklungen.

Abbildung 3: EE-Erzeugung und Redispatchmaßnahmen im vierten Quartal 2016

4.1.2 Strombedingter Redispatch

In der Mehrzahl mussten im vierten Quartal 2016 strombedingte Redispatchmaßnahmen durchgeführt werden. In Summe wurden entsprechende Überlastungen mit einer Gesamtdauer von 3.412 Stunden gemeldet und Maßnahmen mit einem Volumen von Einspeisereduzierungen von 2.194 GWh veranlasst. Davon entfielen 3.344 Stunden (98 Prozent) auf Netzelemente, bei denen die Dauer der Überlastung mindestens 12 Stunden betrug (Tabelle 17 und Tabelle 18).

Im Vergleich zum vierten Quartal 2015 ist die Dauer um 2.737 Stunden (Q4 2015: 6.149 Stunden) sowie die Menge der Einspeisereduzierung durch strombedingten Redispatch um 1.491 GWh deutlich zurückgegangen (Q4 2015: 3.685 GWh).

Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im vierten Quartal 2016

Nr.	Betroffenes Netzelement	Regelzone ¹	Dauer (in Std.)	Menge Einspeisereduzierungen (in GWh)	Menge Einspeiserhöhung (in GWh) ²
1	Gebiet Remptendorf Redwitz	50Hertz/ TenneT	945	959	959
2	Brunsbüttel-Brunsbüttel 50 Hertz-Zone	TenneT/ 50Hertz	471	237	237
3	Gebiet Großkrotzenburg (Großkrotzenburg-Karben)	TenneT	379	250	257
4	Gebiet Lehrte (Lehrte-Godenau, Lehrte-Mehrum, Lehrte-Erzhausen- Hardeggen-Göttingen)	TenneT	270	88	88
5	Regelzone 50Hertz-Mikolowa (PL) (Hagenwerder-Mikolowa)	50Hertz	242	146	146
6	Dörpen-Niederlangen-Meppen (Amprion Regelzone)	TenneT/ Amprion	196	77	78
7	Leitung Ville Ost (Rommerskirchen- Sechtem)	Amprion	147	72	69
8	Gebiet Altbach (Altbach, Altbach- Wendlingen)	TransnetBW	138	27	27
9	Gebiet Borken (Borken-Waldeck- Twistetal, Borken-Gießen-Karben)	TenneT	82	32	32
10	Gebiet Simbach-St. Peter(AT) (Pleinting- St. Peter, Altheim-Simbach-St. Peter)	TenneT	75	29	29
11	Gebiet Großkrotzenburg-Amprion-Zone (Großkrotzenburg-Urberach / Amprion- Zone, Großkrotzenburg- Dettingen/ Amprion-Zone)	TenneT/ Amprion	75	27	27

¹ Die erstgenannte Regelzone weist den ÜNB aus, der die Datenmeldung der Redispatchmaßnahme an die Bundesnetzagentur vorgenommen hat.

² In den hier dargestellten Gegengeschäften können Mengen enthalten sein, welche aus dem Einsatzprozess von Reservekraftwerken stammen.

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 17: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im vierten Quartal 2016 (Ifd. Nr. 1 – 11)

Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im vierten Quartal 2016

Nr.	Betroffenes Netzelement	Regelzone ¹	Dauer (in Std.)	Menge Einspeisereduzierungen (in GWh)	Menge Einspeiserhöhung (in GWh) ²
12	Helmstedt - Wolmirstedt	50Hertz	60	68	68
13	Grafenrheinfeld-Stalldorf	TransnetBW	56	30	30
14	Walberberg West (Knapsack-Sechtem)	Amprion	45	16	16
15	Landesbergen-Sottrum	TenneT	30	11	11
16	Röhrsdorf-Hradec (CZ)	50Hertz	24	14	14
17	Leitung Selhausen West (Oberzier-Niederstedem)	Amprion	24	20	23
18	Dollern-Wilster	TenneT	20	5	5
19	Streumen - Röhrsdorf	50Hertz	20	11	11
20	Bärwalde-Schmölln	50Hertz	17	28	28
21	Gebiet Grohnde (Grohnde-Vörden-Bergshausen, Grohnde Würgassen)	TenneT	15	4	4
22	Gebiet Hamburg-Nord (Hamburg/ N - Itzehoe/ W)	TenneT	13	4	4

¹ Die erstgenannte Regelzone weist den ÜNB aus, der die Datenmeldung der Redispatchmaßnahme an die Bundesnetzagentur vorgenommen hat.

² In den hier dargestellten Gegengeschäften können Mengen enthalten sein, welche aus dem Einsatzprozess von Reservekraftwerken stammen.

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 18: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im vierten Quartal 2016 (Ifd. Nr. 12 – 22)

Darüber hinaus wurden von den ÜNB weitere Redispatchmaßnahmen von insgesamt 68 Stunden bei Netzelementen ergriffen. Dies sind Redispatchmaßnahmen, die jeweils im Umfang von weniger als 12 Stunden je einzelne Leitung durchgeführt wurden.

Die nachfolgende Karte ordnet die besonders kritischen Netzelemente (Anzahl der Stunden je Leitung ≥ 12) aus der obigen Tabelle ihrer jeweiligen geographischen Lage zu.

