

Berlin, 10.06.2021

**BDEW Bundesverband  
der Energie- und  
Wasserwirtschaft e.V.**  
Reinhardtstraße 32  
10117 Berlin  
[## Fakten](http://www.bde</a>.de</p></div><div data-bbox=)

# Redispatch in Deutschland

Auswertung der Transparenzdaten  
April 2013 bis einschließlich Dezember 2020

Autor: Dr. Patrick Fekete

## Inhalt

<b>1.</b>	<b>Vorbemerkung.....</b>	<b>3</b>
<b>2.</b>	<b>Differenzierung des Engpassmanagements .....</b>	<b>5</b>
<b>3.</b>	<b>Redispatch-Maßnahmen im zeitlichen Verlauf .....</b>	<b>6</b>
<b>4.</b>	<b>Betrachtung der Regelzonen .....</b>	<b>8</b>

## Abbildungsverzeichnis

<b>Abbildung 1: Differenzierte Betrachtung der Engpassmanagement-Kosten .....</b>	<b>5</b>
<b>Abbildung 2: Entwicklung Gesamtkosten Engpassmanagement .....</b>	<b>5</b>
<b>Abbildung 3: Jährliche Redispatch-Volumina und -Kosten .....</b>	<b>6</b>
<b>Abbildung 4: Redispatch-Arbeit nach Einsatzart.....</b>	<b>6</b>
<b>Abbildung 5: Verlagerung Redispatch in Netzreserve .....</b>	<b>7</b>
<b>Abbildung 6: Redispatch-Arbeit der ÜNB .....</b>	<b>8</b>
<b>Abbildung 7: Redispatch-Kosten 2015 – 2020 nach ÜNB.....</b>	<b>9</b>

## 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 steigende 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, so dass der Einsatz von Engpassmanagement-Maßnahmen wie bspw. Redispatch oder Einspeisemanagement (noch bis 01. Oktober 2021) 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 der Bundesnetzagentur (BNetzA) im Rahmen ihrer Quartalsberichte für Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen veröffentlichten Zahlen, welche erstmals in 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 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 Dezember 2020. Vor April 2013 erfolgte keine Veröffentlichung von quantitativen Informationen zu Redispatch-Maßnahmen.

Auf Grund der Änderung des EnWG auf Basis des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes erfolgt ab dem 01. Oktober 2021 die Überführung des Einspeisemanagements aus dem EEG in den Redispatch des EnWG. Vor diesem Hintergrund ist zu erwarten, dass die Kosten des Redispatch zunächst deutlich steigen, wohingegen die Kosten des Einspeisemanagements entfallen werden. Durch die oben beschriebene Anpassung wird eine Reduktion des insgesamt zu leistenden Engpassmanagement-Aufwandes und somit auch der Engpassmanagement-Kosten angestrebt.

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

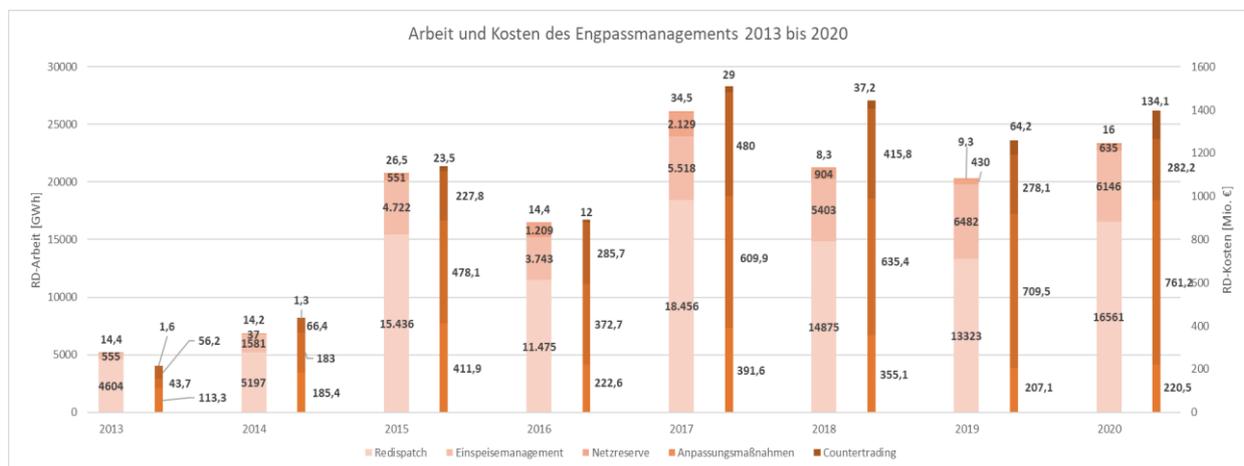


Abbildung 1: Differenzierte Betrachtung der Engpassmanagement-Kosten, eigene Darstellung (Quelle: BNetzA)

In der nachfolgenden Abbildung sind die Gesamtkosten des Engpassmanagements aufgeführt.

