

Berlin, 10.11.2020

**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.**
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

[## Fakten](http://www.bde.de</p></div><div data-bbox=)

Redispatch in Deutschland

Auswertung der Transparenzdaten
April 2013 bis einschließlich September 2020

Autor: Dr. Patrick Fekete

Inhalt

Abbildungsverzeichnis.....	3
1. Vorbemerkung.....	4
2. Differenzierung des Engpassmanagements	6
3. Redispatch-Maßnahmen im zeitlichen Verlauf.....	7
4. Redispatch im Januar 2017.....	9
5. Kosten von Redispatch-Maßnahmen.....	10
6. Betrachtung der Übertragungsnetzbetreiber.....	13

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung Gesamtkosten Engpassmanagement	6
Abbildung 2: Redispatch-Volumen jährlich	7
Abbildung 3: Redispatch-Volumen monatlich	8
Abbildung 4: Redispatch-Arbeit nach Einsatzart	8
Abbildung 5: Redispatch und Windenergie- sowie PV-Einspeisung im Januar 2017	9
Abbildung 6: Redispatch-Volumen im Januar 2017	10
Abbildung 7: Redispatch-Kosten jährlich	10
Abbildung 8: Verlagerung Redispatch in Netzreserve.....	11
Abbildung 9: Redispatch-Kosten 2015 – (Q1) 2019 nach ÜNB	12
Abbildung 10: Redispatch-Arbeit der ÜNB.....	13

1. Vorbemerkung

Das Voranschreiten der Energiewende äußert sich durch einen grundlegenden Wandel des Energiesystems weg von wenigen, zentralen Erzeugungsanlagen hin zu einem Netzwerk aus vielen, dezentralen Einspeisern, Verbrauchern und Prosumern, die gleichzeitig steigende Anforderungen an die Übertragungs- und Verteilnetze stellen. Getragen von den Diskussionen und Debatten um Schadstoffemissionen vollzieht sich ein dementsprechender Wechsel hinsichtlich der Stromerzeugung von steuerbaren, fossilen zu einem vermehrten Einsatz von emissionsärmeren sowie dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien.

Durch den verstärkten Ausbau von Windenergieanlagen und dem daraus resultierenden windkraftbedingten Stromüberschuss im Norden, einem zunehmenden Stromdefizit durch Kraftwerksstilllegungen und der hohen Stromnachfrage von großen industriellen Verbrauchern im Süden sowie durch den nur schleppend voranschreitenden Netzausbau kommt es im deutschen Übertragungs- wie auch im Verteilnetz häufig zu Netzengpässen. Die zur Behebung der vorhandenen Netzengpässe notwendigen Netzverstärkungs- und -Netzausbaumaßnahmen werden trotz diverser Vorschläge von Seiten des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) zur Prozessbeschleunigung voraussichtlich noch geraume Zeit in Anspruch nehmen, so dass der Einsatz von Engpassmanagement-Maßnahmen wie bspw. Redispatch oder Einspeisemanagement auch in absehbarer Zeit und ggf. weiter verstärkt nötig sein wird.

Redispatch bezeichnet den vom Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) angeordneten Eingriff in den marktbasieren, ursprünglich geplanten Fahrplan von konventionellen Stromerzeugungsanlagen (Dispatch) zur Verlagerung der Einspeisung, um Leistungsüberlastungen im Stromnetz vorzubeugen (präventiver Redispatch) bzw. zu beheben (kurativer Redispatch). Dabei wird „vor“ einem Engpass die Stromeinspeisung verringert (negativer Redispatch) und „hinter“ einem Engpass erhöht (positiver Redispatch). Um kurzfristigen Engpässen im Stromnetz entgegenzuwirken, wird also nicht die eingespeiste Strommenge, sondern deren örtliche Verteilung verändert.

Engpassmanagement-Maßnahmen können in strom- oder spannungsbedingten Redispatch sowie Maßnahmen zum bilanziellen Ausgleich von Einspeisemanagement auf Basis von Erneuerbaren Energien (§ 14 EEG) unterschieden werden. Der strombedingte Redispatch dient der Vermeidung bzw. Beseitigung von kurzfristig auftretenden Überlastungen in Netzbetriebsmitteln (wie Leitungen oder Umspannwerken). Dagegen zielt der spannungsbedingte Redispatch auf die Aufrechterhaltung der Spannung in einem betroffenen Netzgebiet durch die zusätzliche Bereitstellung von Blindleistung ab.

Der vorliegende Bericht basiert auf der Auswertung der von den vier deutschen ÜNB auf deren gemeinsamen Plattform Netztransparenz veröffentlichten Daten und beinhaltet alle von den ÜNB veranlassten, tagesscharfen Redispatch-Maßnahmen seit April 2013, die die Anpassung von in Deutschland angeschlossenen Stromerzeugungsanlagen betreffen. Bei grenzüberschreitenden Redispatch-Maßnahmen mit Nachbarländern wird nur der Teil veröffentlicht, der sich auf Anlagen innerhalb Deutschlands bezieht. Grenzüberschreitende Handelsgeschäfte sowie Kraftwerksanpassungen im Ausland werden nicht veröffentlicht.