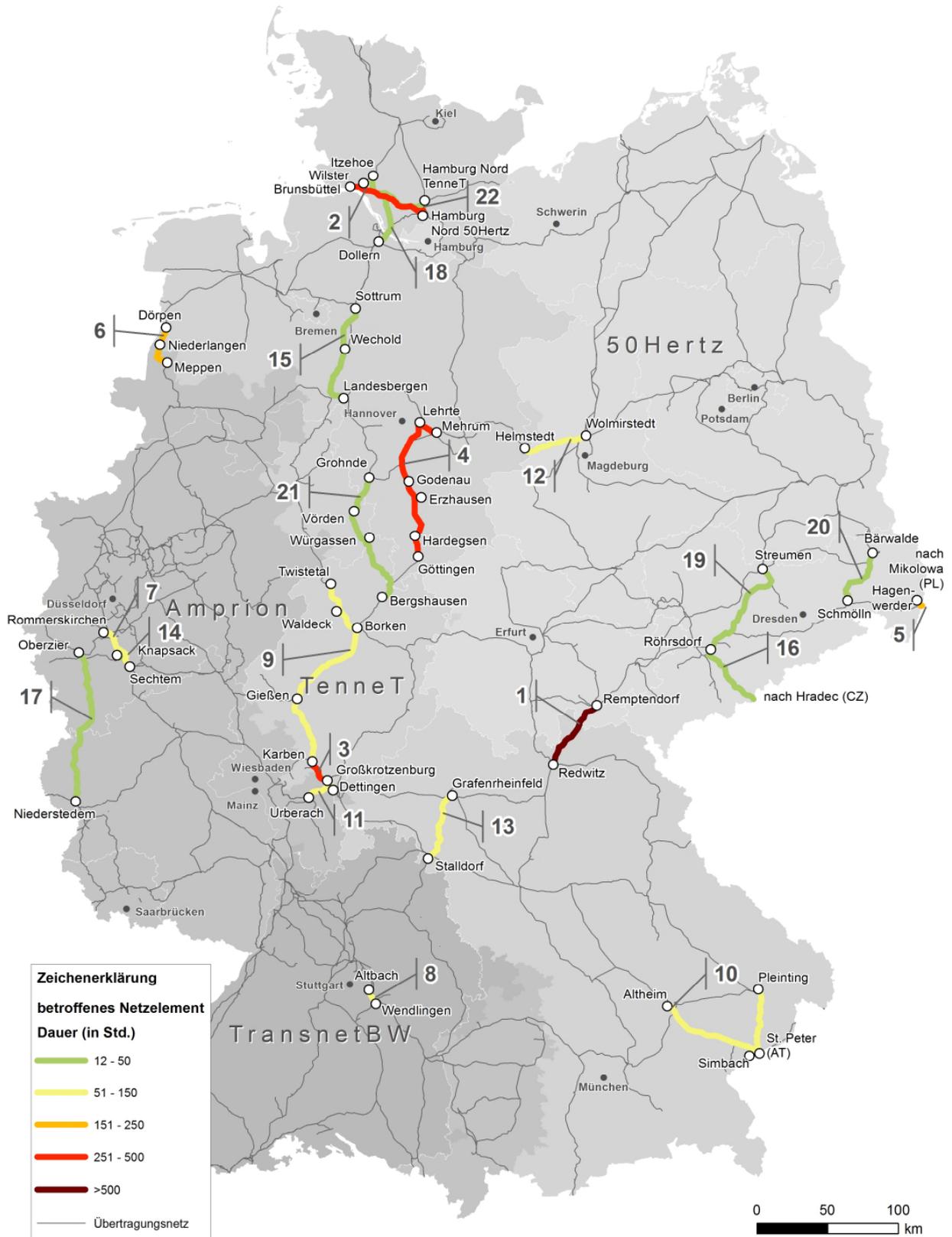


Abbildung 4: Dauer von strombedingten Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im vierten Quartal 2016 gemäß Meldungen der ÜNB

4.1.3 Spannungsbedingter Redispatch

Neben den strombedingten Redispatchmaßnahmen wurden im vierten Quartal 2016 spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen von insgesamt 128 Stunden gemeldet. Das Volumen der getätigten Maßnahmen belief sich dabei auf knapp 29 GWh. Der Bedarf an spannungsbedingtem Redispatch war im Vergleich zum vierten Quartal 2015 etwas höher. Die Dauer ist um 24 Stunden (Q4 2015: 104 Stunden) und die Menge der getätigten Maßnahmen um 10 GWh gestiegen (Q4 2015: 19 GWh).

Eine genaue Aufteilung der betroffenen Netzelemente und Netzgebiete ist der folgenden Tabelle zu entnehmen.¹⁰

Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im vierten Quartal 2016¹

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge getätigte Maßnahmen in GWh
Regelzone TenneT: Netzgebiet Mitte	124	27
davon Netzgebiet Ovenstädt-Bechterdissen-Borken	48	12
davon Netzgebiet Borken (Borken-Dipperz-Großkrotzenburg, Borken-Gießen-Karben)	76	15
Regelzone 50Hertz	4	1

¹ Da sich spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen auf räumlich größere Netzregionen (und nicht auf einzelne Leitungen bzw. Umspannwerke) beziehen, wird aus Darstellungsgründen auf eine Übersichtskarte verzichtet.

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 19: Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im vierten Quartal 2016

4.2 Einsatz Reservekraftwerke

Insgesamt wurden im vierten Quartal 2016 an 42 Tagen Netzreserveabrufe mit durchschnittlich 562 MW und einer Gesamtarbeit von rund 365 GWh getätigt.

Gegenüber dem vierten Quartal 2015 sind damit die Einsätze der Reservekraftwerke gemessen an den Einsatztagen um acht Tage gestiegen (2015: 34Tage). Die geleistete Arbeit hat sich dagegen leicht um 38 GWh reduziert (2015: 403 GWh).

¹⁰ Da sich spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen auf räumlich größere Netzregionen (und nicht auf einzelne Leitungen bzw. Umspannwerke) beziehen, wird aus Darstellungsgründen auf eine Übersichtskarte verzichtet.