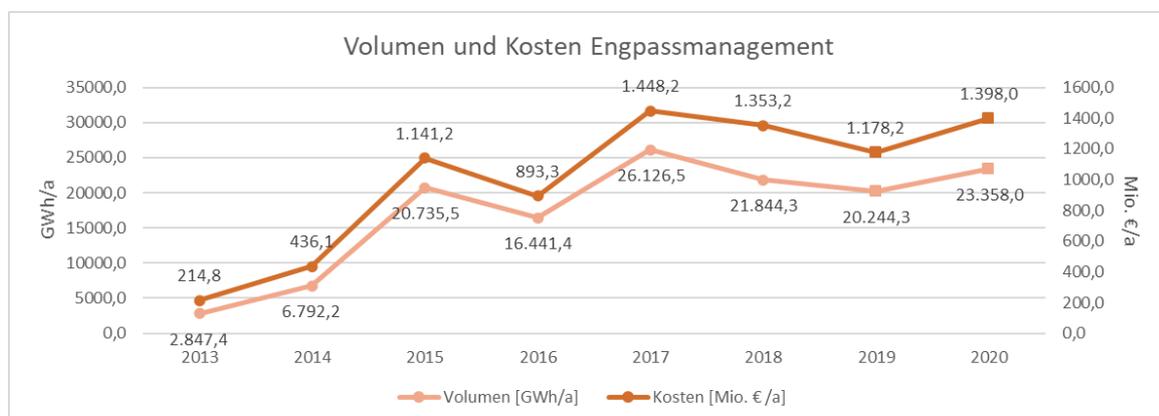


Abbildung 2: Entwicklung Gesamtkosten Engpassmanagement, eigene Darstellung (Quelle: BNetzA)

### 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 im zeitlichen Verlauf.

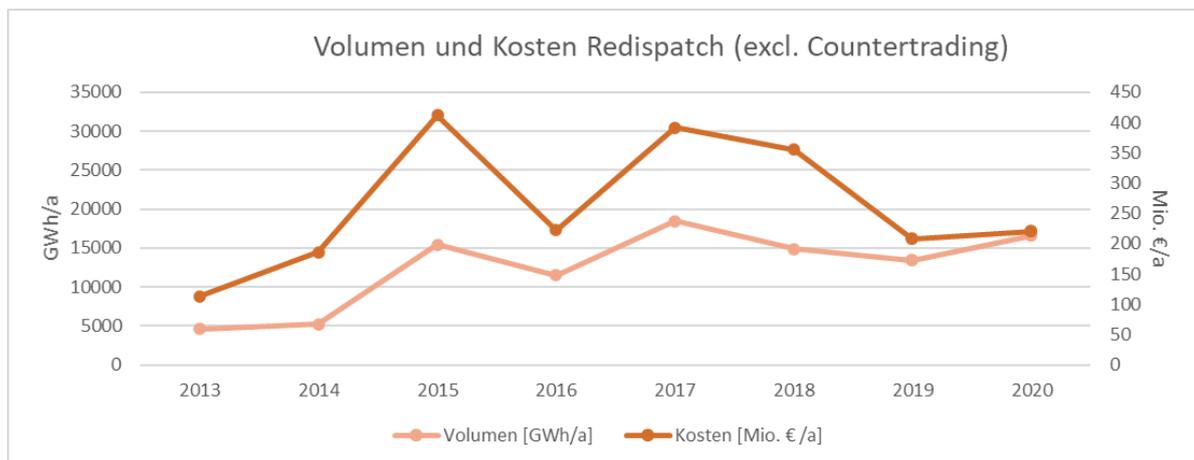


Abbildung 3: Jährliche Redispatch-Volumina und -Kosten, eigene Darstellung (Quelle: BNetzA)

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.

