

ZUKÜNFTIGE ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE ROLLE DER KLEINEN WASSERKRAFT

Berlin, November 2020

Im Auftrag des Bundesverband Deutscher Wasserkraftwerke e. V.

Autoren: M.Brinkhaus, C. Troost, F. Huneke

INHALTSVERZEICHNIS

| | |
|--|----|
| 1. Zusammenfassung..... | 1 |
| 2. Lagebild zur kleinen Wasserkraft heute..... | 3 |
| 2.1. Installierte Leistung und erzeugte Strommengen | 3 |
| 2.2. Investitionen..... | 6 |
| 2.3. Alter..... | 6 |
| 2.4. Standorte | 7 |
| 2.5. CO ₂ -Bilanz | 8 |
| 2.6. Steuerbarkeit..... | 9 |
| 3. Rahmenbedingungen für Teilnahme an Strommärkten..... | 11 |
| 3.1. Getroffene Annahmen und Datenbeschreibung | 11 |
| 3.2. Ergebnisse und Bewertung..... | 13 |
| 4. Rahmenbedingungen für Bereitstellung von Systemdienstleistungen | 16 |
| 4.1. Frequenzhaltung durch Regelleistung..... | 17 |
| 4.1.1. Produkte..... | 18 |
| 4.1.2. Präqualifikation und Bedarf..... | 21 |
| 4.1.3. Exkurs: Momentanreserve..... | 25 |
| 4.2. Versorgungswiederaufbau & Schwarzstartfähigkeit..... | 27 |
| 4.3. Spannungshaltung & Blindleistungsbereitstellung | 28 |
| 5. Hindernisse bei der Teilnahme an den Strommärkten und bei der Bereitstellung von Systemdienstleistungen | 31 |
| 6. Optimierungsvorschläge zu Marktteilnahme und nutzbringenden Systemdienstleistungen der kleinen Wasserkraft..... | 33 |
| 7. Literaturverzeichnis | 37 |
| Kurzportrait Energy Brainpool..... | 40 |

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

| | |
|---|----|
| Abbildung 1: Größenstruktur der Wasserkraftwerke in Deutschland | 4 |
| Abbildung 2: Detaillierte Größenstruktur der Wasserkraftwerke in Deutschland | 5 |
| Abbildung 3: Altersstruktur von Kleinwasserkraftanlagen in Deutschland | 7 |
| Abbildung 4: Regionale Verteilung der Wasserkraftwerke in Deutschland | 8 |
| Abbildung 5: Gegenüberstellung der Erlöse einer EEG und einer ungefördernten Anlage | 14 |
| Abbildung 6: Überblick der Systemdienstleistungen und ihrer Maßnahmen | 17 |
| Abbildung 7: Abfolge der Regelleistungsreserven nach Frequenzabweichung | 18 |
| Abbildung 8: Schema der Präqualifizierung für die Regelleistung | 23 |
| Abbildung 9: Präqualifizierte Leistung und Regelleistungsbedarf in Deutschland | 24 |
| Abbildung 10: Bedarf und Gebote für positive SRL am Beispieltag 26.08.2020 | 25 |
| Abbildung 11: Spannungsverlauf im Niederspannungsnetz – Lastfall | 29 |
| Abbildung 12: Spannungsverlauf im Niederspannungsnetz – Einspeisung | 29 |

TABELLENVERZEICHNIS

| | |
|--|----|
| Tabelle 1: Mittlere Erlöse aus dem Stromverkauf auf den verschiedenen Strommärkten in EUR/MWh | 15 |
| Tabelle 2: Eigenschaften der drei Regelleistungsstufen, Stand Aug. 2020 | 20 |

1. ZUSAMMENFASSUNG

Die Energiewende hat mit der Dekarbonisierung, Dezentralisierung, Digitalisierung, Flexibilisierung und Kundenorientierung fünf Entwicklungsdimensionen, in denen die kleine Wasserkraft zu ihrem Gelingen beiträgt: Gut zwei Megatonnen CO_{2äq} vermeidet die kleine Wasserkraft mit einer dezentralen, netzdienlichen erneuerbaren Stromerzeugung. Die knapp 7.000 Akteure haben das Potenzial, digital zu virtuellen Kraftwerken verknüpft, Systemdienstleistungen und Flexibilität für eine sichere Stromversorgung beizutragen. Fielen sie weg, würden allein im Verteilnetz 762 Mio. EUR¹ an Kosten entstehen, um den Strom mit fluktuierenden erneuerbaren Energien zu ersetzen. Die räumliche und Stromnetzbezogene Nähe zu Verbrauchern trägt zum Potenzial bei, kundenorientiert glaubwürdig erneuerbaren Strom dezentral zu vermarkten. So setzt sie die Vorgaben der EU zu Nachbarschaftsstromhandel und Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften sinnvoll um.

Doch diese Transformationspotenziale für die Energiewende werden noch nicht vollständig genutzt. Dezentrale Erzeugung und Flexibilität haben am Großhandelsstrommarkt keinen hohen Wert. Dezentrale Vermarktungsoptionen in der Nachbarschaft werden heute noch durch hohe Abgaben und Umlagen erschwert. In einer Beispielrechnung zeigt diese Studie, dass der klassische Strommarkt (Strombörse, Regelleistung, Herkunftsnachweise & vermiedene Netzentgelte) in den vergangenen fünf Jahren rund 50 EUR/MWh an durchschnittlichen Erlösen bedeutet hätte. Dies ist ein Wert, der wie bei anderen dezentralen kleinen Kraftwerken unterhalb der Stromgestehungskosten von zum Beispiel 127 EUR/MWh² für eine 500 kW-Anlage liegt.

Um das Transformationspotenzial besser zu nutzen, wurden in der vorliegenden Studie sieben energiepolitische Ansatzpunkte gefunden, der Bedeutung der kleinen Wasserkraft einen Wert im Strommarkt zu geben.

Erstens sollte bei der nachbarschaftlichen Vermarktung von Strom zum Beispiel an Gewerbetreibende in dem gleichen Maße die EEG-Umlage reduziert werden, wie auf die EEG-Förderung verzichtet wird. **Zweitens** sollte diese nachbarschaftliche Vermarktung, wenn sie nur teilweise geschieht, nicht zum Verlust für die EEG-Förderung für residuale Mengen führen. Der netzentlastende Effekt der kleinen Wasserkraft sollte sich für die nachbarschaftlich vermarktete Strommenge **drittens** in reduzierten Netzentgelten für den Verbraucher oder aber der Bezahlung von vermiedenen Netzentgelte widerspiegeln.

¹ (Zdrallek, 2018)

² (Ingenieurbüro Floecksmühle, 2015)

Der schrittweise Aufbau eines lokalen Flexibilitätsmarktes als neue Systemdienstleistung für Verteilnetzbetreiber hilft diesem **viertens**, seine Netzausbaukosten zu verringern. So könnte die lokale Flexibilität der kleinen Wasserkraft in wenigen Stunden im Jahr den Betrieb schwach ausgelasteter und daher besonders teurer Spitzenlast-Netzelemente vermeiden. Die drei Systemdienstleistungen Momentanreserve, Schwarzstartfähigkeit und Blindleistung stehen für die Ansatzpunkte **fünf bis sieben**. Die Momentanreserve hat in Deutschland noch nicht den Stellenwert einer Systemdienstleistung. Mit dem Wegfall großer Dampfkraftwerke kann sie aber wie in Großbritannien diesen Stellenwert erhalten. Auch um nach einem großflächigen Stromausfall im kurzzeitigen Lastfolgebetrieb die Stromversorgung schrittweise aufzubauen oder um Blindleistung dezentral zur Verfügung zu stellen und den Spannungsabfall zu begrenzen, eignet sich technisch die kleine Wasserkraft. Alle diese Systemdienstleistungen haben eines gemeinsam: Eine transparente, einheitliche Beschaffungssystematik der Netzbetreiber gab es historisch nicht. Bei der Transformation von zentralen, fossilen Erzeugern hin zu dezentralen, erneuerbaren Stromerzeugern und flexiblen Verbrauchern sollte die Übertragung der Systemverantwortung auf diese Akteure transparent und systematisch geschehen.

