

Berlin, 28. Juli 2022

**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdeu.de

Fakten

Redispatch in Deutschland

Auswertung der Transparenzdaten
April 2013 bis einschließlich Dezember 2021

Autor: BDEW

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten über 1.900 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 90 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Inhalt

1	Vorbemerkung	3
2	Differenzierung des Engpassmanagements	6
3	Redispatch-Maßnahmen im zeitlichen Verlauf.....	8
4	Betrachtung der Regelzonen	10

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Differenzierte Betrachtung der Arbeit und Kosten des Engpassmanagements, eigene Darstellung (Quelle: BNetzA)	6
Abbildung 2: Entwicklung der Gesamtkosten des Engpassmanagements, eigene Darstellung (Quelle: BNetzA)	7
Abbildung 3: Jährliche Redispatch Volumina und Kosten (excl. Countertrading), eigene Darstellung (Quelle: BNetz-A)	8
Abbildung 4: Redispatch-Arbeit nach Einsatzart, eigene Darstellung (Quelle: BNetzA)	8
Abbildung 5: Volumen und Kosten des Engpassmanagements unterteilt in Redispatch und Netzreserve, eigene Darstellung (Quelle: BNetzA)	9
Abbildung 6: Redispatch-Arbeit nach Regelzonen, eigene Darstellung (Quelle: BNetzA)	10
Abbildung 7: Redispatch-Kosten 2015 – 2021 nach ÜNB, eigene Darstellung (Quelle: BNetzA)	11

1 Vorbemerkung

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

Durch den verstärkten Ausbau von Windenergieanlagen und dem daraus resultierenden Stromüberschuss im Norden, einer zunehmenden Reduktion der Stromerzeugung durch Kraftwerksstilllegungen und der hohen Stromnachfrage von großen industriellen Verbrauchern im Süden sowie durch den nur bedingt 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 voraussichtlich noch geraume Zeit in Anspruch nehmen, sodass der Einsatz von Engpassmanagement-Maßnahmen wie bspw. Redispatch oder Einspeisemanagement¹ auch in absehbarer Zeit und ggf. weiter verstärkt nötig sein wird.

Redispatch bezeichnet den vom Netzbetreiber (NB) angeordneten Eingriff in den marktbasier-ten, ursprünglich geplanten Fahrplan von 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

¹ bis 1. Oktober 2021

die Aufrechterhaltung der Spannung in einem betroffenen Netzgebiet durch die zusätzliche Bereitstellung von Blindleistung ab.

Der vorliegende Bericht basiert auf der Auswertung der von der Bundesnetzagentur (BNetzA) im Rahmen ihrer Quartalsberichte (hier bis Q4 2021) für Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen veröffentlichten Zahlen, welche erstmals im Jahr 2014 auch die im Ausland erbrachten Anpassungen der Kraftwerksleistung sowie grenzüberschreitende Handelsgeschäfte dokumentiert.

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 Abfahrampen 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 der Bundesnetzagentur² 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 Dezember 2021. Vor April 2013 erfolgte keine Veröffentlichung von quantitativen Informationen zu Redispatch-Maßnahmen.

Auf Grund der Änderung des EnWG auf Basis des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes wurden die Regeln für Redispatch und Einspeisemanagement zum 1. Oktober 2021 geändert. Die Umstellung auf das Redispatch 2.0-Verfahren hat sich allerdings aufgrund von operationellen

² Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen; Fiete Wulff; 21. Juli 2022; Berichte zum Netzengpassmanagement; <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzengpassmanagement/start.html>

Schwierigkeiten verzögert, sodass der bilanzielle Ausgleich für Redispatch derzeit noch nicht flächendeckend durch die Netzbetreiber übernommen werden konnte.

2 Differenzierung des Engpassmanagements

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

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 Regelenergie, Countertrading, Redispatch oder abschaltbare Lasten einsetzen. Dabei erfolgt der Einsatz von Regelenergie ausschließlich im Falle eines Systembilanzproblems 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 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.