Zusammenfassung der Reserveeinsätze im vierten Quartal 2016

	Tage	Einsatz-Durchschnitt in MW	MWh Summe
Oktober	10	389	49.676
November	14	714	151.782
Dezember	18	584	163.974
Gesamt	42	562	365.432

Quelle: ÜNB Statusmeldungen

Tabelle 20: Zusammenfassung der Reserveeinsätze im vierten Quartal 2016

4.3 Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG

Im vierten Quartal 2016 wurden durch die ÜNB und VNB rund 1.134 GWh an Ausfallarbeit von EEG- und KWK-Anlagen gemeldet. Die durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber belaufen sich für diesen Zeitraum auf rund 113 Mio. Euro. Vergleicht man die Werte mit denen des vierten Quartals 2015, so ergibt sich eine Verringerung der Menge an Ausfallarbeit um rund 900 GWh (Q4 2015: 2.036 GWh) sowie der geschätzten Entschädigungsansprüche um rund 88 Mio. Euro (Q4 2015: 202 Mio. Euro).

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen im vierten Quartal 2016 nach Bundesländern

71 Prozent der Ausfallarbeit und rund 73 Prozent der durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche für das vierte Quartal 2016 entfallen auf Schleswig-Holstein. Es folgen Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern mit rund zehn bzw. neun Prozent der gesamtdeutschen Ausfallarbeit. Die restlichen Abregelungen verteilen sich, wie in nachfolgender Tabelle dargestellt, auf acht weitere Bundesländer.

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen im vierten Quartal 2016 und vierten Quartal 2015 nach Bundesländern

Bundesland	Quartal 4 2016				Quartal 4 2015			
	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro	Prozentuale Verteilung	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro	Prozentuale Verteilung
Schleswig-Holstein	804,93	71,0%	82.327.550	72,7%	1.385,23	68,1%	139.573.948	69,2%
Brandenburg	110,15	9,7%	10.336.950	9,1%	267,21	13,1%	25.840.562	12,8%
Mecklenburg-Vorpommern	101,80	9,0%	9.440.679	8,3%	137,64	6,8%	12.615.792	6,3%
Niedersachsen	57,89	5,1%	6.096.344	5,4%	140,90	6,9%	14.322.784	7,1%
Sachsen-Anhalt	29,83	2,6%	2.648.816	2,3%	67,21	3,3%	6.014.211	3,0%
Nordrhein-Westfalen	12,95	1,1%	1.204.787	1,1%	0,04	0,0%	1.458	0,0%
Thüringen	9,70	0,9%	876.922	0,8%	33,51	1,6%	3.067.597	1,5%
Rheinland-Pfalz	4,29	0,4%	212.171	0,2%	2,10	0,1%	130.914	0,1%
Baden-Württemberg	1,34	0,1%	120.197	0,1%	0,65	0,0%	61.722	0,0%
Bayern	0,69	0,1%	1.416	0,0%	0,16	0,0%	30.769	0,0%
Sachsen	0,00	0,0%	425	0,0%	0,94	0,0%	85.745	0,0%
Hessen	-	-	-	-	-	-	-	-
Hamburg	-	-	-	-	-	-	-	-
Berlin	-	-	-	-	-	-	-	-
Bremen	-	-	-	-	-	-	-	-
Saarland	-	-	-	-	-	-	-	-
Gesamt	1.133,56	100%	113.266.258	100%	2.035,56	100%	201.745.501	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 21: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Bundesländern im vierten Quartal 2016 gegenüber 2015

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im vierten Quartal 2016

Mit 93 Prozent der Ausfallarbeit und rund 85 Prozent der durch die Netzbetreiber an die Bundesnetzagentur gemeldeten geschätzten Entschädigungsansprüche ist der Energieträger Wind an Land (onshore) der mit Abstand am häufigsten abgeregelte Energieträger im vierten Quartal 2016. Solare Strahlungsenergie ist mit gut vier Prozent der zweithäufigst abgeregelte Energieträger gefolgt von Wind auf See (offshore), auf den ein Anteil von über zwei Prozent entfällt. Die restliche entstandene Ausfallarbeit verteilt sich, wie in folgender Tabelle dargestellt, auf vier weitere Energieträger die in der Gesamtmenge jedoch nicht einmal ein Prozent bilden.

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im vierten Quartal 2016 und vierten Quartal 2015

Energieträger	Quartal 4 2016			Quartal 4 2015		
	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro
Wind (onshore)	1.053,65	93,0%	96.060.568	1.819,05	89,4%	162.070.884
Solar	46,13	4,1%	10.707.884	43,64	2,1%	9.909.707
Wind (offshore)	25,56	2,3%	4.983.489	10,10	0,5%	2.038.900
Biomasse einschl. Biogas	7,26	0,6%	1.432.760	162,08	8,0%	27.674.995
KWK-Strom	0,83	0,1%	70.561	0,38	0,0%	24.355
Deponie-, Klär- und Grubengas	0,09	0,0%	6.392	0,22	0,0%	17.269
Laufwasser	0,04	0,0%	4.603	0,09	0,0%	9.391
Gesamt	1.133,56	100%	113.266.258	2.035,56	100%	201.745.501

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 22: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im vierten Quartal 2016 gegenüber 2015

Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im vierten Quartal 2016

Bei rund 96 Prozent der Maßnahmen erfolgten die Abregelungen in den Verteilernetzen. Bei lediglich etwas über vier Prozent wurden Anlagen abgeregelt, die direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sind. Dies stellt jedoch nicht dar, auf welcher Netzebene die Maßnahmen verursacht wurden und welche Netzebene die Entschädigungsansprüche tragen muss.