2. LAGEBILD ZUR KLEINEN WASSERKRAFT HEUTE

In diesem Kapitel wird die Situation der Kleinwasserkraft in Deutschland anhand von statistischen Daten sowie Praxisberichten beschrieben. Wasserkraftwerke können im Wesentlichen in drei Kategorien unterteilt werden:

- **Laufwasserkraftwerke:** in Flüssen eingebaut meist ohne Staustufe oder nur mit sehr kleiner Staustufe, abhängig vom regelmäßigen Durchfluss, meist kleinere Wasserkraftwerke
- **Speicherwasserkraftwerke:** durch Aufstauen ist ein See entstanden, der natürliche Fluss ist unterbrochen, Wasserspeicher für Wochen bis Monate verfügbar, meist mittlere bis große Wasserkraftwerke
- **Pumpspeicherkraftwerke:** Rohre verbinden zwei Wasserreservoirs in unterschiedlicher Höhe, Kraftwerk ist wechselseitig betreibbar, d. h. als Last zum Pumpen von Wasser auf das höhere Reservoir oder als Generator, wenn Wasser auf das niedrigere Reservoir abgelassen wird; dient als Stromspeicher, i. d. R. kaum natürlicher Zufluss

Die Grenze der **Kleinwasserkraft** zu großen Anlagen liegt üblicherweise bei 1.000 kW elektrischer Leistung. In dieser Studie wird hauptsächlich die Kleinwasserkraft berücksichtigt.

2.1. INSTALLIERTE LEISTUNG UND ERZEUGTE STROMMENGEN

Die installierte Leistung zur Stromerzeugung der gesamten Wasserkraft in Deutschland beträgt im Jahr 2020 etwa 14,59 GW. Diese installierte Leistung ist seit 2011 nahezu konstant geblieben mit kleineren Schwankungen im MW-Bereich, bedingt durch Zubau oder Stilllegung kleinerer Wasserkraftwerke. Entsprechend der drei Arten von Wasserkraftwerken schlüsselt sich diese installierte Leistung in ca. 3,8 GW Laufwasserkraftwerke, knapp 1 GW Speicherwasserkraftwerke und 9,8 GW Pumpspeicher auf (Fraunhofer ISE, 2020).

Im Marktstammdatenregister (MaStR) der Bundesnetzagentur (BNetzA) ist eine installierte Erzeugungskapazität von Wasserkraftwerken mit dem Status "in Betrieb" von 4,903 GW gelistet. Das entspricht insgesamt 7.248 Wasserkraftwerke des Typs Laufwasser und Speicherwasser. Pumpspeicherkraftwerke sind darin nicht erfasst und werden im Folgenden auch nicht weiter berücksichtigt.

Der Anteil der Kleinwasserkraft (< 1.000 kW) an der installierten Leistung aller Lauf- und Speicherwasserkraftwerke beträgt mit 641,7 MW ca. 13 Prozent. Große Wasserkraftwerke dominieren die Erzeugungsleistung mit 4.261,4 MW bzw. knapp 87 Prozent (vgl. Abbildung 1 und Details in Abbildung 2).

Im Hinblick auf die Anzahl der Anlagen dreht sich das Bild jedoch um: Mit 6.864 Anlagen hat die Kleinwasserkraft einen Anteil von 94,7 Prozent an allen Lauf- und Speicherwasserkraftwerken. Demgegenüber stehen 384 große Wasserkraftwerke. 98,6 Prozent der Kleinwasserkraftanlagen sind sogenannte EEG-Anlagen, d. h. sie erhalten eine Einspeisevergütung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG).

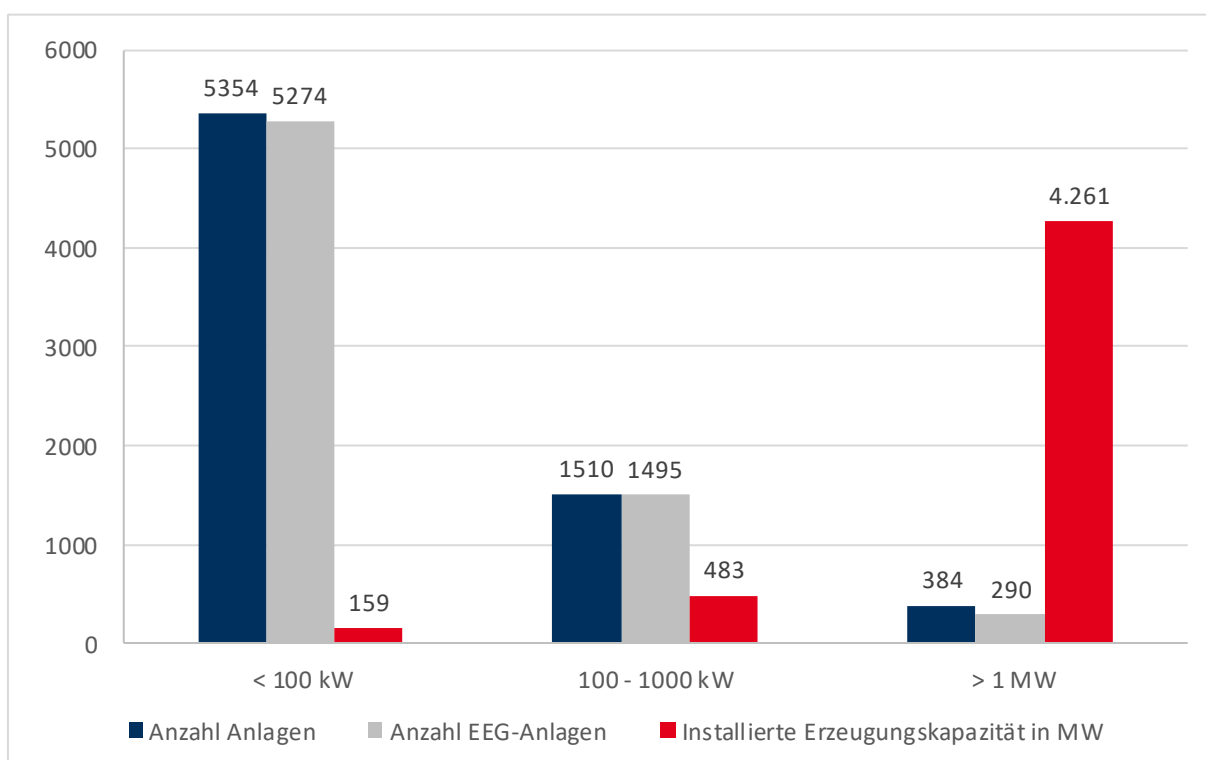


Abbildung 1: Größenstruktur der Wasserkraftwerke in Deutschland (ohne Pumpspeicher) [Datenquelle: MaStR]

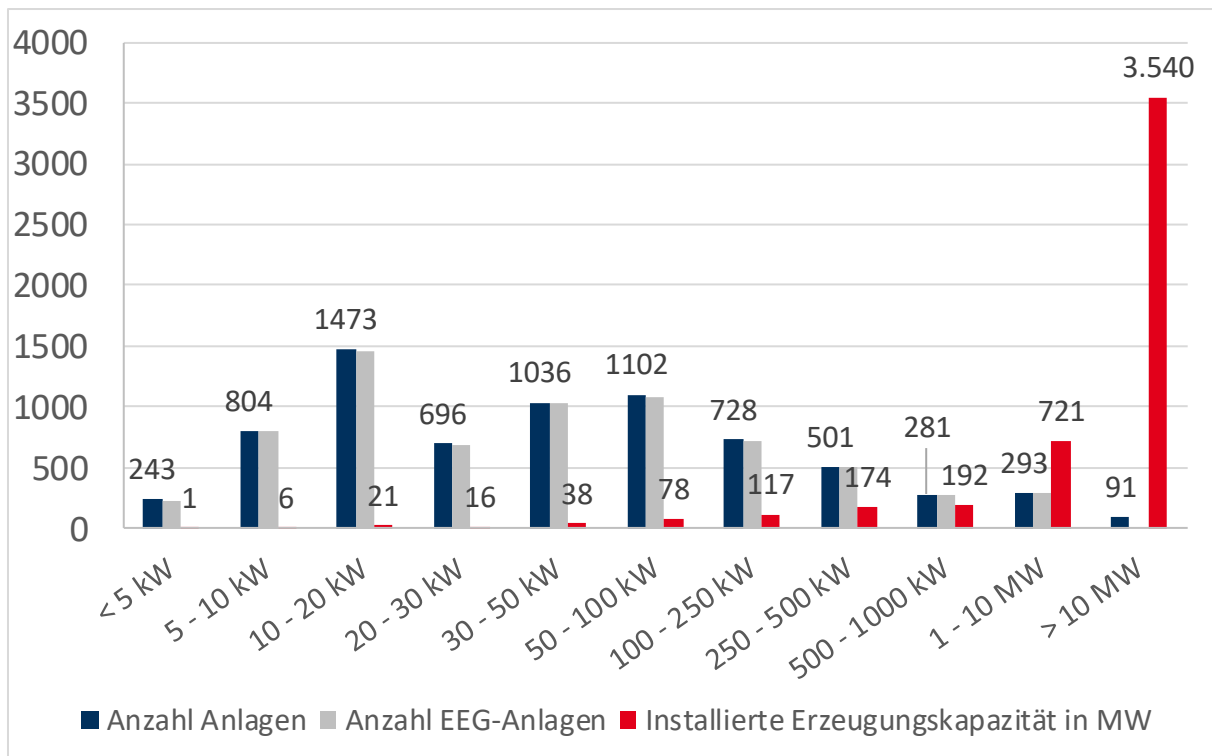


Abbildung 2: Detaillierte Größenstruktur der Wasserkraftwerke in Deutschland (ohne Pumpspeicher) [Datenquelle: MaStR]

Während die Wasserkraft (Laufwasser + Speicherwasser) einen Anteil an der installierten Leistung aus erneuerbaren Energien in Deutschland von rund 4,5 Prozent in 2019 hat, liegt der entsprechende Anteil an der Bruttostromerzeugung bei 8,3 Prozent. (BMWi/AGEE-Stat, 02-2020)

Die Bruttostromerzeugung aus Laufwasser- und Speicherwasserkraft betrug 2019 rund 20,6 TWh. In den letzten 20 Jahren unterlag die Stromerzeugung Schwankungen zwischen 17 und 23 TWh, lag aber sehr häufig nahe bei 20 TWh (Fraunhofer ISE, 2020). Entsprechend kann die Stromerzeugung als relativ konstant bewertet werden, die Schwankungen resultieren aus der Abhängigkeit von Niederschlägen und sind in geringerem Maße auch technisch oder marktlich begründet. Im Jahr des Hitzesommers 2018 betrug die Stromerzeugung aus Wasserkraft beispielsweise nur 17,42 TWh.