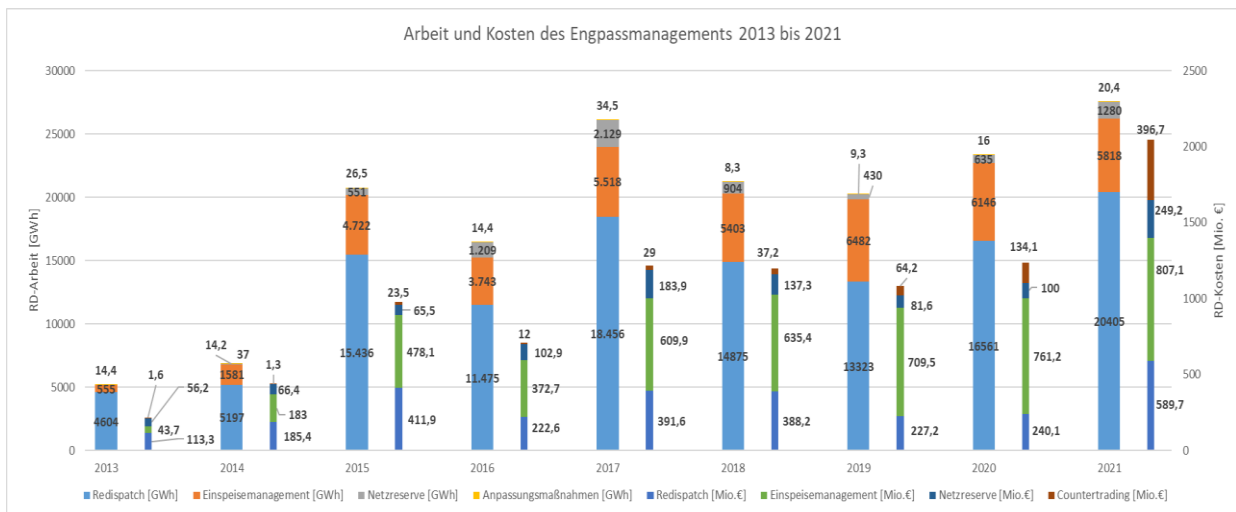


Abbildung 1: Differenzierte Betrachtung der Arbeit und Kosten des Engpassmanagements, eigene Darstellung (Quelle: BNetzA)

In der nachfolgenden Abbildung sind die Gesamtkosten des Engpassmanagements aufgeführt. Die vorläufigen Gesamtkosten für Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen liegen für das Jahr 2021 bei rund 2,3 Mrd. Euro und sind damit stark angestiegen (2020: 1,4 Mrd. Euro). Neben den Kosten ist auch das Volumen der Engpassmanagementmaßnahmen gewachsen. Hauptgründe für den Anstieg der Mengen und Kosten sind hauptsächlich Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken, Reparaturarbeiten an einem Umspannwerk in Q4 2021 sowie die stark gestiegenen Großhandelspreise im zweiten Halbjahr 2021.

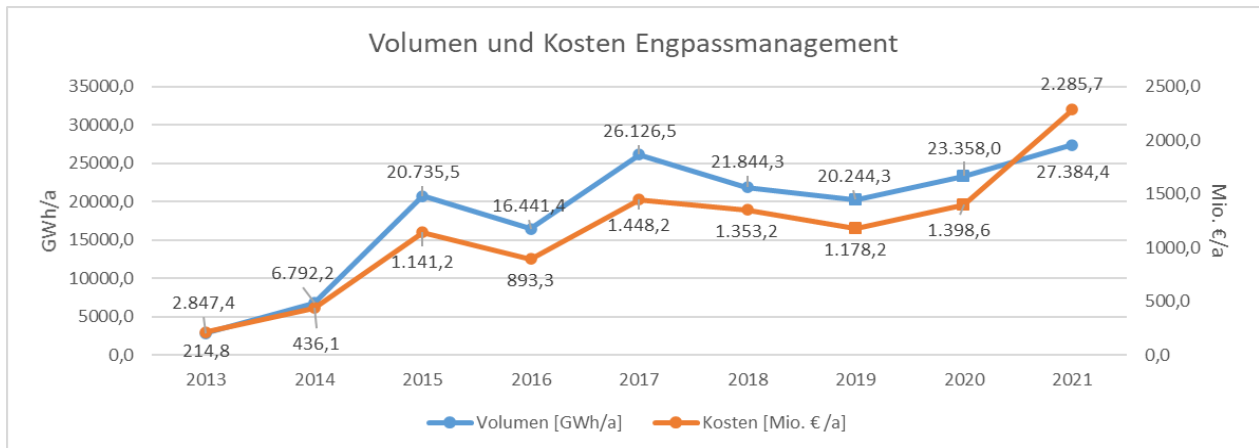


Abbildung 2: Entwicklung der Gesamtkosten des Engpassmanagements, eigene Darstellung (Quelle: BNetzA)

3 Redispatch-Maßnahmen im zeitlichen Verlauf

Ein Blick auf den gesamten Betrachtungszeitraum verdeutlicht den historischen Verlauf des Einsatzes von Redispatch-Maßnahmen. Die Gesamtarbeit des Redispatch ist dabei die Summe aus positiver und negativer Redispatch-Arbeit. Abbildung 3 zeigt die Redispatch Volumina und Kosten im zeitlichen Verlauf.