Für das vierte Quartal 2016 sind die Werte in der folgenden Tabelle dargestellt.

Netzebenen der Abregelungen sowie der Verursachung von EinsMan-Maßnahmen im vierten Quartal 2016

	Anlagen im Übertragungsnetz	Anlagen im Verteilernetz
Ausfallarbeit in GWh	50,28	1.083,28
Prozentuale Verteilung (Ausfallarbeit)	4,4%	95,6%
Geschätzte Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber in Euro	7.329.288	105.936.970
Prozentuale Verteilung (Entschädigungsansprüche)	6,5%	93,5%
	Übertragungsnetz	Verteilernetz
Verursachung der Maßnahmen in GWh	n.V.	n.V.
Prozentuale Verteilung (Verursachung)	n.V.	n.V.

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 23: Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im vierten Quartal 2016

Anhand der Tabelle 11 auf Seite 27 zu den Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im Jahr 2016 kann man sehen, dass die Netzebenen der Verursachung der Maßnahmen nicht der Netzebene der Abregelung entspricht.

In den zwei nachfolgenden Tabellen werden die Abregelungen differenziert nach Bundesländern für das Übertragungsnetz und die Verteilernetze dargestellt.

Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im vierten Quartal 2016 und vierten Quartal 2015

Bundesland	Quartal 4 2016			Quartal 4 2015		
	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro
Brandenburg	23,81	47,4%	2.254.549	155,29	86,8%	15.385.290
Schleswig-Holstein	20,14	40,1%	3.843.895	23,63	13,2%	3.398.000
Niedersachsen	6,33	12,6%	1.230.844	-	-	-
Mecklenburg-Vorpommern	-	-	-	-	-	-
Hamburg	-	-	-	-	-	-
Sachsen-Anhalt	-	-	-	-	-	-
Thüringen	-	-	-	-	-	-
Nordrhein-Westfalen	-	-	-	-	-	-
Sachsen	-	-	-	-	-	-
Baden-Württemberg	-	-	-	-	-	-
Rheinland-Pfalz	-	-	-	-	-	-
Hessen	-	-	-	-	-	-
Bayern	-	-	-	-	-	-
Berlin	-	-	-	-	-	-
Bremen	-	-	-	-	-	-
Saarland	-	-	-	-	-	-
Gesamt	50,28	100%	7.329.288	178,92	100%	18.783.290

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 24: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im vierten Quartal 2016 gegenüber 2015

**Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen in Verteilernetzen
im vierten Quartal 2016 und vierten Quartal 2015**

Bundesland	Quartal 4 2016			Quartal 4 2015			
	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro	Ausfallarbeit in GWh	Prozentuale Verteilung	Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro	Prozentuale Verteilung
Schleswig-Holstein	784,79	72,4%	78.483.655	1.361,61	73,3%	136.175.948	74,4%
Mecklenburg-Vorpommern	101,80	9,4%	9.440.679	137,64	7,4%	12.615.792	6,9%
Brandenburg	86,35	8,0%	8.082.401	111,92	6,0%	10.455.272	5,7%
Niedersachsen	51,55	4,8%	4.865.500	140,90	7,6%	14.322.784	7,8%
Sachsen-Anhalt	29,83	2,8%	2.648.816	67,21	3,6%	6.014.211	3,3%
Nordrhein-Westfalen	12,95	1,2%	1.204.787	0,04	0,0%	1.458	0,0%
Thüringen	9,70	0,9%	876.922	33,51	1,8%	3.067.597	1,7%
Rheinland-Pfalz	4,29	0,4%	212.171	2,10	0,1%	130.914	0,1%
Baden-Württemberg	1,34	0,1%	120.197	0,65	0,0%	61.722	0,0%
Bayern	0,69	0,1%	1.416	0,16	0,0%	30.769	0,0%
Sachsen	0,00	0,0%	425	0,94	0,1%	85.745	0,0%
Hessen	-	-	-	-	-	-	-
Hamburg	-	-	-	-	-	-	-
Berlin	-	-	-	-	-	-	-
Bremen	-	-	-	-	-	-	-
Saarland	-	-	-	-	-	-	-
Gesamt	1.083,28	100%	105.936.970	1.856,65	100%	182.962.211	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 25: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen Verteilernetzen im vierten Quartal 2016 gegenüber 2015

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im vierten Quartal 2016

Der nachstehenden Tabelle ist die Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im vierten Quartal 2016 zu entnehmen. Die unterschiedliche Verteilung der EinsMan-Maßnahmen auf die Regelzonen begründet sich insbesondere aus der regional unterschiedlichen Einspeisemenge aus Erneuerbaren Energien (Vergleich anhand der Jahresarbeit 2015). Auf die Regelzone von TenneT und 50Hertz entfallen danach ca. 71 Prozent der eingespeisten Jahresarbeit aus Erneuerbaren Energien. Amprion und TransnetBW kommen auf einen Anteil von ca. 29 Prozent¹¹.