Im Gegensatz zu den Veröffentlichungen auf der Netztransparenz-Plattform hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) im Rahmen ihrer Quartalsberichte für Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen erstmals in 2014 auch die im Ausland erbrachten Anpassungen der Kraftwerksleistung sowie grenzüberschreitende Handelsgeschäfte dokumentiert. Aus diesem Grund wird bei entsprechender Notwendigkeit zwischen den Daten „nach netztransparenz.de“ (national) und „nach BNetzA ab 2014“ (inkl. grenzüberschreitende Maßnahmen) in Legenden oder Beschreibungen differenziert.

Bei spannungsbedingtem Redispatch können Maßnahmen zum Ausgleich der Systembilanz gemäß Festlegung auch über Börsengeschäfte, so genanntes Countertrading, getätigt werden. Bei gezielten Gegenmaßnahmen, die durch ergriffenes Einspeisemanagement notwendig sein können, werden hier nur die Anpassungen der Wirkleistungseinspeisung von Anlagen veröffentlicht. Neben den genannten Gründen führen Bilanzabweichungen von Redispatch-Einsätzen durch technisch bedingte An- und Abfahrrampen sowie börsliche Gegengeschäfte dazu, dass die veröffentlichten Redispatch-Volumina nicht ausgeglichen sein können. Darüber hinaus findet Redispatch auch zum Ausgleich von Einspeisemanagement-Maßnahmen (§ 14 EEG) statt, bei denen der bilanzielle Ausgleich nicht über den Einsatz von Ausgleichsenergie, sondern durch eine gegenläufige Redispatch-Maßnahme erfolgt.

Die vorliegenden Daten erlauben eine Unterscheidung der Maßnahmen in (a) strom- bzw. spannungsbedingte Maßnahmen sowie eine Einteilung entsprechend der (b) Erhöhung und Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung im Zeitraum April 2013 bis einschließlich September 2020. Vor April 2013 erfolgte keine quantitative Veröffentlichung zu Redispatch-Maßnahmen.

2. Differenzierung des Engpassmanagements

In der öffentlichen Debatte zum Redispatch werden häufig die verschiedenen Maßnahmen des Engpassmanagements undifferenziert betrachtet.

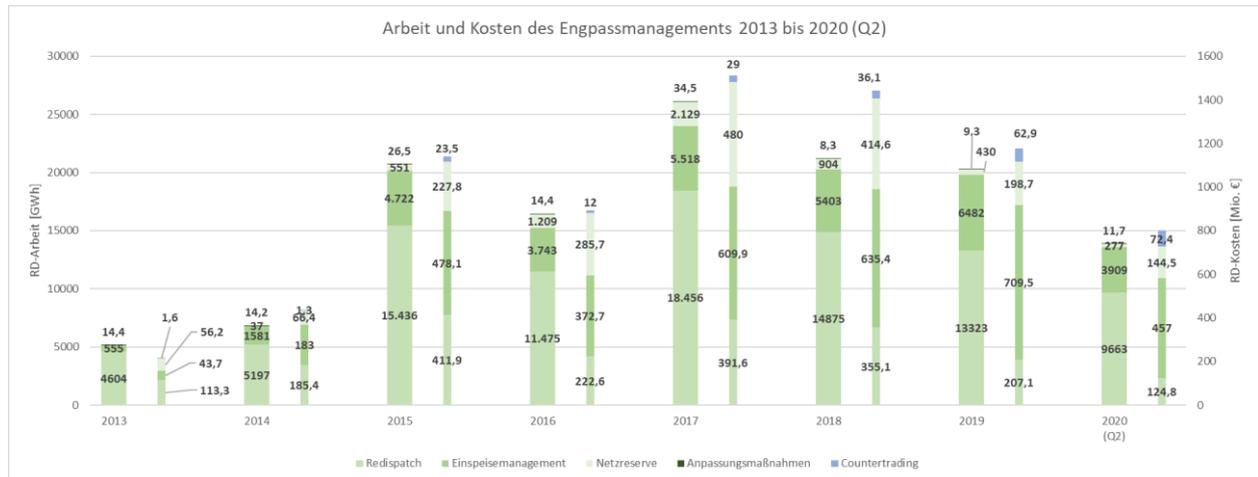


Abbildung 1: Entwicklung Gesamtkosten Engpassmanagement, eigene Darstellung auf Basis BNetzA

In der zeitlichen Reihenfolge des Einsatzes der Maßnahmen macht § 13 Abs. 1 EnWG konkrete Vorgaben. Im ersten Schritt muss der Netzbetreiber netz- oder marktbezogene Instrumente wie Regelleistung, Countertrading, Redispatch oder abschaltbare Lasten einsetzen. Dabei erfolgt der Einsatz von Regelleistung ausschließlich bei einem Systembilanzproblem und nicht bei einem hier thematisierten Netzengpass. In einem zweiten Schritt, vor der Abregelung von EE-Anlagen im Rahmen des Einspeisemanagements (EinsMan), darf der Netzbetreiber konventionelle Kraftwerke auf ein „netztechnisch erforderliches Minimum“ abregeln. Erst im dritten Schritt dürfen EE-Anlagen nach § 13 Abs. 2 EnWG abgeregelt werden, da diese gemäß EEG einen Einspeisevorrang genießen.