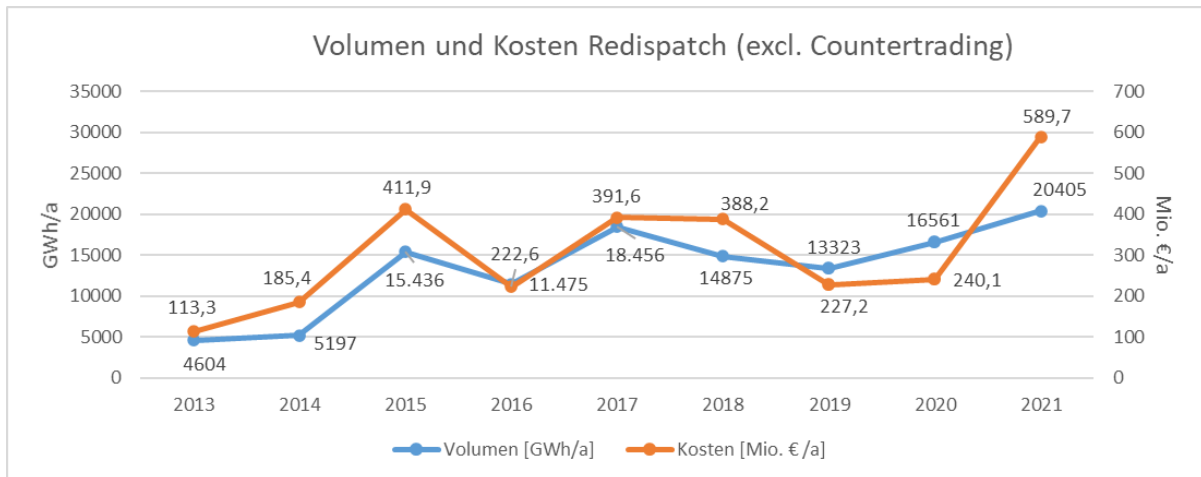


Abbildung 3: Jährliche Redispatch Volumina und Kosten (excl. Countertrading), eigene Darstellung (Quelle: BNetz-A)

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

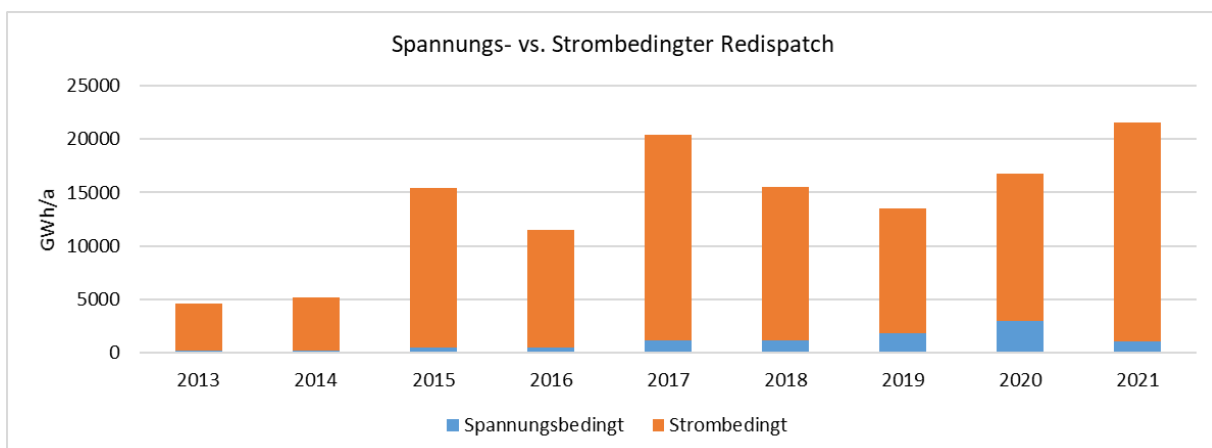


Abbildung 4: Redispatch-Arbeit nach Einsatzart, eigene Darstellung (Quelle: BNetzA)

In den Sommermonaten zeigt sich ein erhöhter Bedarf an spannungsbedingtem Redispatch. Dieser 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 Anstieg des spannungsbedingten Redispatch im Jahr 2020 ist, basierend auf den eben genannten physikalischen Grundsätzen, auf die Auswirkungen der Corona-Pandemie zurückzuführen, die zu einem geringeren Strombedarf führte.