¹¹ Vgl.:

http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/InstallierteLeistung_2015.xlsx?__blob=publicationFile&v=4

Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im vierten Quartal 2016 und vierten Quartal 2015

Regelzone	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 14 Abs. 1 EEG i.V.m. § 13 Abs. 2 EnWG in GWh		Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro		Anpassung von Stromeinspeisung nach § 14 Abs. 1 EEG i.V.m. § 13 Abs. 2 EnWG in GWh		Geschätzte Entschädigungs- zahlungen in Euro	
	Prozentuale Verteilung	Prozentuale Verteilung	Prozentuale Verteilung	Prozentuale Verteilung	Prozentuale Verteilung	Prozentuale Verteilung	Prozentuale Verteilung	Prozentuale Verteilung
	Quartal 4 2016				Quartal 4 2015			
TenneT	859,86	75,9%	88.162.525	77,8%	1.508,66	74,1%	152.332.428	75,5%
50Hertz	252,81	22,3%	23.450.893	20,7%	523,60	25,7%	49.177.936	24,4%
Amprion	19,55	1,7%	1.532.643	1,4%	2,59	0,1%	164.004	0,1%
TransnetBW	1,34	0,1%	120.197	0,1%	0,72	0,0%	71.133	0,0%
Gesamt	1.133,56	100%	113.266.258	100%	2.035,56	100%	201.745.501	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 26: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im vierten Quartal 2016 gegenüber 2015

4.4 Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG

Anpassungen von Stromeinspeisungen

Im vierten Quartal 2016 haben drei Verteilernetzbetreiber und ein Übertragungsnetzbetreiber Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG angewiesen. Dabei kam es zu Anpassungen von Stromeinspeisungen in Höhe von rund 4,9 GWh verteilt über fünf Bundesländer. Alle Anpassungsmaßnahmen fanden in den Regelzonen von 50Hertz und TenneT statt.

Im Vergleich mit dem vierten Quartal des Jahres 2015 (6,6 GWh) ist in der Gesamtbetrachtung eine Reduktion um rund 1,7 GWh festzustellen.

Verteilung der Anpassungsmaßnahmen nach Bundesländern im vierten Quartal 2016 und vierten Quartal 2015

Bundesland	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 EnWG in GWh		Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 EnWG in GWh	
	Prozentuale Verteilung	Prozentuale Verteilung	Prozentuale Verteilung	Prozentuale Verteilung
	Quartal 4 2016		Quartal 4 2015	
Sachsen-Anhalt	2,60	53,2%	3,43	52,3%
Hessen	1,41	28,8%	-	-
Brandenburg	0,59	12,1%	0,95	14,5%
Sachsen	0,23	4,7%	1,86	28,3%
Thüringen	0,06	1,3%	0,31	4,8%
Bayern	-	-	0,01	0,1%
Nordrhein-Westfalen	-	-	-	-
Niedersachsen	-	-	-	-
Mecklenburg-Vorpommern	-	-	-	-
Baden-Württemberg	-	-	-	-
Rheinland-Pfalz	-	-	-	-
Schleswig-Holstein	-	-	-	-
Hamburg	-	-	-	-
Berlin	-	-	-	-
Bremen	-	-	-	-
Saarland	-	-	-	-
Gesamt	4,89	100%	6,56	100%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 27: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen nach Bundesländern im vierten Quartal 2016 gegenüber 2015

Die Verteilung der abgeregelten Arbeit auf die verschiedenen Energieträger ist der nachstehenden Tabelle zu entnehmen.

Verteilung der Anpassungsmaßnahmen (Anpassungen von Stromeinspeisungen) nach Energieträgern im vierten Quartal 2016

Energieträger	Anpassung von Stromeinspeisung nach § 13 Abs. 2 EnWG in GWh	Prozentuale Verteilung
Abfall (nicht biologisch abbaubarer Anteil)	3,43	70,1%
Pumpspeicher	1,41	28,8%
Erdgas	0,05	1,0%
Gesamt	4,89	100,0%

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 28: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen auf Energieträger im vierten Quartal 2016

5 Korrigendum

5.1 Gesamtmengen Redispatch im Jahr 2015 und Q1-Q3 2016

In den Datenmeldungen der ÜNB an die Bundesnetzagentur waren im Jahr 2015 und in den ersten drei Quartalen 2016 Angaben zu in den Gegengeschäften enthaltenen Reservekraftwerkseinsätzen integriert. Diese Darstellung war ursprünglich nicht beabsichtigt und konnte von den ÜNB erst nachträglich korrigiert werden. Der folgenden Tabelle sind die berichtigten Angaben zum Redispatch 2015 zu entnehmen. Nach der Korrektur ergibt sich für das Jahr 2015 eine Redispatch-Gesamtmenge von 15.436 GWh (ursprünglicher Wert: 16.000 GWh). Die korrigierten Werte sind in der vorliegenden Veröffentlichung berücksichtigt.

Redispatchmaßnahmen im Jahr 2015

Netzgebiet	Dauer in Std.	Menge Einspeisereduzierungen in GWh ¹	Gesamtmenge (Einspeisereduzierungen und Einspeiserhöhungen) in GWh	Geschätzte Kosten in Mio. Euro ²
Regelzone TenneT	9.095	4.030	8.072	191,9
Regelzone 50Hertz	6.512	3.930	7.299	207,5
Regelzone TransnetBW	126	16	31	1,7
Regelzone Amprion	78	18	35	1,4
Gesamt	15.811	7.994	15.436	402,5

¹ Erfolgt eine gemeinsame Anforderung einer Redispatchmaßnahme durch zwei benachbarte ÜNB, werden in der Auswertung der Bundesnetzagentur Gesamtdauer und Gesamtmenge dieser Maßnahme hälftig auf die beiden anfordernden ÜNB umgerechnet.

² Vorläufige Kostenschätzung für Redispatch gemäß Datenmeldung der ÜNB an die Bundesnetzagentur.

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur

Tabelle 29: Redispatchmaßnahmen im Jahr 2015 (Korrektur Stand April 2017)

5.2 Gesamtmengen und geschätzte Kosten EinsMan

In den Datenmeldungen eines VNB an die Bundesnetzagentur wurden im ersten Quartal 2016 zu geringe Werte für die Ausfallarbeit sowie die geschätzten Entschädigungsansprüche angegeben. Dabei wurde der Wert für Ausfallarbeit von Wind (onshore) um 13,3 GWh und die damit verbundenen geschätzten Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber um rund eine Mio. Euro nach oben korrigiert. Die korrigierten Werte sind in der vorliegenden Veröffentlichung berücksichtigt.