3. Redispatch-Maßnahmen im zeitlichen Verlauf

Eine Betrachtung des gesamten Untersuchungszeitraums verdeutlicht den historischen Verlauf des Einsatzes von Redispatch-Maßnahmen. Während im Jahr 2010 lediglich rund 306 GWh "re-dispatcht" wurden, hat sich die Gesamtarbeit bis zum Jahr 2017 um den Faktor 66,8 auf 20.439 GWh erhöht. Die Gesamtarbeit des Redispatch ist dabei die Summe aus positiver und negativer Redispatch-Arbeit. Abbildung 2 zeigt die Redispatch-Volumina im zeitlichen Verlauf.

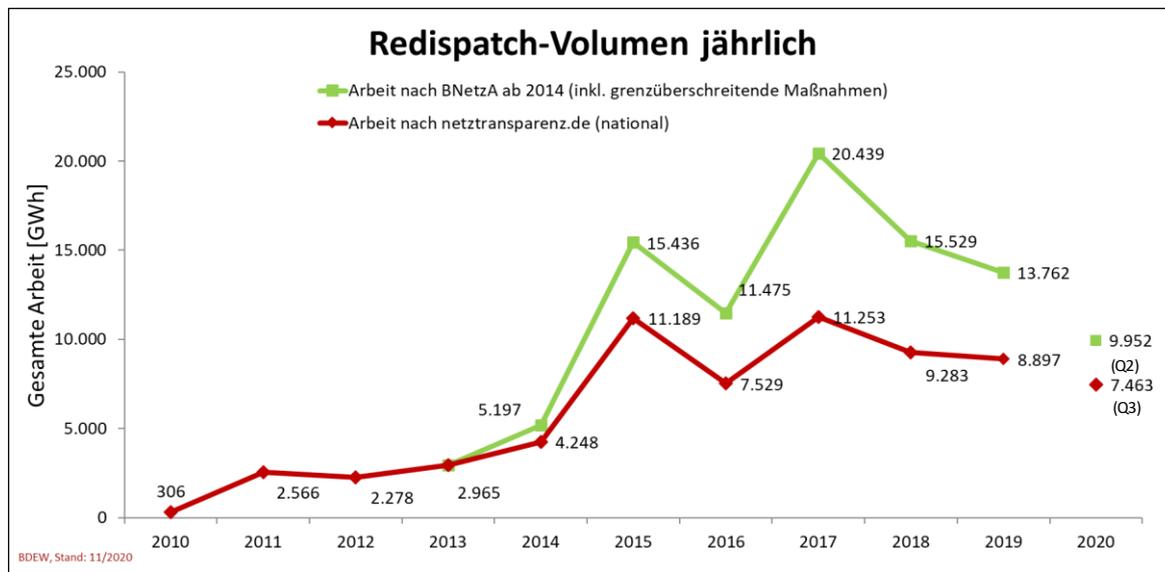


Abbildung 2: Redispatch-Volumen jährlich, eigene Darstellung auf Basis Quartalsberichte BNetzA, netztransparenz.de

Wie in der Einleitung bereits erläutert, handelt es sich bei der Differenz zwischen den Veröffentlichungen der BNetzA und der Netztransparenz-Plattform um die von ausländischen Kraftwerken und im Rahmen grenzüberschreitender Handelsgeschäfte erbrachte Redispatch-Arbeit. Die Entwicklung der Bestandteile der Redispatch-Volumina im zeitlichen Verlauf von April 2013 bis September 2020 wird in Abbildung 3 verdeutlicht. Die Gesamtarbeit stieg in diesem Zeitraum deutlich an. So übersteigt die Jahresmenge 2017 die des Jahres 2013 um das 3,8fache. Wie ebenfalls aus Abbildung 3 ersichtlich, tritt ein verstärkter Einsatz von Redispatch vor allem in den Wintermonaten auf. Neben der erhöhten Stromnachfrage im Winter, auch in den Nachbarländern Deutschlands, sind u. a. die erhöhte Einspeisung von Strom aus Windenergie im Norden sowie die geringere Einspeisung aus PV-Anlagen im Süden als Gründe hierfür anzuführen. Im Januar 2017 wurde der bisherige Spitzenwert an geleisteter Redispatch-Arbeit von 3.065 GWh gemessen, welcher mehr als das 63fache über dem geringsten Wert im August 2013 mit 48 GWh lag. Auf den „Extrem-Monat“ Januar des Jahres 2017 wird in Kapitel 4 näher eingegangen.

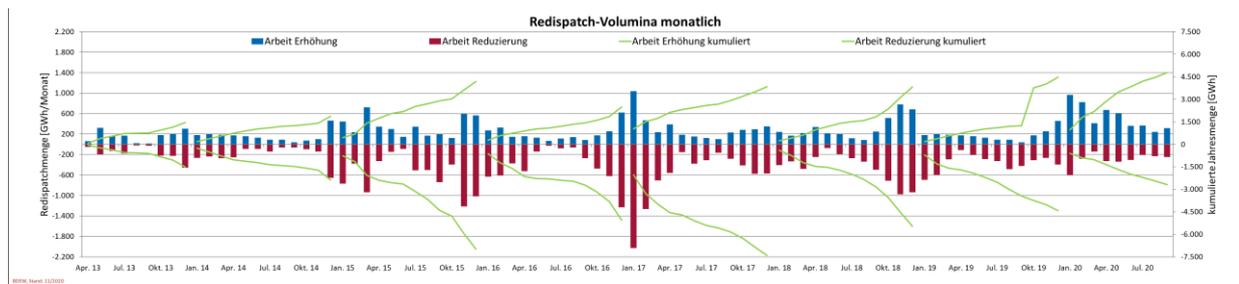


Abbildung 3: Redispatch-Volumen monatlich, eigene Darstellung auf Basis netztransparenz.de