Das Verhältnis von Stromerzeugung pro Jahr zur installierten Leistung führt zur Kenngröße „Vollbenutzungsstunden im Jahr“. Je näher dieser Wert an 8.760 Stunden liegt, umso stärker ist die Anlage im Jahresverlauf ausgelastet, was wirtschaftlich positiv bewertet wird. Für alle Lauf- und Speicherwasserkraftwerke betragen die Vollbenutzungsstunden in 2019 durchschnittlich 4.201 Stunden. Der entsprechende Lastfaktor (als prozentuale Umrechnung) beträgt 49 Prozent. Die Kleinwasserkraft, die laut einer Marktanalyse des BMWi einen Anteil von 14 Prozent an der

jährlichen Stromerzeugung der Wasserkraft hat (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2015), käme mit einer resultierenden Jahresarbeit von 2,88 TWh auf knapp 4.500 Vollbenutzungsstunden im Jahr. Die Kleinwasserkraft ist also durchschnittlich stärker ausgelastet als große Wasserkraftwerke.

2.2. INVESTITIONEN

Wie sich zuvor in den Daten zum Ausbau der Wasserkraft gezeigt hat, liegen die Investitionen in diesem Bereich seit 2011 auf sehr niedrigem Niveau. Für 2019 betrug das Investitionsvolumen in Wasserkraft rund 21 Mio. EUR. Das entspricht 0,2 Prozent des Volumens aller erneuerbarer Energien mit einem Gesamtvolumen von 10,5 Mrd. EUR. (BMWi / AGEE-Stat, 2020)

Gründe dafür sind u. a., dass es durch Umweltschutzaufgaben kaum neue Standorte gibt, für die eine Genehmigung erteilt wird oder dass viele geeignete Standorte bereits genutzt werden. Die Investitionen fließen deshalb eher in die Modernisierung von älteren Anlagen oder die Ausstattung der Anlagen mit Fernwirk- und Kommunikationstechnik, um diese Anlagen aus einer zentralen Leitwarte steuern und überwachen zu können.

2.3. ALTER

Wasserkraftwerke gibt es in Deutschland schon seit über 100 Jahren. Im Vergleich zu allen anderen Kraftwerkstypen können Wasserkraftwerke die längste Lebensdauer von 50 bis 100 Jahren erreichen.

Gemessen an der Anzahl der Anlagen sind gut 60 Prozent zwischen 10 und 29 Jahren alt. Demgegenüber, gemessen an der installierten Leistung, sind rund 57 Prozent der Anlagen mindestens 50 Jahre alt (Bundesnetzagentur, 2020).

Von den 5.454 Wasserkraftanlagen, die jünger als 30 Jahre alt sind, sind 5.233 Stück Kleinwasserkraftanlagen (ca. 96 Prozent, vgl. Abbildung 3). Die Kleinwasserkraft dominiert also in den jüngeren Jahrgängen eindeutig in ihrer Stückzahl. Gemessen an der installierten Leistung macht die Kleinwasserkraft bei entsprechend jungen Anlagen 45 Prozent aus. Ein ähnliches Bild zeigt sich bei den besonders alten Wasserkraftwerken: Knapp 80 Prozent der Wasserkraftwerke, die mindestens 70 Jahre alt sind, sind Kleinwasserkraftwerke. Sie machen aber nur 3,6 Prozent der installierten Leistung in dieser Alterskategorie aus (Bundesnetzagentur, 2020).

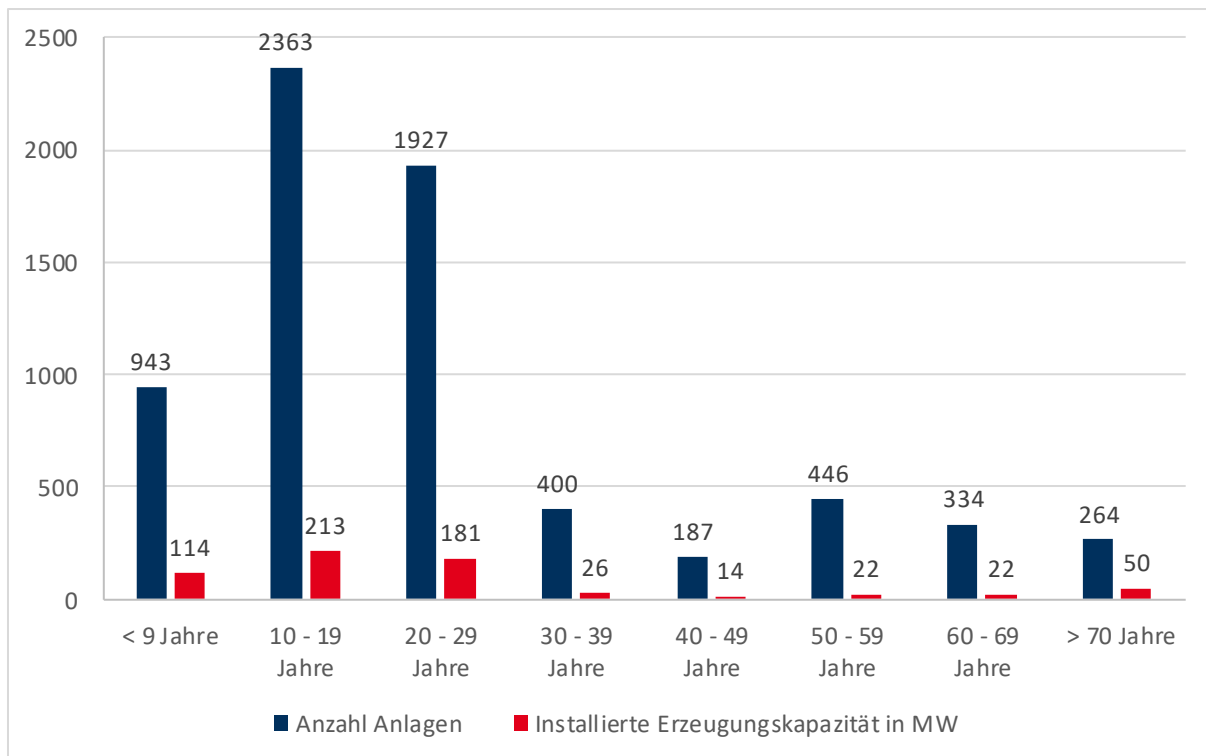


Abbildung 3: Altersstruktur von Kleinwasserkraftanlagen in Deutschland [Datenquelle: MaStR]

2.4. STANDORTE

Die Anzahl und die installierte Erzeugungskapazität von Wasserkraftwerken sind in Deutschland sehr ungleich verteilt. Der Süden Deutschlands und manche Mittelgebirgsregionen verfügen natürlicherweise über günstige Standorte für Wasserkraft. 85 Prozent der Erzeugungskapazität fallen auf die zwei südlichen Bundesländer Bayern und Baden-Württemberg (ca. 4,19 GW). In der Gruppe der großen Wasserkraftwerke steht die überwiegende Erzeugungskapazität in Bayern, nämlich rund 3,29 GW. In der Gruppe der Kleinwasserkraft mit der größten installierten Leistung liegen die drei Bundesländer Bayern, Baden-Württemberg und Sachsen vorn (zusammen ca. 473 MW). In den Stadtstaaten sowie in geografisch flachen Bundesländern in Norddeutschland gibt es keine (Berlin, Bremen) oder nur sehr geringe Erzeugungskapazitäten (vgl. dazu Abbildung 4).