6 Hintergrund

Nach § 13 EnWG, der die Erfordernisse der Netz- und Systemverantwortung der jeweiligen Netzebenen regelt, sind Netzbetreiber (ÜNB und VNB über § 14 Abs. 1 EnWG entsprechend) ermächtigt und verpflichtet, zur Aufrechterhaltung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems bestimmte Maßnahmen zu ergreifen. Zur Darstellung werden dabei drei verschiedene Maßnahmenkategorien unterschieden:

- Maßnahmen nach vertraglicher Vereinbarung oder einem gesetzlichen Schuldverhältnis mit dem Netzbetreiber mit Ersatz der Kosten nach § 13 Abs. 1, § 13a Abs. 1 EnWG (z.B. Redispatch).
- Maßnahmen auf Verlangen des Netzbetreibers nach § 14 Abs. 1 EEG i. V. m. § 13 Abs. 2 EnWG mit Entschädigung (Einspeisemanagement).
- Maßnahmen auf Verlangen des Netzbetreibers nach § 13 Abs. 2 EnWG ohne Entschädigung (Anpassungsmaßnahmen).

Gemäß § 13 Abs. 7 EnWG sind die ÜNB verpflichtet, die Regulierungsbehörde unverzüglich über die Gründe von nach § 13 EnWG durchgeführten Anpassungen und Maßnahmen zu unterrichten. Über die Bestimmung des § 14 Abs. 1 EnWG gilt diese Vorschrift für Verteilernetzbetreiber entsprechend.

Der Wandel der Erzeugungslandschaft und die Verzögerungen beim Netzausbau stellen hohe Anforderungen an die Stromnetze. Insbesondere hat der Umfang von Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen in den vergangenen Jahren stark zugenommen. Diese Maßnahmen sind notwendig, um kritischen Netzsituationen entgegen zu wirken. Die Analyse und die Nachvollziehbarkeit des Vorgehens der verantwortlichen Netzbetreiber sind dabei eine wichtige Grundlage für die Bundesnetzagentur zur Wahrnehmung ihrer Aufgaben. Insbesondere für die Analyse des Bedarfs an Netzreservekapazitäten, die Netzausbauplanung auf den Ebenen der Übertragungs- und Verteilernetze sowie für die Koordination der Maßnahmen mit den europäischen Nachbarn ist es wichtig, einen aktuellen Kenntnisstand über Art und Umfang der Maßnahmen zu haben. Die bis 2015 praktizierte jährliche Erfassung war angesichts der drastischen Zunahmen von Netz- und Sicherheitseingriffen nicht mehr ausreichend. Für diese Zwecke wurden mehrere Datenmeldeverfahren zur Erfassung dieser Maßnahmen in einem unterjährigen Rhythmus etabliert:

1. Monatliche Datenmeldungen der Übertragungsnetzbetreiber zu den ergriffenen Redispatch-Maßnahmen im Zuge der Erfordernisse eines sicheren und zuverlässigen Betriebs der Elektrizitätsversorgungsnetze nach § 13 Abs. 1 EnWG.
2. Tägliche Datenmeldungen der Verteiler- und Übertragungsnetzbetreiber zu den Anpassungen von Stromeinspeisungen (Einspeisemanagement) im Zuge der Erfordernisse eines sicheren und zuverlässigen Betriebs der Elektrizitätsversorgungsnetze nach § 14 Abs. 1 EEG i. V. m. § 13 Abs. 2 EnWG.
3. Tägliche Datenmeldungen der Verteiler- und Übertragungsnetzbetreiber zu den Anpassungsmaßnahmen bezüglich der Stromeinspeisung, Stromtransite und Stromabnahmen im Zuge der Erfordernisse eines sicheren und zuverlässigen Betriebs der Elektrizitätsversorgungsnetze nach § 13 Abs. 2 EnWG (Anpassungsmaßnahmen).

Grundsätzlich sind betroffene Netzbetreiber verpflichtet, die Anforderung von Anpassungen mit Umfang und Zeitpunkt in ihrem Netzgebiet an die Bundesnetzagentur ad-hoc zu melden. Diese Meldungen beziehen sich

auf das betroffene Netzelement, die Spannungsebene und den Grund der Anforderung. In einem zweiten Schritt melden die Netzbetreiber quartalsweise in welchem Umfang die ad-hoc-Anforderungen zu Anpassungen der Einspeiseleistung von Erzeugungsanlagen geführt haben. Diese quartalsweisen Meldungen beziehen sich nur auf Maßnahmen, die aufgrund von Netzengpässen ergriffen wurden und umfassen die tatsächlich abgeregelter Arbeit, den Energieträger und die von den Netzbetreibern geschätzten voraussichtlichen Entschädigungsansprüchen für EinsMan-Maßnahmen.

6.1 Redispatch

Gemäß § 13 Abs. 1 EnWG sind die ÜNB berechtigt und verpflichtet, die Gefährdung oder Störung im Elektrizitätsversorgungsnetz durch netz- und marktbezogene Maßnahmen zu beseitigen. Soweit die VNB für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz verantwortlich sind, sind diese auch gemäß § 14 Abs. 1 EnWG zur Ergreifung derartiger Maßnahmen berechtigt und verpflichtet.