Im Jahr 2019 wurden gemäß den Angaben auf netztransparenz.de rund 8,9 TWh „redispatcht“. Im Vergleich zum Vorjahr (rund 9,3 TWh national) fiel die geleistete Arbeit somit geringer aus. Insgesamt ist das Redispatch-Volumen um 4,3 % gegenüber dem Vorjahr zurückgegangen. Im Detail basiert der Rückgang des Gesamtvolumens auf einem Anstieg des positiven Redispatch um ca. 15,1 % und einem Rückgang des negativen Redispatch um ca. 19 %.

In Abbildung 4 wird die Redispatch-Arbeit nach ihrer Einsatzart dargestellt. Wie einleitend angemerkt, wird hier zwischen strom- und spannungsbedingten Maßnahmen unterschieden. Der Abbildung ist zu entnehmen, dass der überwiegende Teil der bis dato durchgeführten Redispatch-Maßnahmen strombedingt erfolgte. Folglich gelten auftretende Netzengpässe als häufigste Ursache für den Einsatz von Redispatch-Maßnahmen.

Der erhöhte Bedarf von spannungsbedingtem Redispatch in den Sommermonaten lässt sich auf den geringeren Stromverbrauch während der Sommerzeit zurückführen, der zu einem Abfall der Spannung und somit (zur Aufrechterhaltung dieser) zu einem Abruf von Blindarbeit führt. Bedingt durch den geringen Verbrauch sind dann einige konventionelle Kraftwerke, die im Regelfall zur Bereitstellung von Blindleistung dienen, nicht am Markt verfügbar, so dass die Blindleistungsbereitstellung mittels spannungsbedingter Redispatch-Maßnahmen erfolgt. Der starke Anstieg des spannungsbedingten Redispatch ab April 2020 ist, basierend auf den eben genannten physikalischen Grundsätzen, auf die Auswirkungen der Corona-Pandemie zurückzuführen, die zu einem geringeren Strombedarf führte.

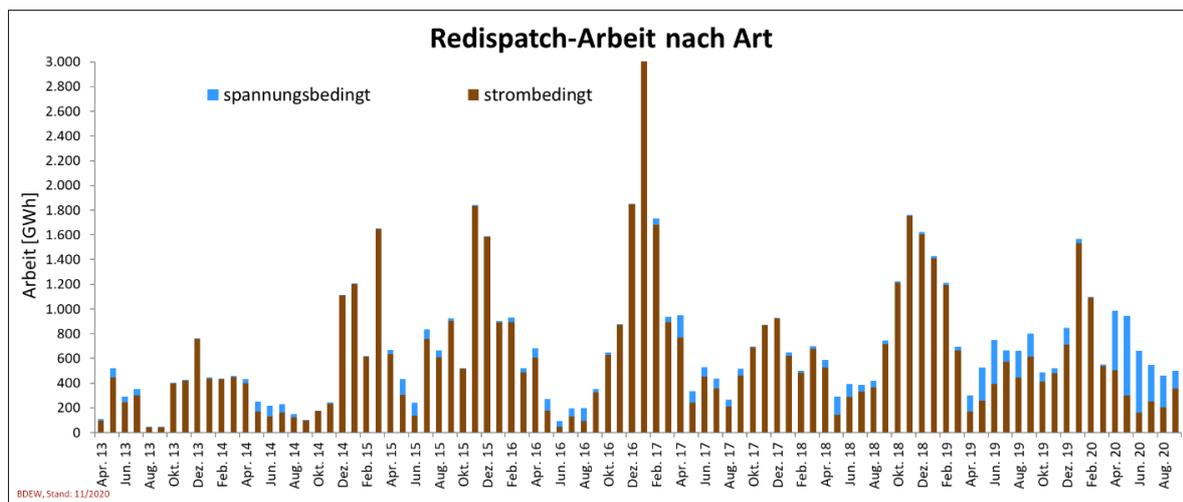


Abbildung 4: Redispatch-Arbeit nach Einsatzart, eigene Darstellung auf Basis netztransparenz.de

4. Redispatch im Januar 2017

Allein im Januar 2017 wurden ca. 3,1 TWh Redispatch-Arbeit und damit etwa 42 % der gesamten Redispatch-Arbeit des Jahres 2016 geleistet. In keinem anderen Monat wurde bisher mehr Redispatch-Arbeit zur Engpassbewirtschaftung benötigt. Der massive Anstieg des Redispatch-Bedarfs im Januar 2017 lässt sich neben erhöhten Exporten in den Wintermonaten auf punktuelle Spitzen der Windenergie-Einspeisung zurückführen (vgl. Abbildung 5). Ein Korrelationsmaß von ca. 61 % bestätigt einen erhöhten positiven linearen Zusammenhang zwischen Windenergie-Einspeisung und zeitgleichen Redispatch-Maßnahmen. Unter Berücksichtigung der PV-Einspeisung innerhalb des Betrachtungszeitraumes sinkt das Korrelationsmaß auf 0,579.