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 (vgl. Abbildung 5).

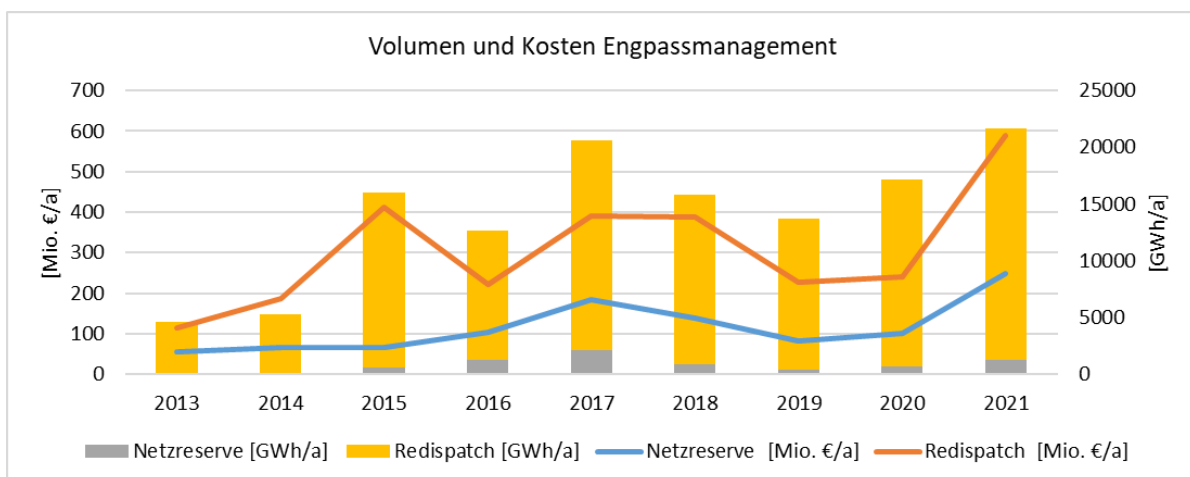


Abbildung 5: Volumen und Kosten des Engpassmanagements unterteilt in Redispatch und Netzreserve, eigene Darstellung (Quelle: BNetzA)

4 Betrachtung der Regelzonen

Die ÜNB sind gemäß § 13 Abs. 1 EnWG berechtigt und verpflichtet, eine Gefährdung oder Störung im Stromversorgungsnetz zu beseitigen. Redispatch kommt hierbei als marktgestützte 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 NB definiert. Als „anfordernder NB“ ist derjenige zu bezeichnen, der einen Netzengpass in seinem Netzgebiet identifiziert und eine Redispatch-Maßnahme anfordert. Wenn der Netzengpass ein gemeinsames Netzbetriebsmittel zwischen Netzbetreibern (z. B. Kuppelleitung) betrifft, sind beide Netzbetreiber der anfordernde Netzbetreiber. Als „anweisender NB“ ist derjenige zu bezeichnen, an dessen Netz eine technische Ressource unmittelbar angeschlossen ist; ist die technische Ressource an eine Kundenanlage oder Kundenanlagen zur betrieblichen Eigenversorgung angeschlossen, ist Anschlussnetzbetreiber der Netzbetreiber, an dessen Netz die Kundenanlage oder Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung angeschlossen ist.

Seit dem 1. Oktober 2021 wurde die Möglichkeit der Anforderung bzw. Anweisung auf Verteilnetzbetreiber erweitert, sodass auch diese gemäß den Regelungen des Redispatch Kraftwerke anfordern bzw. anweisen können.

Wie der nachstehenden Abbildung entnommen werden kann, entfällt der Großteil der Redispatch-Arbeit bis dato auf die Regelzonen von 50Hertz und TenneT.