Netzbezogene Maßnahmen, insbesondere Netzschaltungen, werden von den ÜNB nahezu an jedem Tag des Jahres ergriffen. Marktbezogene Maßnahmen sind insbesondere Maßnahmen, durch die Regelungen zur Sicherheit des Elektrizitätsversorgungssystems vertraglich vereinbart werden.

Redispatch bezeichnet den Eingriff in den marktbasieren Fahrplan von Erzeugungseinheiten zur Verlagerung von Kraftwerkseinspeisungen. Dabei werden Kraftwerke auf Basis vertraglicher Verpflichtungen oder eines gesetzlichen Schuldverhältnisses vom ÜNB angewiesen ihre Einspeiseleistung abzusenken/zu erhöhen, während zugleich andere Kraftwerke angewiesen werden, ihre Einspeiseleistung zu erhöhen/abzusenken.¹² Auf die Ausgeglichenheit von Erzeugung und Last im Ganzen haben diese Eingriffe damit keine Auswirkungen, da stets sichergestellt wird, dass abgeregelter Mengen durch gleichzeitiges Hochregeln physikalisch und bilanziell ausgeglichen werden. Redispatch ist vom Netzbetreiber zur Sicherstellung eines sicheren und zuverlässigen Betriebs der Elektrizitätsversorgungsnetze anzuwenden. Dies geschieht, um Leitungsüberlastungen vorzubeugen (präventiver Redispatch) oder Leitungsüberlastungen zu beheben (kurativer Redispatch). Der Netzbetreiber erstattet den am Redispatch teilnehmenden Kraftwerksbetreibern deren entstehende Kosten. Man unterscheidet zudem zwischen strom- und spannungsbedingtem Redispatch. Strombedingter Redispatch dient dazu, kurzfristig auftretende Überlastungen von Leitungen und Umspannwerken zu vermeiden oder zu beseitigen. Spannungsbedingter Redispatch zielt hingegen auf die Aufrechterhaltung der Spannung im betroffenen Netzgebiet z. B. durch die Anpassung von Blindleistung ab. Dabei wird die Wirkleistungseinspeisung von Kraftwerken angepasst, um diese in die Lage zu versetzen, die benötigte Blindleistung zur Spannungshaltung erbringen zu können. Dies kann z. B. durch Anfahren stillstehender Kraftwerke auf Mindestwirkleistungseinspeisung oder durch Reduzierung der Einspeisung unter Vollast laufender Kraftwerke bis auf Mindestwirkleistungseinspeisung erfolgen. Diese Form der Blindleistungsbereitstellung erfolgt – wie auch der strombedingte Redispatch – wegen des Einspeisevorrangs nur gegenüber konventionellen Kraftwerken. Bei spannungsbedingtem Redispatch können Ausgleichsmaßnahmen der Systembilanz auch über Börsengeschäfte getätigt werden. Redispatchmaßnahmen können regelzonenintern und -übergreifend angewendet werden.

¹² In den Quartalsberichten beziehen sich grundsätzlich alle Tabellen oder Texte zum Thema Redispatch auf Maßnahmen nach vertraglicher Vereinbarung oder im Rahmen eines gesetzlichen Schuldverhältnisses entsprechend § 13 Abs. 1, 1a EnWG.

6.2 Reservekraftwerke

In Situationen, in denen die benötigte Kraftwerksleistung am Markt für die Behebung eines Engpasses nicht ausreicht, sind die ÜNB darauf angewiesen, noch fehlende Redispatchleistung zusätzlich zu beschaffen.

Hierfür greifen die ÜNB auf Reservekraftwerke in der Netzreserve zurück. Die Netzreserve setzt sich aus nationalen und ausländischen Kraftwerken zusammen, die ausschließlich für den ÜNB ihren Betrieb aufrechterhalten und auf dessen Anforderung für den Redispatch in das Netz einspeisen.

Die nationalen Kraftwerke in der Netzreserve sind zur Stilllegung angezeigte Kraftwerke, die aufgrund ihrer Systemrelevanz für die Netze nicht stillgelegt werden dürfen. Die Netzreserve setzt sich zudem aus Kraftwerken aus dem benachbarten Ausland zusammen. Die ausländischen Kraftwerke in der Netzreserve werden mittels Ausschreibungen ermittelt und durch die ÜNB vertraglich gesichert. Mit den Kraftwerksbetreibern werden Verträge geschlossen, wonach die Anlagen zum Redispatcheinsatz angefordert werden dürfen. Bisher wurden Verträge mit Kraftwerksbetreibern aus Österreich, Italien, Frankreich und der Schweiz geschlossen.

6.3 Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG

Das Einspeisemanagement ist eine speziell geregelte Netzsicherheitsmaßnahme gegenüber den Anlagen Erneuerbarer Energien (EE-), Grubengas und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Der in diesen Anlagen erzeugte Strom ist vorrangig in die Netze einzuspeisen und zu transportieren (§ 11 Abs. 1 und Abs. 5 EEG, § 4 Abs. 1 und Abs. 4 S. 2 KWKG). Die verantwortlichen Netzbetreiber können unter besonderen Voraussetzungen jedoch auch diese bevorrechtigte Einspeisung vorübergehend abregeln, wenn die Netzkapazitäten nicht ausreichen, um den insgesamt erzeugten Strom abzutransportieren (§§ 14, 15 EEG i. V. m. § 13 Abs. 2, Abs. 3 S. 3 EnWG und für KWK-Anlagen auch i. V. m. § 4 Abs. 1 S. 2 KWKG). Insbesondere müssen die vorrangigen Abregelungsmaßnahmen gegenüber konventionellen Erzeugern zuvor ausgeschöpft werden. Die Netzausbaupflichten der für die Netzengpässe verantwortlichen Netzbetreiber bleiben parallel bestehen.