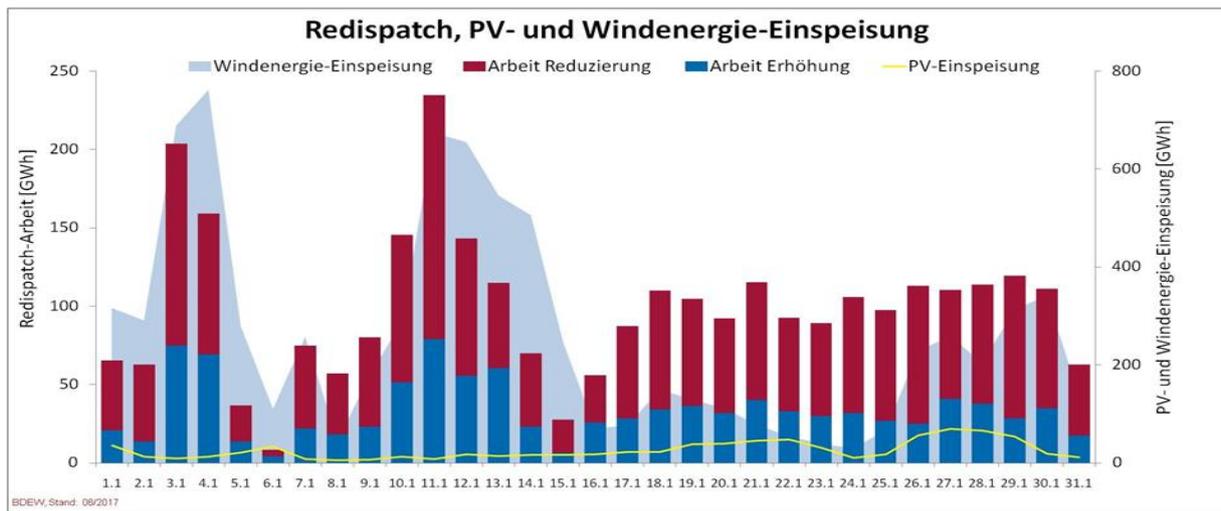


Abbildung 5: Redispatch und Windenergie- sowie PV-Einspeisung im Januar 2017, eigene Darstellung auf Basis netztransparenz.de

Die Korrelation von rund 61 % zwischen Redispatch-Maßnahmen und Windenergie-Einspeisung verdeutlicht, dass neben der Windenergie-Einspeisung noch weitere Faktoren zum Anstieg des Redispatch-Volumens im Januar 2017 beigetragen haben. In Betracht kommen beispielsweise erhöhte Lastflüsse in Richtung Frankreich, da dort zahlreiche AKW wegen technischen Störungen ausgefallen waren, sowie eine sehr geringe Einspeisung aus PV-Anlagen.

Da ein Großteil der süddeutschen Stromerzeugungsanlagen zur Deckung der Nachfrage bereits auf hohem Leistungsniveau einspeiste, stand lediglich ein geringes marktliches Redispatch-Potenzial zur Wirkleistungserhöhung zur Verfügung. Dies hatte zur Folge, dass die Wirkleistungserhöhung durch Kraftwerke der Netzreserve erbracht werden musste, so dass die Netzreserve an einzelnen Tagen nahezu den gesamten positiven Redispatch-Bedarf deckte (vgl. Abbildung 6). Anzumerken ist in diesem Zusammenhang, dass Redispatch-Maßnahmen immer in „Paaren“ erfolgen (Reduktion \triangleq Erhöhung). Somit betrug die gesamte Redispatch-Arbeit inkl. der positiven Redispatch-Arbeit im Ausland im Januar 2017 ca. 4,06 TWh.

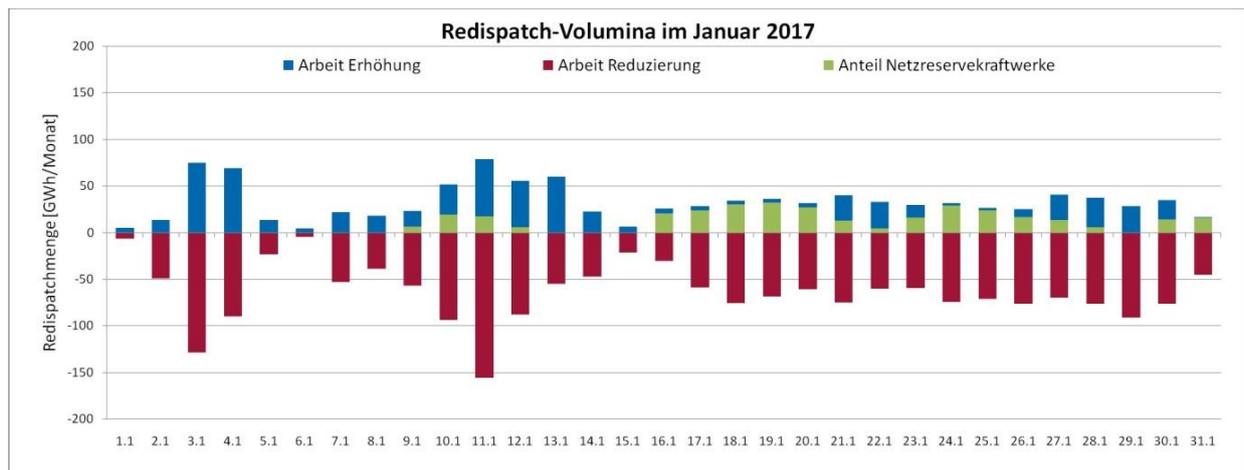


Abbildung 6: Redispatch-Volumina im Januar 2017, eigene Darstellung auf Basis netztransparenz.de