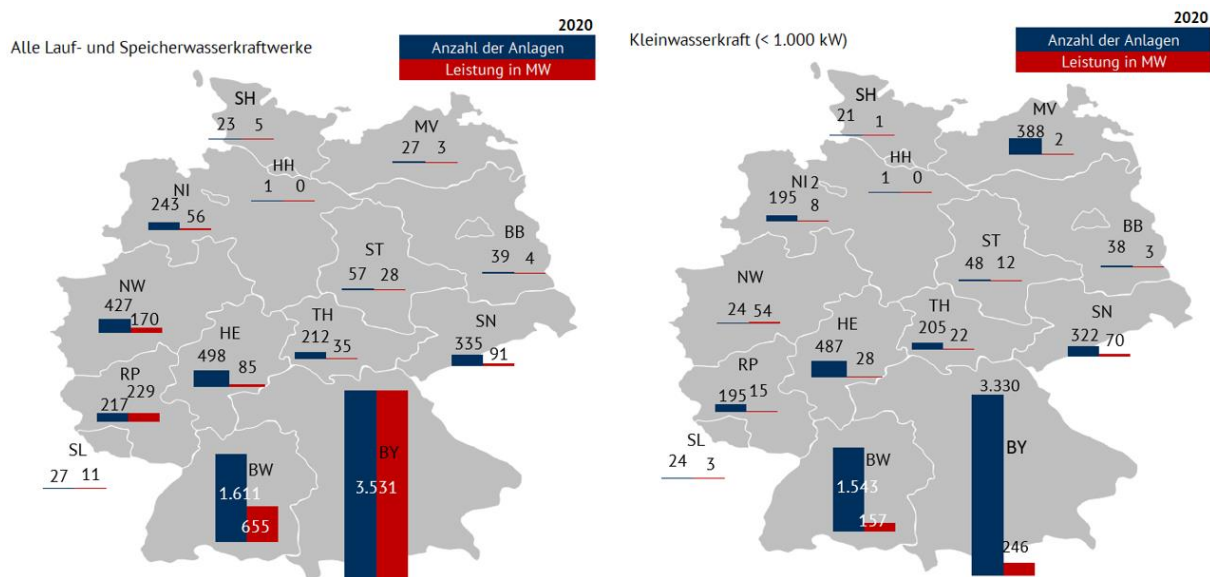


Abbildung 4: Regionale Verteilung der Wasserkraftwerke in Deutschland [Datenquelle: MaStR]

2.5. CO₂-BILANZ

Die CO₂-Bilanz des Betriebs eines Kraftwerks ist ein wichtiger Faktor zur Bewertung der Nachhaltigkeit dieser Technologie im Hinblick auf den Klimaschutz. Dabei können verschiedene Aspekte beleuchtet werden:

- Wie hoch sind die CO₂-Emissionen im Betrieb des Wasserkraftwerks?
- Wie hoch waren die CO₂-Emissionen beim Bau des Wasserkraftwerks, die dann auf die Lebensdauer umgelegt werden könnten?
- Welche CO₂-Emissionen anderer Kraftwerke werden dadurch eingespart, dass das Wasserkraftwerk gebaut wurde und betrieben wird?

Der Betrieb eines Wasserkraftwerkes ist praktisch CO₂-frei. Für den Bau eines Wasserkraftwerkes können – je nach Größe und Bauart – größere Mengen CO₂ freigesetzt werden, zum Beispiel für die Beton-Mauern von Stauseen. Kleinwasserkraftwerke sind in den meisten Fällen Laufwasserkraftwerke ohne oder mit nur kleiner Staustufe. Dieser Einmaleffekt wird über lange Zeiträume des Betriebs der Kraftwerke von bis zu 100 Jahren verteilt. Eine Untersuchung des Wissenschaftlichen Dienstes des Deutschen Bundestages ermittelte 2007 auf Basis mehrerer anderer Studien CO₂-Emissionen von 3 bis 40 g CO₂-äquivalente/kWh Strom beim Betrieb von Wasserkraftwerken. Das ist erwartungsgemäß sehr wenig im Vergleich zu Steinkohlekraftwerken (800-1000 gCO₂/kWh) bzw. Braunkohlekraftwerken (900-1200 gCO₂/kWh). (Deutscher Bundestag, 2007)

2,1 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalente zusätzlicher Emission drohten, würde es die kleine Wasserkraft nicht geben. Der Betrieb von Wasserkraftwerken vermeidet im deutschen Stromsystem CO₂-Emissionen in Höhe von 15,16³ Mio. Tonnen CO₂-Äquivalente (2019). Die kleine Wasserkraft hat daran einen Anteil von 14 Prozent. Diese Vermeidung resultiert daraus, dass die Stromerzeugung aus fossilen Quellen ersetzt wird. Die CO₂-Vermeidung durch die Wasserkraft ist im Vergleich zu fluktuierenden erneuerbaren Energien zukunftsfester, weil sie auch zu Zeiten Strom fossilen Ursprungs ersetzt, in denen Wind und Sonne keinen Strom liefern können. Die Wasserkraft hatte einen Anteil von über 7 Prozent an der CO₂-Vermeidung aller erneuerbarer Energien (BMW i / AGEE-Stat, 2020). Die gesamten Treibhausgas-Emissionen des deutschen Energiesystems lagen 2018 bei 720 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalente. (Umweltbundesamt (UBA), 2020)

2.6. STEUERBARKEIT

Wie in der Darstellung der verschiedenen Anlagengrößen oder Altersstruktur bereits deutlich geworden ist, sind Wasserkraftanlagen alles andere als eine homogene Gruppe. Dies gilt auch für die Steuerung und Regelung der verschiedenen Wasserkraftwerke.

Grundsätzlich ist die Steuerung der Erzeugungsleistung sowohl nach unten als auch nach oben möglich. Deshalb gehört die Wasserkraft nicht zu den fluktuierenden Erneuerbaren (im Gegensatz zu Windenergie oder PV-Anlagen). Da es in Deutschland bislang keine langen Trockenperioden gibt, während der die Flüsse trockenlaufen, ist die Ressource Wasser ganzjährig verfügbar. Dennoch können Einschränkungen aufgrund niedriger Pegelstände oder aufgrund von Umweltauflagen o. ä. dazu führen, dass nur mit eingeschränkter Leistung Strom erzeugt werden kann. Bei kleinen Laufwasserkraftanlagen mit kleiner Staustufe kann die Energie des Wassers kaum gespeichert werden. Technisch prinzipiell möglich ist eine kontrollierte Stauraumbewirtschaftung zwar, die eine Energiespeicherfunktion bedeutet. Anlagendesign und Umweltauflagen, durch die vor allem ein negativer Einfluss auf die Fischwelt ausgeschlossen werden soll, sind hier jedoch zu berücksichtigen. Heute geht ungenutzte Energie des Wassers bei Turbinenstillstand meist "verloren".

³ Datengrundlage: 20,6 TWh Stromerzeugung (Fraunhofer ISE, 2020) und Nettovermeidungsfaktor von 736 g CO₂-Äq/kWh (Umweltbundesamt, 2019)

Alte Kleinwasserkraftanlagen werden häufig noch manuell per Hand gesteuert. Andere wurden bereits technisch nachgerüstet, sodass eine Fernsteuerung aus einer zentralen Leitwarte möglich ist. Dies reduziert mittelfristig die Betriebskosten und ermöglicht es, mehrere Kleinwasserkraftanlagen in einem gemeinsamen "Pool" zu steuern und zu vermarkten.

Bei der Steuerung der Wasserkraftwerke können je nach Anlagentyp Ventile des Zulaufs geschaltet oder auch die Stellung der Turbinenblätter verändert werden, um dem Durchfluss entsprechend im optimalen Betriebspunkt zu arbeiten.

Die Steuerung oder Regelung der Erzeugungsleistung könnte auch für die Vermarktung am Spot-Markt oder als Reservekapazität im Regelleistungsmarkt wichtig sein. Allerdings werden die meisten Kleinwasserkraftanlagen über das EEG mit einem fixen Betrag in Euro pro kWh vergütet, sodass für diese Anlagen eine Steuerung, die sich an Strompreisen des Großhandelsmarktes ausrichtet, nicht erforderlich ist. (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2015)

3. RAHMENBEDINGUNGEN FÜR TEILNAHME AN STROMMÄRKTEN

Um einen Überblick über die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen der kleinen Wasserkraft zu erlangen, erfolgt in diesem Kapitel eine exemplarische Berechnung von Anlagen hinsichtlich ihrer erreichbaren Erlöse aus dem Stromverkauf. Diese datenbasierte Grundlage ermöglicht es, in Kapitel 6 sachgerechte Optimierungsvorschläge zu erarbeiten, welche die kleine Wasserkraft in der System- und Marktintegration unterstützen.