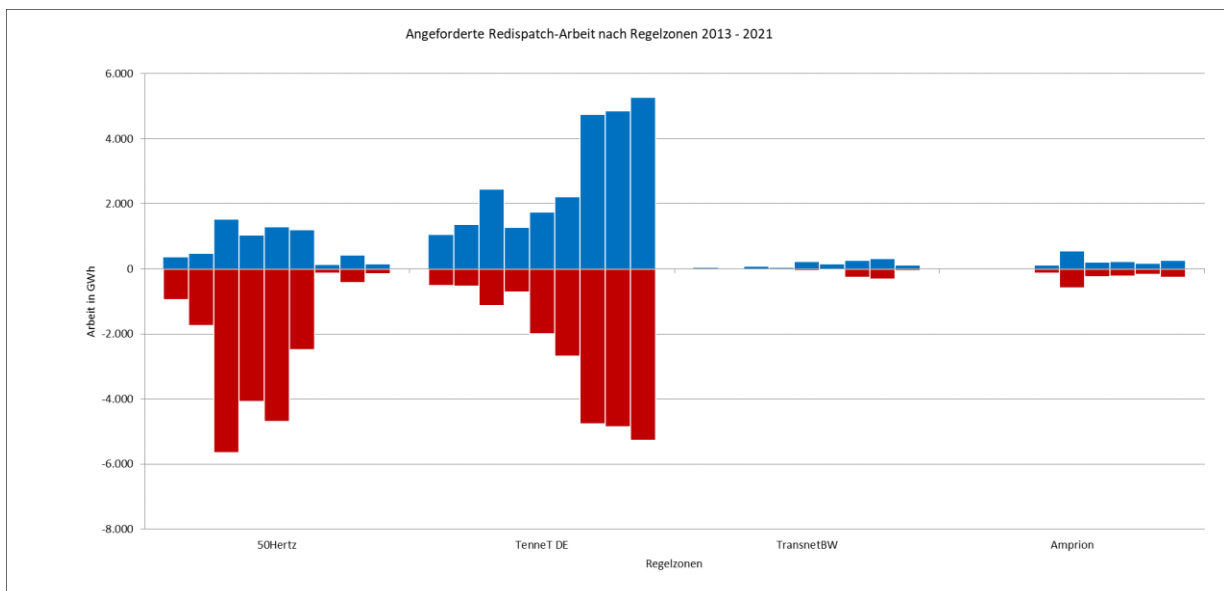


Abbildung 6: Redispatch-Arbeit nach Regelzonen, eigene Darstellung (Quelle: BNetzA)

Abbildung 7 ist zu entnehmen, dass die Redispatch-Kosten sehr ungleichmäßig zwischen den einzelnen ÜNB verteilt sind. Besonders in der Regelzone von TenneT DE trat entsprechend der Verteilung der zu leistenden Redispatch-Arbeit gemäß Abbildung 6 der Großteil der Redispatch-Kosten auf.

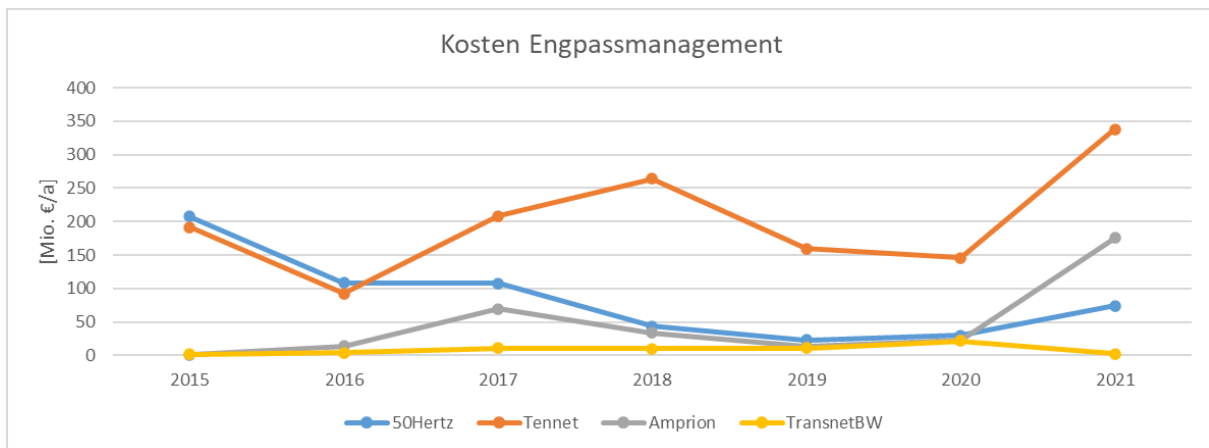


Abbildung 7: Redispatch-Kosten 2015 – 2021 nach ÜNB, eigene Darstellung (Quelle: BNetzA)

Ansprechpartnerin

Mira Frei
Erzeugung und Systemintegration
Telefon: +49 30 300199-1313
Mail: mira.frei@bdew.de