5. Kosten von Redispatch-Maßnahmen

Die Kosten für Redispatch-Maßnahmen bewegten sich von 2007 bis 2011 zwischen 13 Mio. und 45 Mio. € noch in einem moderaten Bereich. Abbildung 7 zeigt die Kosten des Redispatch im zeitlichen Verlauf. Im Jahr 2015 stiegen diese sprunghaft auf 435,4 Mio. € an und sanken im Jahr 2016 auf 234,6 Mio. €, was einer Reduktion von über 45 % gegenüber 2015 entspricht. Obwohl die Redispatch-Kosten des Jahres 2017 mit 423,1 Mio. € geringfügig unterhalb der Kosten von 2015 lagen, weist das Jahr 2017 mit mehr als 1,4 Mrd. € höhere Kosten für das gesamte Engpassmanagement auf (2015: ca. 1,1 Mrd. €). Dies lässt sich vor allem auf die höheren Kosten für die Netzreserve wie auch für das Einspeisemanagement zurückführen. Die Kosten für Redispatch lagen im Jahr 2018 mit 351,5 Mio. € ca. 20 % niedriger als noch im Jahr 2017, wobei die Kosten für das gesamte Engpassmanagement lediglich um ca. 7 % sanken. Dies basiert auf einem höheren Anteil an Einspeisemanagement-Abregelungen bzw. den damit verbundenen Entschädigungen.

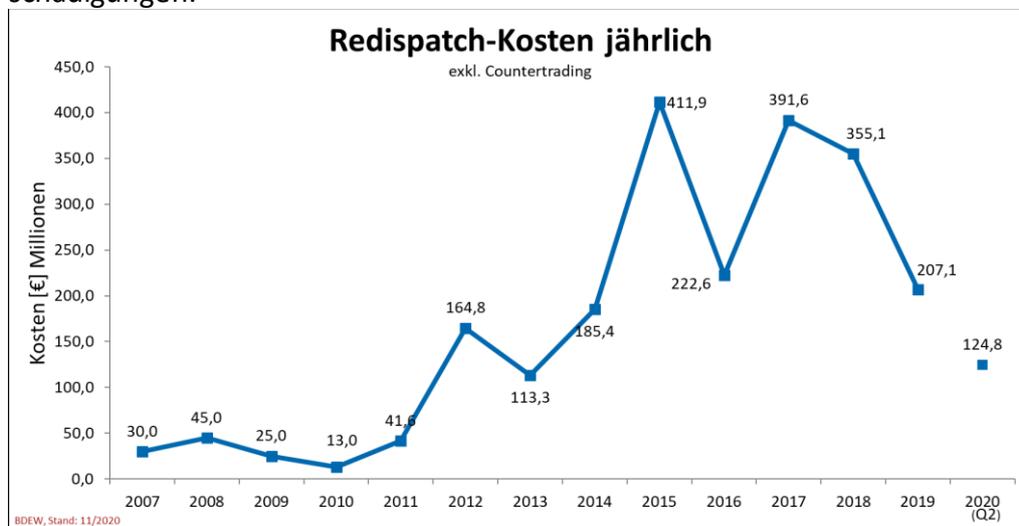


Abbildung 7: Redispatch-Kosten jährlich, eigene Darstellung auf Basis BNetzA

Es ist festzustellen, dass bei einem Rückgang des Redispatch-Volumens (2015 gegenüber 2016) von ca. 33 % die Kosten um über 45 % reduziert wurden. Dieses Auseinanderdriften von Volumen und Kosten resultiert insbesondere aus dem verstärkten Einsatz der Netzreserve für positive Redispatch-Maßnahmen. Die BNetzA begründet dies mit der sehr effizienten Wirkung einiger Reservekraftwerke auf die Engpässe. In diesem Zusammenhang ist jedoch zu berücksichtigen, dass die Kraftwerke der Netzreserve nach § 13 EnWG erst eingesetzt werden dürfen, wenn die Kapazitäten der marktlichen Anlagen zur Wirkleistungserhöhung nicht ausreichen.

Da die von der BNetzA ausgewiesenen Redispatch-Kosten ausdrücklich ohne die Kosten der Netzreserve veröffentlicht werden, führt der Einsatz dieser Anlagen zu abnehmenden Redispatch-Kosten bei gleichbleibendem Volumen. Durch den zunehmenden Einsatz der Netzreservekraftwerke steigt dagegen der Anteil der variablen Einsatzkosten der Netzreserve. Im Jahr 2016 lagen diese daher erstmals über den Kosten für Redispatch (vgl. Abbildung 8).