3.1. GETROFFENE ANNAHMEN UND DATENBESCHREIBUNG

In der nachfolgenden Berechnung werden zwei Beispielanlagen hinsichtlich ihrer Erlösmöglichkeiten für den Zeitraum 2015 bis 2019 gegenübergestellt. Der Vergleich erfolgt dabei zwischen zwei Anlagen gleicher Leistung (500 kW), sowie gleicher Volllaststundenzahl (4.500) und dem gleichem Einspeiseverhalten zu jedem Zeitpunkt. Bei der Referenzanlage erfolgte die Vergütung über das EEG, während bei der zweiten Anlage die Energie über die Strommärkte veräußert wurden. Die Vermarktung der vergleichsweise geringen Strommengen erfolgt typischer Weise in einem Portfolio gemeinsam mit anderen Strommengen, in dem typische minimale Handelsgrößen (Im Terminmarkt häufig 1 Megawatt) erreicht werden. Eine zusätzliche Erlösoption für Kraftwerke, die keine EEG-Förderung erhalten, bieten die vermiedenen Netznutzungsentgelte. Diese Erlösoption besteht nur für Kraftwerke mit dezentraler, nicht fluktuierender Erzeugung und Inbetriebnahme bis 2023 (vgl. EnWG § 120). Die vermiedenen Netzentgelte wurden in einer Reform aus dem Jahr 2017 für viele Anwendungsfälle abgeschafft, steuerbare Bestandsanlagen ohne EEG-Vergütung hingegen nicht. Für kleine Wasserkraftwerke ist diese wichtige Erlösquelle weiterhin anwendbar. Die Netzbetreiber haben weiterhin die Pflicht, die vermiedenen Netzentgelte an die Betreiber der Wasserkraftwerke auszus zahlen. Da die Höhe dieser Zahlung von der jeweiligen Netzebene im jeweiligen Verteilnetz abhängt, ist die Bandbreite möglicher Zahlungen vermiedener Netzentgelte sehr groß. Um eine realistische Größenordnung für diese Erlösquelle zu haben, wurde hier vereinfachend angenommen, die Beispielanlage sei im Verteilernetz Bayernwerk in der Niederspannung angeschlossen. Für die Berechnung wurden die von Bayernwerk veröffentlichten Berechnungsblätter für vermiedene Netzentgelte 2018 (Bayernwerk, 2019) angewendet. Vereinfachend wurde zudem angenommen, diese Summe der Zahlungen sei für jedes Jahr gleich, da hier lediglich die Größenordnung interessiert.

Gemäß EEG (2014) § 40 Absatz 1 wurde die Referenzanlage mit einem anzulegenden Wert 12,52 Ct/kWh vergütet. Je nach Zeitpunkt der Inbetriebnahme und Anlagengröße können die EEG-Vermarktungsform Einspeisevergütung oder das Marktprämienmodell Anwendung finden.

In diesem Fall wurde die Einspeisevergütung mit einer Stromabnahme und Vermarktung über die Netzbetreiber angenommen. Bei der ungeforderten Anlage wurde die Energie auf dem Termin-, Spot- und Regelleistungsmarkt verkauft, dessen prozentuale Aufteilung auf die jeweiligen Produkte über den Zeitraum konstant gehalten wurde.

Die Preisannahmen im Terminmarkt beruhen auf den mittleren täglichen Settlement-Preisen im jeweiligen Bewertungszeitraum. Beispielsweise bedeutet das für eine Stromproduktion 2017, dass der mittlere Terminmarktpreis des Jahreskontraktes 2017 im Handelszeitraum ab 1. Januar 2015 bis Ende 2016 berücksichtigt wurde. Selbiges gilt für die Monatsprodukte. Für den Regelleistungsmarkt wurde angenommen, dass die Anlage nur an der Ausschreibung zur negativen Regelleistung für die Minutenreserve teilgenommen⁴ hat und dort den gemittelten Preis aller bezuschlagten Gebote für die Leistungsausschreibung erhielt, ein Abruf dieser Leistung jedoch nicht erfolgt ist⁵. Daher sind mögliche, aber geringfügige Erlöse über den Arbeitspreis nicht mit einbezogen worden. Erlöse aus der Primär- oder Sekundärregelleistung sind prinzipiell auch möglich. Die technische Voraussetzung der automatischen Fernsteuerung ist aber nicht überall gegeben. Damit beschreiben die hier dargestellten Erlöse aus dem MRL-Markt für solche Anlagen, die nicht mehr manuell gesteuert werden, eine konservative Abschätzung. Für die Zukunft wird die Übernahme von mehr Systemverantwortung der kleinen Wasserkraftwerke im Zuge der voranschreitenden Digitalisierung auch in diesen Regelleistungsmärkten immer wahrscheinlicher. Da der Markt für Herkunftsnachweise nicht transparent ist, dient als Preisquelle anstelle von tatsächlich gehandelten Marktdaten eine Studie des Bundesumweltamtes. Darin werden im Jahr 2018 Preise für Herkunftsnachweise aus deutscher Wasserkraft mit 0,8 EUR/MWh und 1,60 EUR/MWh bemessen. Für die Berechnung wurde ein konstanter Preis von 1 EUR/MWh über den gesamten Zeitraum angesetzt (Hauser, et al., 2019). Wie die zukünftige Preisentwicklung von diesen Grünstromzertifikaten sein wird, ist noch nicht mit Gewissheit zu sagen. Einerseits wirkt die zunehmende Nachfrage nach Grünstrom etwa durch Nachhaltigkeitsziele von großen Strom-

⁴ Denn zur Bereitstellung positiver Regelenergie müsste sie anhaltend die elektrische Leistung reduzieren, um sie kurzfristig bereitstellen zu können. Das ist für den grenzkostenlosen Strom einer Wasserkraftanlage kein wirtschaftliches Betriebskonzept, solange diese Energiemengen und die daran gebundenen Erlöse verloren gehen.

⁵ Die Leistung der Minutenreserve wird nur selten und nur zu kleinen Teilen abgerufen. Gebote mit höheren Regelarbeitspreisen werden nur in wirklichen Ausnahmesituationen gezogen. Die Erlöse aus der Vorhaltung von Regelleistung überwiegen daher für Wasserkraftwerke. Denn Kraftwerke mit geringen Grenzkosten bieten tendenziell mit höheren Regelarbeitspreisen, wenn sie negative Regelleistung anbieten.

verbrauchern preistreibend. Andererseits steigen zeitgleich auch die Anteile erneuerbarer Energien durch Neuanlagen und durch das Auslaufen der EEG-Förderung für alte Anlagen kommen ebenso mehr Zertifikate auf den Markt.

Die Aufteilung der Leistung auf die verschiedenen Märkte und Produkte erfolgte hierbei folgendermaßen: 20 % bzw. 40 % der Energie wurde rollierend für die beiden Frontjahre⁶ Y-2 bzw. Y-1 als Jahres Baseload-Produkte verkauft. Weitere 20 % sind über den Terminmarkt für den jeweiligen Frontmonat M-1 abgesichert worden. Die restlichen 20 % wurden auf dem Spotmarkt in den Day-Ahead Auktionen angeboten. Zusätzlich wurden 20 % der Leistung als negative Minutenreserve angeboten, wo einer Vergütung über die Bereithaltung der Leistung erfolgte. In die Berechnung nicht einbezogen wurden theoretische zusätzliche Gewinne aus dem Intraday-Markt. Dieser Kurzfristmarkt dient zum Ausgleich von Fehlmengen, basierend auf Prognoseabweichungen von Stromverbrauchern und -erzeugern. Ein flexibles Kraftwerk kann hier Mehrerlöse erwirtschaften, indem es flexibel dann Leistung bereitstellt, wenn andere Marktteilnehmer ungeplant einen Engpass bewirtschaften. Eine solche flexible Fahrweise ist für die kleine Wasserkraft heute mehrheitlich unwahrscheinlich, zukünftig aber möglich. Eine entsprechende kontrollierte Stauraumbewirtschaftung kann Laufwasserkraftwerke abhängig von der zulässigen Änderung des Wasserstands mit der notwendigen Speicherfähigkeit ausstatten. Diese Betriebsweise muss jedoch unter Berücksichtigung von Umweltauflagen erfolgen und noch ist eine solch aktive Steuerung nicht üblich. Für die Zukunft kann hier ein zusätzliches Flexibilitätspotenzial erschlossen werden. Da insbesondere dezentrale Flexibilität durch die Dezentralisierung des Energiesystems an Bedeutung gewinnt, ist dieses Thema in Kapitel 6 noch näher erläutert. Eigene Engpässe müssen Betreiber von Wasserkraftwerken in der Regel nicht bewirtschaften, da Prognosefehler in der Energiebereitstellung von Wasserkraftwerken im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energiequellen vernachlässigbar gering sind.