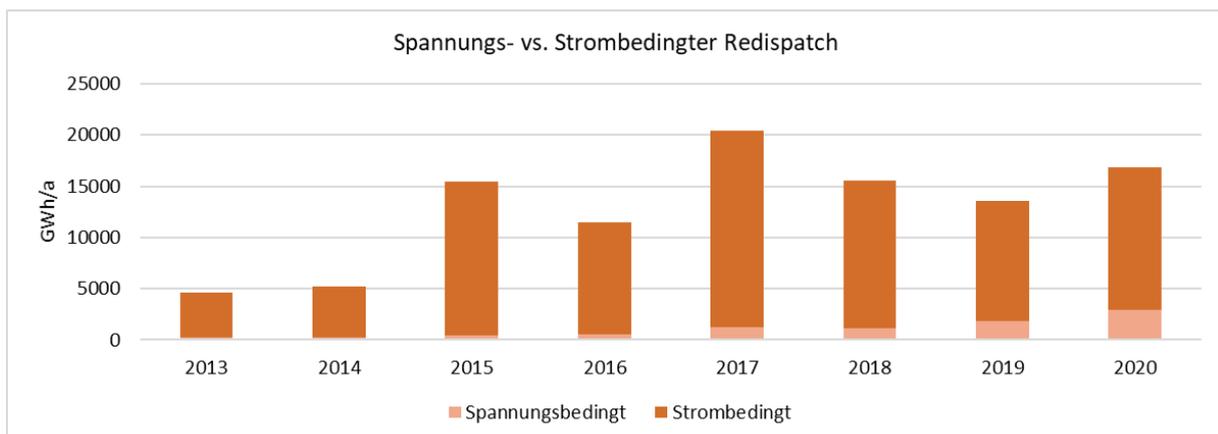


Abbildung 4: Redispatch-Arbeit nach Einsatzart, eigene Darstellung (Quelle: BNetzA)

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. Im Jahr 2016 lagen diese daher erstmals über den Kosten für Redispatch (vgl. Abbildung 5).

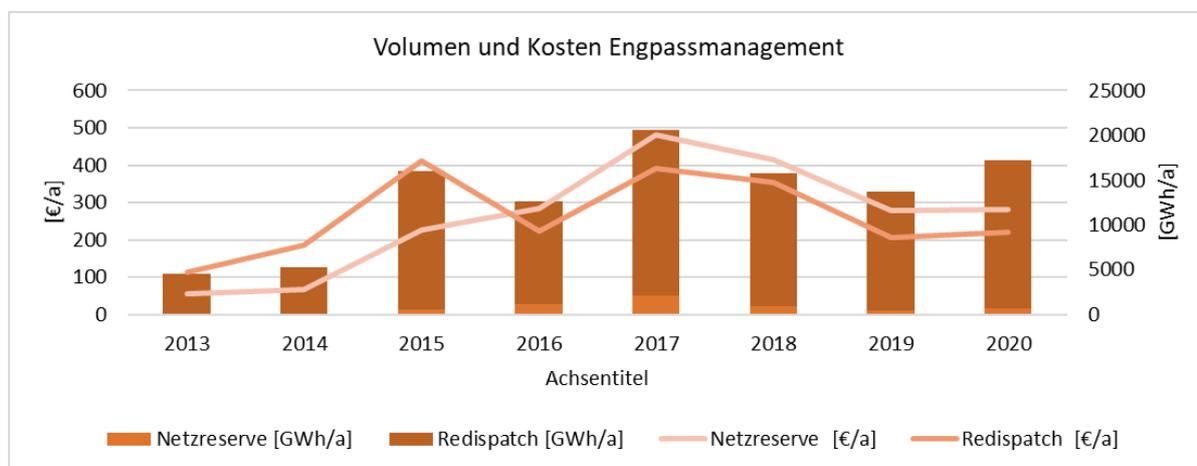


Abbildung 5: Verlagerung Redispatch in Netzreserve, eigene Darstellung (Quelle: BNetzA)

#### 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 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.

Ab dem 01. Oktober 2021 wird die Möglichkeit der Anforderung bzw. Anweisung auf Verteilnetzbetreiber erweitert, so dass auch diese gemäß den Regelungen des Redispatch Kraftwerke über das Netzbetreiberkoordinationskonzept anfordern bzw. anweisen können.