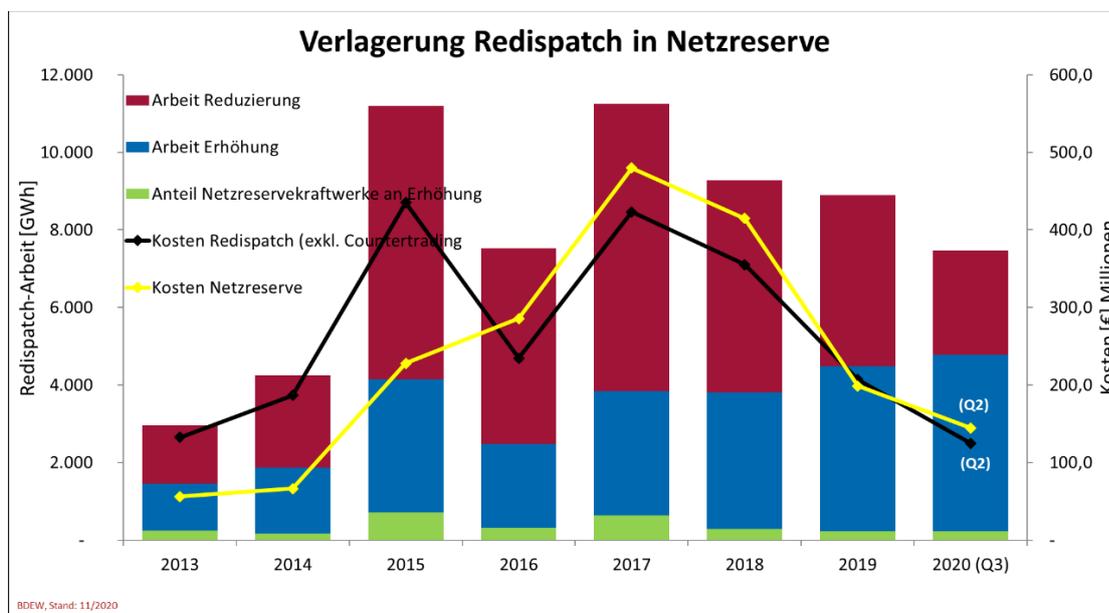


Abbildung 8: Verlagerung Redispatch in Netzreserve¹, eigene Darstellung auf Basis BNetzA, netztransparenz.de

¹ Ausschließlich Leistungspreis (Vorhaltekosten) der Netzreserve
Mangels Veröffentlichungspflicht der exakten Einsatzdaten und -zweck der Netzreserve wird auf die auf netztransparenz.de verfügbaren Veröffentlichungen (Anweisungen an Reservekraftwerke für Wirkleistungserhöhung im Redispatch) zurückgegriffen

Abbildung 9 ist zu entnehmen, dass die Redispatch-Kosten sehr ungleichmäßig zwischen den einzelnen ÜNB verteilt sind. Besonders in den Regelzonen von 50Hertz und TenneT DE trat historisch der Großteil der gesamten Redispatch-Kosten auf.

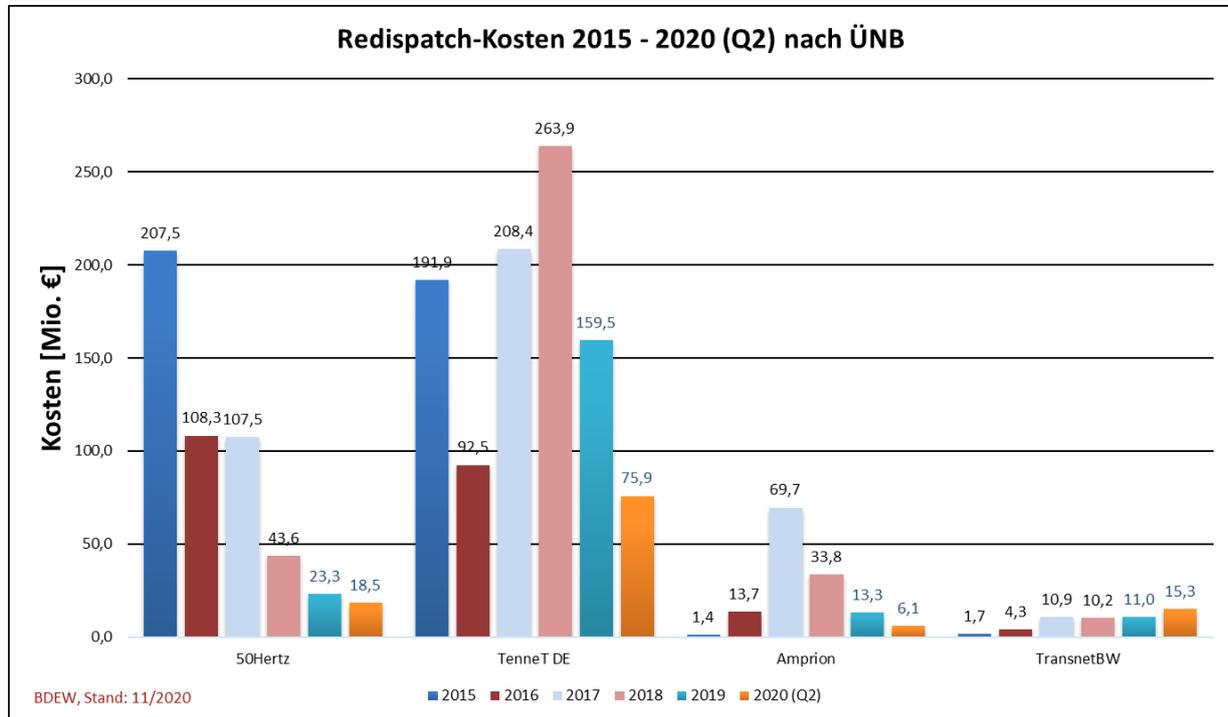


Abbildung 9: Redispatch-Kosten 2015– 2020 (Q2) nach ÜNB, eigene Darstellung auf Basis BNetzA