3.2. ERGEBNISSE UND BEWERTUNG

Beim Vergleich der beiden Anlagen fällt der deutliche Unterschied zwischen den erreichbaren Erlösen auf, bei der die ungeförderte Anlage nur ca. 40 % der geförderten Anlage erzielt. Anstelle von 1,4 Millionen EUR über die EEG-Vergütung erzielt die ungeförderte Anlage lediglich

⁶ Erläuterung der Nomenklatur anhand zweier Beispiele: „Y-2“ ist eine Abkürzung für das Jahresprodukt „Belieferung mit Strom über ein Jahr zum Festpreis“, fixiert zwei Jahre vor dem Lieferzeitraum und „M-1“ ein Monat vor der Belieferung eines Monatskontraktes.

558 Tsd. EUR binnen fünf Jahren. Der mit 55 % größte Anteil der Erlöse wurde dabei in den Terminmärkten erzielt. Die Einnahmen aus der Regelleistung und aus dem Verkauf von Herkunftsnachweisen treten in der Gesamtrechnung deutlich in den Hintergrund. Zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit und Einordnung der Ergebnisse im Kontext der Notwendigkeit einer EEG-Förderung, wurde eine Studie des Ingenieurbüros Floecksmühle im Auftrag des BMWi herangezogen. Darin wurden die Stromgestehungskosten der Wasserkraft bezogen auf die installierte Leistung mit Inbetriebnahmejahr 2015 analysiert. In der Studie werden außerdem die Stromgestehungskosten mit zunehmender Leistung fallend, bei 500 kW aber noch im Mittel mit 12,68 ct/kWh angegeben (Ingenieurbüro Floecksmühle, 2015). Unter dem Gesichtspunkt, dass selbst der anzulegende Wert für Anlagen dieser Leistung mit 12,52 ct/kWh unterhalb der notwendigen Stromgestehungskosten liegt, reichen die heutigen reinen Vermarktungserlöse am klassischen Großhandelsstrommarkt für eine rentable Vermarktung der kleinen Wasserkraft außerhalb des EEG nicht aus. Die Zukunftsaussichten sind aus zweierlei Gründen optimistischer zu bewerten: Einerseits steigt der Wert von Strom, der zu Zeiten mit wenig Wind und Sonne produziert wird, und mit ihm der Wert des Einspeiseprofiles der Wasserkraft. Andererseits nimmt die dezentrale Bereitstellung von sowohl Strom als auch Systemdienstleistungen im Zuge der Energiewende einen wachsenden Stellenwert ein. Eine rentable Vermarktung ist in einem solchen Strommarkt möglich, der auf dezentrale erneuerbare Energien ausgerichtet ist.

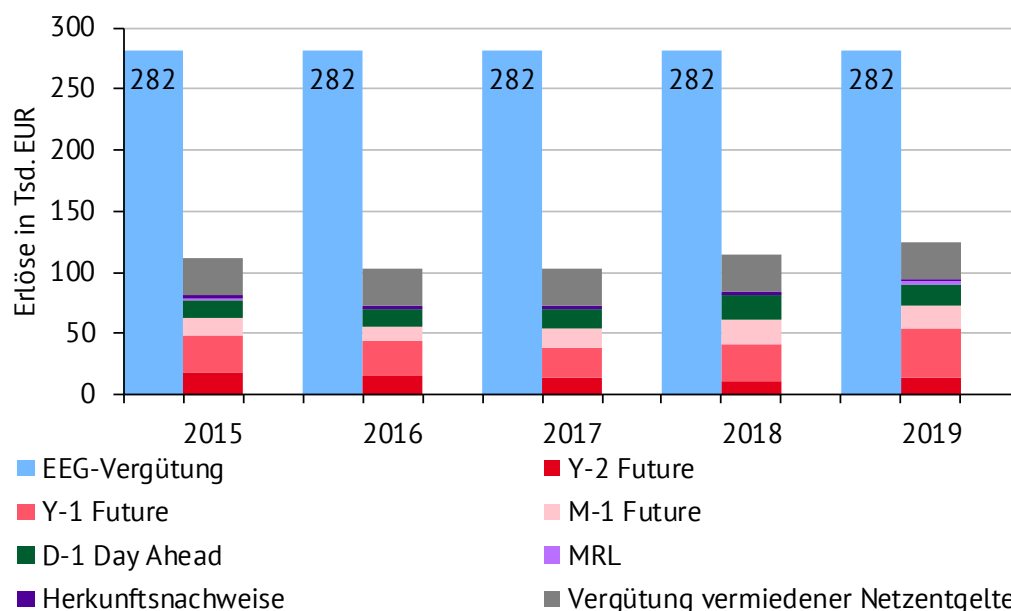


Abbildung 5: Gegenüberstellung der Erlöse einer EEG-geförderten Anlage und einer ungeförderten Anlage

Zur besseren Nachvollziehbarkeit der Berechnung und Einordnung der Ergebnisse zeigt Tabelle 1 Zwischenergebnisse der Berechnung. Diese sind die mittleren Strompreise, die für das jeweilige Marktsegment ermittelt wurden. Die Gewichtungsfaktoren zeigen dabei, wie stark das jeweilige Segment ins Gewicht fiel. Zur besseren Vergleichbarkeit wurde auch für die Minutenreserveleistung (MRL) ein Preis in EUR/MWh angegeben, den es so in der Realität nicht gibt. Er errechnet sich aus den MRL-Leistungspreisen in EUR/MW, wenn man diesen auf die Stromerzeugung in den jeweiligen Bezugszeiträumen bezieht.

Tabelle 1: Mittlere Erlöse aus dem Stromverkauf auf den verschiedenen Strommärkten in EUR/MWh, zur Addition sind die Gewichtungsfaktoren zu berücksichtigen [Quelle: Eigene Berechnung aus Primärdaten der EEX, EPEX, regelleistung.net, Bayernwerk und des Umweltbundesamtes]

| | GEWICHTUNG | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|---|------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Y-2 Future | 20 % | 38,67 | 34,26 | 30,25 | 25,15 | 30,69 |
| Y-1 Future | 40 % | 35,09 | 30,97 | 26,58 | 32,82 | 43,98 |
| M-1 Future | 20 % | 31,57 | 28,58 | 35,42 | 45,58 | 43,51 |
| D-1 Day Ahead | 20 % | 32,02 | 29,40 | 34,90 | 45,12 | 38,62 |
| MRL | 20 % | 3,47 | 1,63 | 1,51 | 0,05 | 4,51 |
| Erlös aus HKNs | 100 % | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| Vergütung vermiedener Netzentgelte | 100 % | 13,64 | 13,64 | 13,64 | 13,64 | 13,64 |
| Gesamterlös Nicht-EEG-Anlage | | 49,82 | 45,80 | 45,69 | 50,95 | 55,70 |
| EEG-Vergütung | 100 % | 125,20 | 125,20 | 125,20 | 125,20 | 125,20 |

4. RAHMENBEDINGUNGEN FÜR BEREITSTELLUNG VON SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN

Sinn und Zweck der Systemdienstleistungen (SDL) ist, die Versorgungssicherheit und die hohe Qualität der Stromversorgung aufrecht zu erhalten. Alle SDL müssen mit Fortschreiten der Defossilisierung des Elektrizitätssystems in Zukunft von Erneuerbare-Energien-Anlagen, Stromspeichern und flexiblen Verbrauchern bereitgestellt werden. In diesem Teil der Energiewende spielen Wasserkraftwerke eine bedeutende Rolle, da sie unter den erneuerbaren Energien die höchste Verfügbarkeit haben und steuerbar sind. Die Verantwortung dafür liegt bei den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB), die die Rolle des „Systemverantwortlichen“ ausfüllen. In Abstimmung mit der Bundesnetzagentur (BNetzA) als Regulator werden die Regeln für Organisation, Koordination bzw. Beschaffung der Systemdienstleistungen zentral aufgestellt und umgesetzt. Die Abbildung 6 zeigt die fünf üblichen Systemdienstleistungen, deren Zweck sowie die dazugehörigen Produkte oder Maßnahmen, die dazu beitragen, die Systemdienstleistungen zu erfüllen. Dabei wird unterschieden zwischen:

- **Marktmechanismen:** z. B. Auktionen zur Beschaffung von Regelreserven; Vergütung der bezuschlagten Teilnehmer
- **regulatorischen Vorgaben:** z. B. Blindleistungskompensation zur Spannungshaltung, Netzanschlussbedingungen; ohne Vergütung, sondern standardmäßig von Netznutzern zu erfüllen
- **Umsetzung durch Netzbetreiber:** z. B. Schaltmaßnahmen im Netz, Einsatz von Betriebsmitteln im Netz, Redispatch- oder Einspeisemanagement-Maßnahmen; Aufwandsentschädigung für Netzbetreiber durch Netzentgelte sowie Kostenerstattung für von Maßnahmen betroffene Parteien