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

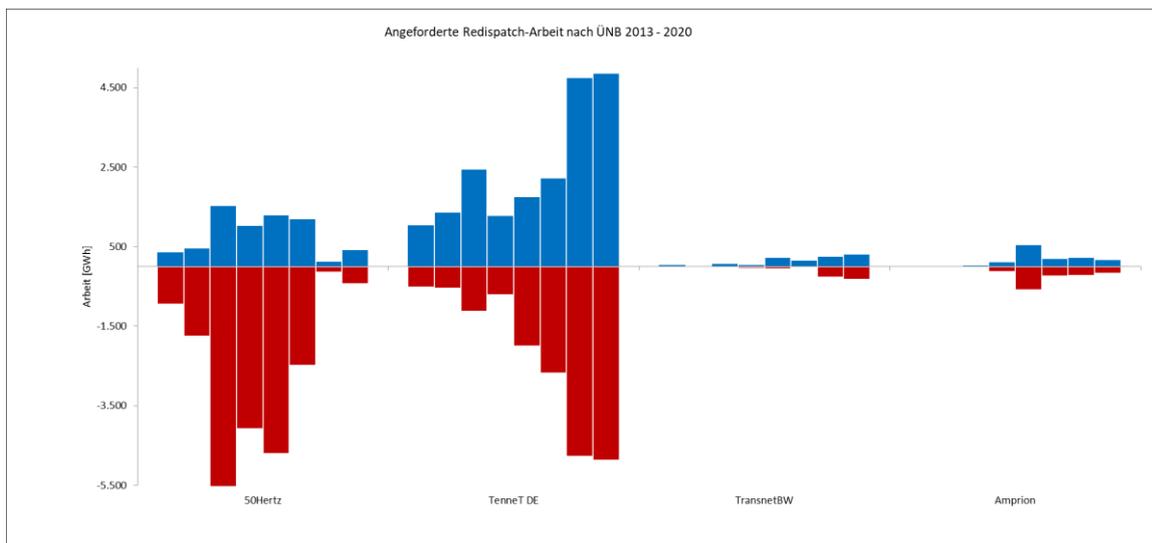


Abbildung 6: Redispatch-Arbeit der ÜNB, eigene Darstellung (Quelle: BNetzA)

Abbildung 7 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 entsprechend der Verteilung der zu leistenden Redispatch-Arbeit gemäß Abbildung 6 der Großteil der Redispatch-Kosten in diesen beiden Regelzonen auf.

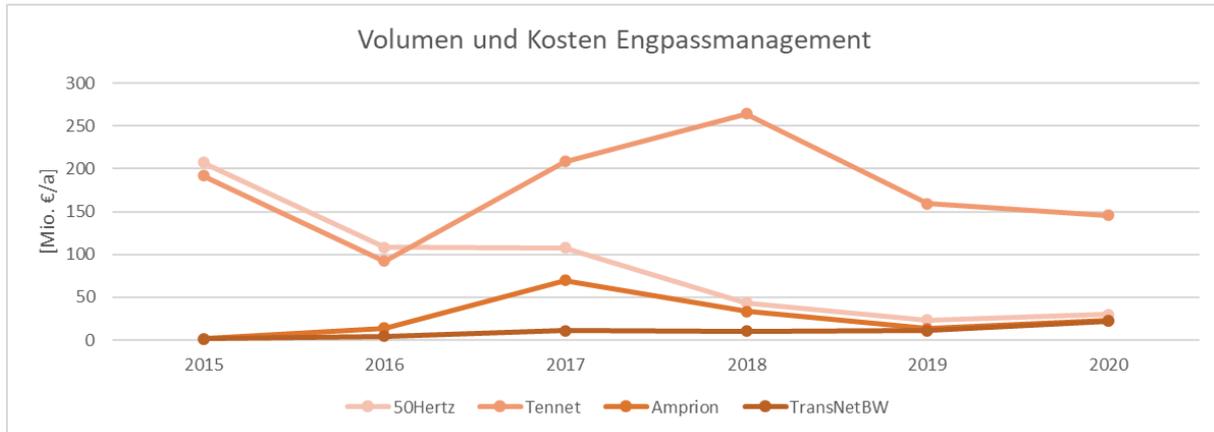


Abbildung 7: Redispatch-Kosten 2015 – 2020 nach ÜNB, eigene Darstellung (Quelle: BNetzA)

## ANSPRECHPARTNER

### Dr. Patrick Fekete

*Fachgebietsleiter für regulatorische und netzwirtschaftliche Anforderungen an Stromerzeugungsanlagen*

Erzeugung und Systemintegration

Telefon: +49(0) 30 300 199-1313

Mail: [patrick.fekete@bdew.de](mailto:patrick.fekete@bdew.de)