In den Jahren 2016 und 2017 entfiel der überwiegende Teil der Kosten auf die Regelzonen von 50Hertz und TenneT DE, wobei im Jahr 2017 mit 52,6 % der Großteil der Kosten in der Regelzone von TenneT DE entstand. Ein starker Anstieg der Redispatch-Kosten - um den Faktor 5 - erfolgte im Jahr 2017 in der Regelzone von Amprion. Die Auswertung der ersten beiden Quartale des Jahres 2020 zeigt, dass auch hier der Großteil der Kosten in der Regelzone von TenneT DE verortet ist.

6. Betrachtung der Übertragungsnetzbetreiber

Die ÜNB sind gemäß § 13 Abs. 1 EnWG berechtigt und verpflichtet, eine Gefährdung oder Störung im Stromversorgungsnetz zu beseitigen. Redispatch kommt hierbei als marktbezogene Maßnahme zum Einsatz. Die ÜNB nehmen bei der Gewährleistung von Systemsicherheit damit eine zentrale Rolle ein, weshalb im Folgenden auf die Redispatch-Situation der ÜNB eingegangen wird.

Für jede Redispatch-Maßnahme werden ein anweisender und ein anfordernder ÜNB definiert. Als „anfordernder ÜNB“ ist derjenige zu bezeichnen, der den ursächlich für die Redispatch-Maßnahme bestehenden netztechnischen Grund in seiner Regelzone feststellt und eine Maßnahme anfordert. Diese wird ÜNB-intern festgelegt und umgesetzt, wenn der zu vermeidende bzw. zu behebende Netzengpass innerhalb einer Regelzone liegt. Als „anweisender ÜNB“ ist derjenige zu bezeichnen, in dessen Regelzone das Kraftwerk steht, das für eine entsprechende Redispatch-Maßnahme herangezogen wird. Ist ein anzuweisendes Kraftwerk in einer anderen Regelzone verortet, wird die Anforderung mit der Bitte um Amtshilfe dem Anschluss-ÜNB des betroffenen Kraftwerks übermittelt. Auf diesem Weg können sich anweisender und anfordernder ÜNB bei einer regelzonenübergreifenden Maßnahme unterscheiden.

Bei Betrachtung der geleisteten Redispatch-Arbeit der ÜNB wird deutlich, dass die ÜNB 50Hertz und TenneT DE stärker von Redispatch-Maßnahmen betroffen sind. Wie Abbildung 10 zeigt, entfiel bis zum Jahr 2017 der überwiegende Anteil der negativen Redispatch-Arbeit auf die Regelzone von 50Hertz, der überwiegende Anteil der positiven Redispatch-Arbeit bis dato auf TenneT DE.

Die zu leistende Redispatch-Arbeit stieg insbesondere für 50Hertz und TenneT DE im zeitlichen Verlauf erheblich an. Amprion und TransnetBW waren im Zeitraum von 2013 bis zum dritten Quartal 2020 deutlich weniger belastet, wobei im Jahr 2018 auch in der Regelzone von Amprion deutlich mehr Redispatch-Arbeit sowohl in positiver wie auch negativer Richtung abgerufen wurde.

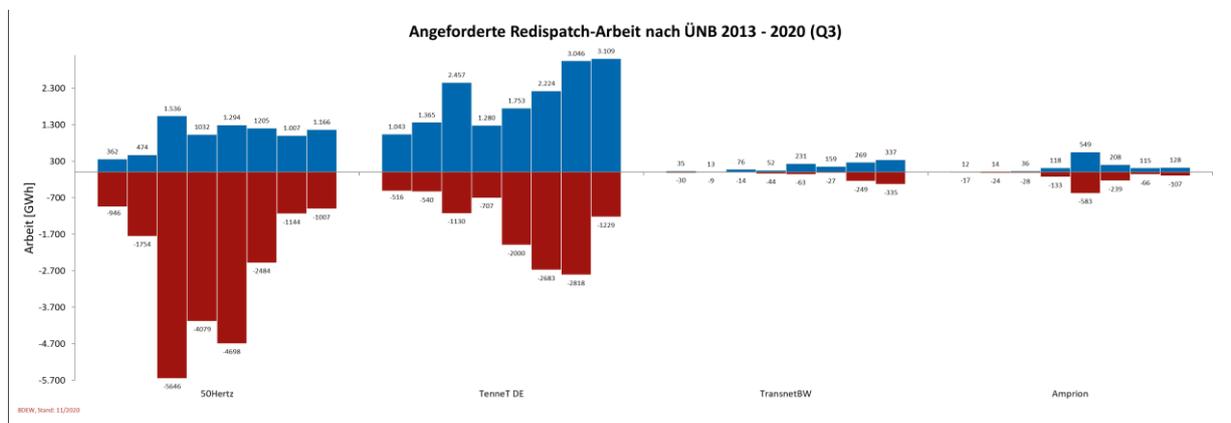


Abbildung 10: Redispatch-Arbeit der ÜNB, eigene Darstellung auf Basis BNetzA