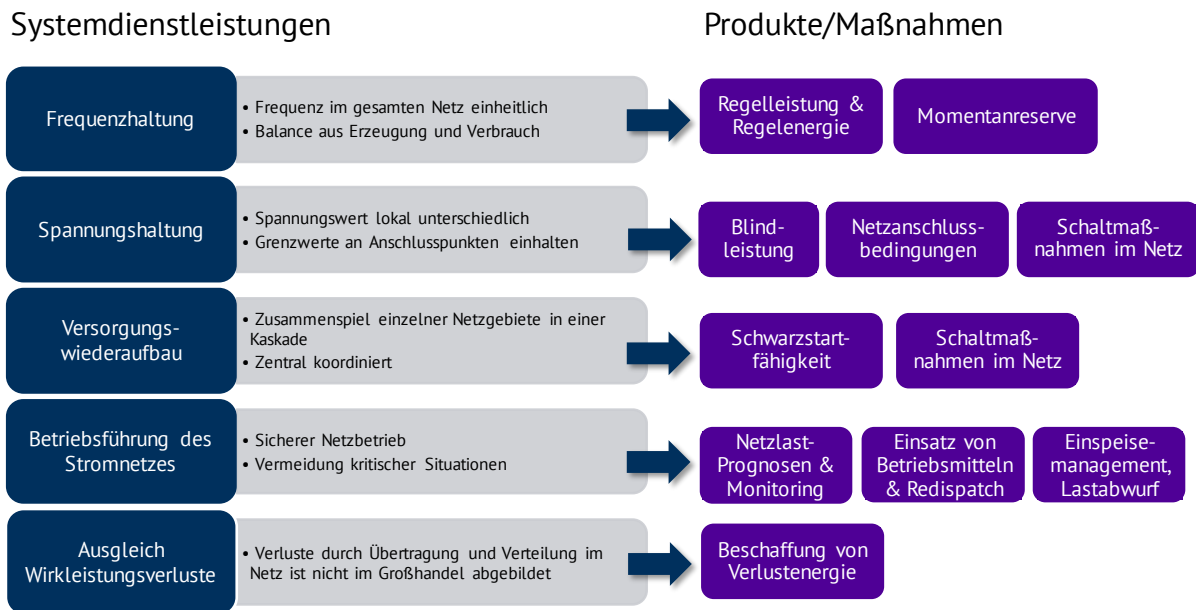


Abbildung 6: Überblick der Systemdienstleistungen und ihrer Maßnahmen [Quelle: Energy Brainpool]

4.1. FREQUENZHALTUNG DURCH REGELLEISTUNG

Eine besonders wichtige Systemdienstleistung ist die Frequenzhaltung. Die Frequenz ist ein Indikator für den Ausgleich zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch in jedem Moment und ist im gesamten Stromnetz identisch. Immer wenn Erzeugung und Verbrauch unausgeglichen sind, weicht die Netzfrequenz von ihrem Sollwert 50 Hz ab. Um die Netzfrequenz nahe bei 50 Hz zu halten, ist positive oder negative Regelleistung erforderlich. Positive Regelleistung bedeutet, Erzeugung erhöhen oder Verbrauch senken. Für die negative Regelleistung gilt das Gegenteil (Erzeugung senken oder Verbrauch erhöhen). Regelleistung kann folglich sowohl von Strom erzeugenden Kraftwerken als auch von (großen) Verbrauchseinheiten bereitgestellt werden.

Regelleistung wird heute häufig von fossilen Kraftwerken bereitgestellt.

Regelreserven werden in drei Produktstufen organisiert, die jeweils über einen eigenen Auktionsmechanismus am Markt beschafft werden (siehe Kapitel 4.1.1). Es bestehen allerdings Zulassungsvoraussetzungen, die sogenannte „Präqualifikation“ (PQ), die die Auktionsteilnehmer zunächst zu erfüllen haben (siehe Kapitel 4.1.2). Außerdem spielt die Momentanreserve im Hinblick auf die Frequenzhaltung eine wichtige Rolle. Und es stellt sich die Frage, wie diese Reserve bereitgestellt werden kann, wenn Kraftwerke der fluktuierenden erneuerbaren Energien

ohne Momentanreserve (PV und Wind) die konventionellen Kraftwerke mit Momentanreserve ersetzen (siehe Kapitel 4.1.3).

4.1.1. PRODUKTE

Aus technischen und ökonomischen Gründen ist die Regelreserve in drei nacheinander einzusetzende Produktstufen aufgeteilt:

- die **Primärregelreserve** (PRL; Englisch: Frequency Containment Reserve FCR),
- die **Sekundärregelreserve** (SRL; Englisch: automatic Frequency Restoration Reserve aFRR) und
- die **Minutenreserve** (MRL; Englisch: manual Frequency Restoration Reserve mFRR).

Während Kraftwerke in der Primärregelreserve maximal 30 Sekunden Zeit haben, um ihre volle Reserveleistung als Reaktion auf ein unvorhergesehenes Ereignis abzurufen, haben Kraftwerke der Sekundärregelreserve fünf Minuten und Kraftwerke der Minutenreserve ganze 15 Minuten Zeit dafür. Minutenreserve-Kraftwerke müssen aber bis zu vier Viertelstundenblöcke abdecken können, bei mehreren Störungsereignissen sogar mehrere Stunden. Etwa 60 Minuten nach einer Störung ist der verursachende Bilanzkreisverantwortliche (BKV) verpflichtet, seine eigene Leistungsbilanz wieder selbst auszugleichen (vgl. Abbildung 7). (Regelleistung.net, 2020)

Vorhandene Kraftwerkstechnologien können diese Zeitkriterien unterschiedlich gut abbilden. Wasserkraftwerke sind gut für die Regelreserve geeignet. Sie sind sehr schnell regelbar, haben kurze Kaltstartzeiten und können im Teillastbetrieb auch in beide Richtungen geregelt werden, sofern ausreichend Wasser vorhanden ist. Bei ausreichend großen Reservoirs können sie mehrere Stunden abdecken. Der Betrieb eines Kleinwasserkraftwerkes in Teillast ist allerdings unter wirtschaftlichen und ökologischen Gesichtspunkten nicht immer sinnvoll.

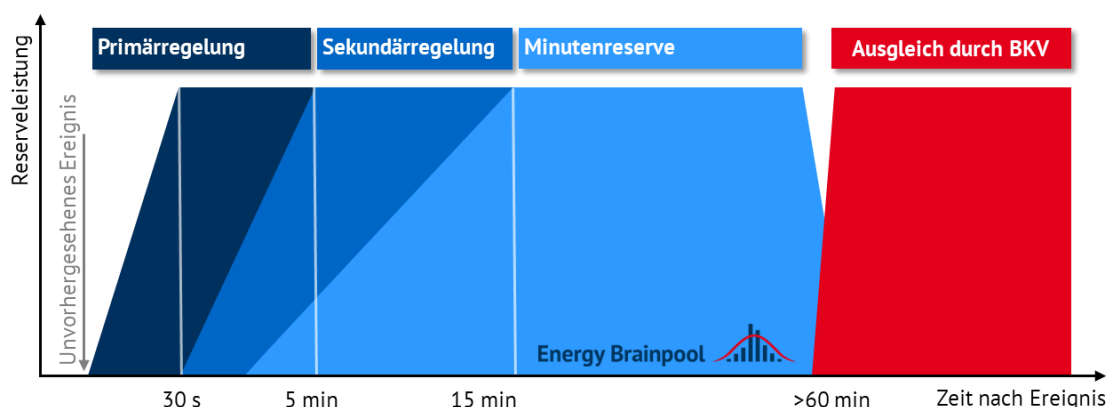


Abbildung 7: Abfolge der Regelleistungsreserven nach Frequenzabweichung [Quelle: Energy Brainpool]

Die drei Regelleistungsstufen unterscheiden sich noch nach einer Reihe weiterer Kriterien, die in Tabelle 2 abgebildet sind. Aufgrund der unterschiedlichen Anforderungen führt der ÜNB getrennte Auktionen für diese drei Produkte durch.

Bei der Primärregelung wird nur die Reserveleistung ausgeschrieben und vergütet. Die tatsächlich abgerufene Reservearbeit wird nicht gemessen und nicht abgerechnet. Somit gibt es hierfür nur einen Leistungspreis, der für positive und negative Reserveleistung gleichermaßen gilt. Kraftwerke müssen also die zugesagte Primärregelleistung in beide Richtungen in gleicher Höhe abrufbereit halten. Demnach können sie im jeweiligen Zeitintervall nicht unter Volllast fahren, da sonst ein weiteres Hochfahren (positive Regelleistung) nicht möglich wäre. Betriebswirtschaftlich bedeutet das: Die durch die Teillast entgangenen Einnahmen aus der Stromvermarktung am Spotmarkt müssen durch die Einnahmen am Regelleistungsmarkt mindestens kompensiert werden.