Der Betreiber der abgeregelten Anlage hat Anspruch auf eine Entschädigung der entstandenen Ausfallarbeit und -wärme nach Maßgabe von § 15 Abs. 1 EEG. Die Entschädigungskosten trägt der Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die EinsMan-Maßnahme liegt. Der Anschlussnetzbetreiber ist verpflichtet, dem Betreiber der abgeregelten Anlage die Entschädigung auszus zahlen. Lag die Ursache bei einem anderen Netzbetreiber, so muss der verantwortliche Netzbetreiber dem Anschlussnetzbetreiber die Entschädigungskosten erstatten.

6.4 Anpassungsmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG

Gemäß § 13 Abs. 2 EnWG sind ÜNB berechtigt und verpflichtet, Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen anzupassen oder diese Anpassungen zu verlangen (Anpassungsmaßnahmen), soweit sich eine Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems nicht oder nicht rechtzeitig durch netz- und marktbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG beseitigen lässt.

Soweit Elektrizitätsverteilternetzbetreiber für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz verantwortlich sind, sind auch sie gemäß § 14 Abs. 1 EnWG zu Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG berechtigt und verpflichtet. Darüber hinaus sind VNB gemäß § 14 Abs. 1c EnWG verpflichtet, Maßnahmen des ÜNB nach dessen Vorgaben durch eigene Maßnahmen zu unterstützen (Unterstützungsmaßnahmen).

Die Abschaltung von EEG-Anlagen im Rahmen von § 13 Abs. 2 EnWG ist teilweise auch unabhängig von den Vorschriften zum EEG-Einspeisemanagement erforderlich, sofern die Systemgefährdung nicht durch einen Netzengpass, sondern durch ein anderes Systemsicherheitsproblem hervorgerufen wird.

Die Anpassungen nach § 13 Abs. 2 EnWG stellen Notfallmaßnahmen dar und erfolgen entschädigungslos.

Verzeichnisse

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: EE-Erzeugung und Redispatchmaßnahmen im Jahr 2016	14
Abbildung 2: Dauer von strombedingten Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2016 gemäß Meldungen der ÜNB	19
Abbildung 3: EE-Erzeugung und Redispatchmaßnahmen im vierten Quartal 2016	35
Abbildung 4: Dauer von strombedingten Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im vierten Quartal 2016 gemäß Meldungen der ÜNB	39

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen nach § 13 EnWG in 2016.....	8
Tabelle 2: Übersicht Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen für die Jahre 2015 bis 2017	10
Tabelle 3: Redispatchmaßnahmen im Jahr 2016.....	13
Tabelle 4: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2016 (lfd. Nr. 1 – 13)	16
Tabelle 5: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im Jahr 2016 (lfd. Nr. 14 – 29).....	17
Tabelle 6: Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im Jahr 2016	20
Tabelle 7: Zusammenfassung der Reserveeinsätze im Jahr 2016	21
Tabelle 8: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Bundesländern im Gesamtjahr 2016 gegenüber 2015.....	23
Tabelle 9: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im Gesamtjahr 2016 gegenüber 2015	25
Tabelle 10: Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im Gesamtjahr 2016	26
Tabelle 11: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im Gesamtjahr 2016 gegenüber 2015	27
Tabelle 12: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen Verteilernetzen im Gesamtjahr 2016 gegenüber 2015	28
Tabelle 13: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im Gesamtjahr 2016 gegenüber 2015.....	30
Tabelle 14: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen nach Bundesländern im Gesamtjahr 2016 gegenüber 2015.....	31
Tabelle 15: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen auf Energieträger im Gesamtjahr 2016.....	32
Tabelle 16: Redispatchmaßnahmen im vierten Quartal 2016.....	34
Tabelle 17: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im vierten Quartal 2016 (lfd. Nr. 1 – 11)	37
Tabelle 18: Strombedingte Redispatchmaßnahmen auf den am stärksten betroffenen Netzelementen im vierten Quartal 2016 (lfd. Nr. 12 – 22).....	38

Tabelle 19: Spannungsbedingte Redispatchmaßnahmen im vierten Quartal 2016	40
Tabelle 20: Zusammenfassung der Reserveeinsätze im vierten Quartal 2016.....	41
Tabelle 21: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Bundesländern im vierten Quartal 2016 gegenüber 2015	42
Tabelle 22: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Energieträgern im vierten Quartal 2016 gegenüber 2015	44
Tabelle 23: Netzebenen der Abregelungen von Anlagen durch EinsMan-Maßnahmen im vierten Quartal 2016	45
Tabelle 24: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen im Übertragungsnetz im vierten Quartal 2016 gegenüber 2015	46
Tabelle 25: Regionale Verteilung der Abregelungen durch EinsMan-Maßnahmen Verteilernetzen im vierten Quartal 2016 gegenüber 2015	47
Tabelle 26: Verteilung der EinsMan-Maßnahmen nach Regelzonen im vierten Quartal 2016 gegenüber 2015	49
Tabelle 27: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen nach Bundesländern im vierten Quartal 2016 gegenüber 2015	50
Tabelle 28: Verteilung der Anpassungsmaßnahmen auf Energieträger im vierten Quartal 2016.....	51
Tabelle 29: Redispatchmaßnahmen im Jahr 2015 (Korrektur Stand April 2017).....	52

Impressum

Herausgeber

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

Bezugsquelle | Ansprechpartner

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Referat 603
Tulpenfeld 4
53113 Bonn
monitoring.energie@bundesnetzagentur.de
www.bundesnetzagentur.de
Tel. +49 228 14-5999
Fax +49 228 14-5973

Stand

29. Mai 2017

Text

Bundesnetzagentur
Referat 603 (Monitoringreferat)