Die ausgeschrieben und bezuschlagten Zeitintervalle betragen für alle drei Regelreserven jeweils vier Stunden. Dieses Zeitintervall gilt für die PRL erst seit dem 01. Juli 2020. Zuvor wurden Tageszeitscheiben ausgeschrieben, vor Juli 2019 umfasste das abzudeckende Zeitintervall sogar ganze Wochen. Bei der Sekundär- und Minutenreserve wurde 2019 von Zeitscheiben zu je zwölf Stunden auf vier Stunden umgestellt. Grund für diese Umstellungen waren Vorgaben, um die Diskriminierung bestimmter Anlagen zu vermeiden. Die neue Regelung ist vor allem vorteilhaft für Erneuerbare-Energien-Anlagen.

Das Auktionsverfahren der Sekundär- und Minutenreserve verläuft in zwei Schritten: Zunächst wird die erforderliche Reserveleistung anhand der gebotenen Leistungspreise zugeteilt. Anschließend wird die Abruf-Reihenfolge der Reservekraftwerke anhand der eingereichten Arbeitspreise bestimmt. Leistungs- und Arbeitspreis sind unabhängig voneinander. Die geleistete Reservearbeit wird gemessen und abgerechnet. (Regelleistung.net, 2020)

Dieses Verfahren wurde zwischenzeitlich in das sogenannte „Mischpreisverfahren“ geändert (Oktober 2018 bis Juli 2019), bei dem der Leistungs- und Arbeitspreis mittels Gewichtungsfaktoren gesamthaft betrachtet und ausgewertet wurde (statt in zwei Schritten). Dieses Verfahren führte dazu, dass die Anbieter höhere Leistungs- und niedrigere Arbeitspreise geboten haben. Dadurch wurde der Ausgleichsenergiepreis gedrückt und Bilanzkreisverantwortliche mit unausgeglichenem Bilanzkreis hatten weniger Strafe zu zahlen. Dies hat wiederum verstärkt zu unausgeglichenen Regelzonensalden geführt. Per Gerichtsbeschluss wurde letztlich das Mischpreisverfahren wieder abgeschafft.

Tabelle 2: Eigenschaften der drei Regelleistungsstufen, Stand Aug. 2020 [Datenquelle: Regelleistung.net]

| | Primärregelung | Sekundärregelung | Minutenreserve |
|---|---|-------------------------------------|---|
| Art der Reserve- Aktivierung | linear gekoppelt an Netzfrequenz | automatisiert akti- vierbar | manuell aktivierbar |
| Zweck | Frequenzabweichung abbremsen/stoppen | Soll-Frequenz wie- derherstellen | Ersatz SRL und Re- gelzonenausgleich |
| Preiskomponenten | Leistungspreis | Arbeits- und Leis- tungspreis | Arbeits- und Leis- tungspreis |
| Abzudeckendes Zeitintervall | 4h-Zeitscheiben (seit 01.07.2020) | 4h-Zeitscheiben | 4h-Zeitscheiben |
| Mindestangebots- größe | +/- 1 MW | 5 MW* | 5 MW* |
| Ausschreibungs- termine | kalendertäglich D-1 um 8 Uhr | kalendertäglich D-1 um 9 Uhr | kalendertäglich D-1 um 10 Uhr |
| *) Eine Angebotsgröße von 1 MW, 2 MW, 3 MW oder 4 MW ist unter der Maßgabe zulässig, dass ein Anbieter von Minutenreserve nur ein einziges Angebot je Produktzeitscheibe der positiven bzw. negativen MRL in der jeweiligen Regelzone abgibt. | | | |

Für die Zukunft ist auf Initiative der Europäischen Union (EU) die Einführung eines zusätzlichen Regelarbeitsmarktes geplant (Start ist für den 02. November 2020 vorgesehen, Stand August 2020). Demnach soll laut „Guideline Electricity Balancing“ (GL EB) ein europäischer Binnenmarkt für Regelarbeit eingeführt werden, mit getrennter Beschaffung von Regelleistung und Regelarbeit und mit einem Einheitspreisverfahren für Regelarbeit. Im Regelarbeitsmarkt wird nur ein Arbeitspreis für die jeweilige Vier-Stunden-Zeitscheibe geboten, kein Leistungspreis. Die Auktion ist bis eine Stunde vor Beginn der Erbringungszeitscheibe geöffnet. Hier können auch Anbieter mitbieten, die nicht an der Regelleistungsauktion teilgenommen haben.

Der Regelarbeitsmarkt bietet flexiblen, abschaltbaren Lasten sowie *Anlagen fluktuierender erneuerbarer Energien* neue Partizipationsmöglichkeiten. Durch mehr Wettbewerb könnten allerdings die Arbeitspreise sinken, wodurch hingegen Leistungspreise aufgrund ökonomischer Zwänge mancher Anbieter steigen könnten.

4.1.2. PRÄQUALIFIKATION UND BEDARF

Um am Regelleistungsmarkt teilnehmen zu dürfen, muss der Prozess der „Präqualifikation“ (PQ) durchlaufen werden. Die PQ erfolgt bei dem ÜNB, in dessen Regelzone die technischen Einheiten netztechnisch angeschlossen sind. Dies ist jederzeit möglich, in der Regel dauert die Bearbeitungszeit mindestens zwei Monate. Ein Teil der Mindestanforderungen ist über den Verband der Netzbetreiber (VDN) für alle ÜNBs verbindlich vorgegeben. Zusätzlich gibt es aber auch ÜNB-spezifische Voraussetzungen, die auf den jeweiligen Internetseiten abgerufen werden können.

Grundsätzlich müssen potenzielle Anbieter von Regelleistung den Nachweis liefern, dass sie die erforderlichen Anforderungen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erfüllen können. Dafür sind u. a. folgende Unterlagen einzureichen: unterschriebener „Transmission Code“ in Papierform mit entsprechendem Anhang (je nach Art der Regelleistung), Erbringungskonzept für den Normal- und den Störbetrieb (Erkennen von und Umgang mit Störungen), messtechnisches Konzept (Erfassung mit entsprechender Genauigkeit) und eine Dokumentation über die Realisierung der IT-Anbindung.

Die Mindestanforderungen gliedern sich in vier Bereiche, die hier kurz skizziert werden sollen (vgl. Abbildung 8).

Technische / betriebliche Mindestanforderungen:

- Datenblatt mit technischen Eigenschaften der Anlage sowie Angabe des Netzknotens
- Die Leistungsänderungsgeschwindigkeit und Totzeit wird durch eine Testfahrt ermittelt. (sogenannte Doppelhub-Kurven werden abgefahren, nur für SRL und MRL)
- Genauigkeit der Frequenzmessung an der Anlage muss für PRL kleiner als 10 mHz sein.
- Nachweis zur Zeitverfügbarkeit der Anlage im Angebotszeitraum muss 100 Prozent betragen (für SRL nur 95 Prozent).
- Für MRL muss die Arbeitsverfügbarkeit 100 Prozent im Angebotszeitraum betragen.

Informationstechnische Mindestanforderungen:

- Die Anlage muss per Fernzugriff in den Regelkreis des ÜNB eingebunden werden.
- Unmittelbare Weiterleitung des Soll-Signals für Regelleistung des ÜNB
- Ein umfassender Informationsaustausch zwischen ÜNB und Anbieter bzgl. IST-Erzeugungswerte, erbrachter Leistung sowie obere/untere Grenze des Regelbandes ist zu gewährleisten.

- Redundante Datenverbindungen sind vorzuhalten (LAN & Mobilfunk für MRL, 2 Leitungen für SRL erforderlich).
- max. Verzögerungszeit der Messwerterfassung kleiner fünf Sekunden

Organisatorische Mindestanforderungen:

- Die Kontaktstelle des Anbieters muss 24 h am Tag erreichbar sein, zur Koordination und zum Einsatz der Regelleistung.
- Die ordnungsgemäße Erbringung der Regelleistung muss nachgewiesen werden.
- Bestätigung der Zuordnung der Erzeugungseinrichtung zu einem Bilanzkreis
- Im Beauftragungszeitraum der Vorhaltung und Erbringung setzt der Anbieter seine Erzeugungseinrichtung selbstständig in Betrieb. Es ist keine gesonderte Aufforderung durch den ÜNB nötig.
- Der Anbieter ist bei Ausfall zur unmittelbaren Meldung an den ÜNB verpflichtet.
- Art der Kommunikation: Telefon, E-Mail

Sonstige Regelungen:

- Erfüllungsort
 - o Für SRL und MRL ist der Erfüllungsort, unabhängig vom Erbringungsort, die Regelzone des Vertrags-ÜNB (auch mehrere möglich).
 - o Für PRL entspricht der Erfüllungsort dem Bereitstellungsort.
- Die Netznutzungsentgelte (z. B. bei abschaltbaren Lasten) trägt der Anbieter.
- Anbieter müssen sich mit den betreffenden Netzbetreibern und anderen Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) organisieren. Nachweise über die Abstimmung erhält der ÜNB.
- ÜNBs sind berechtigt, die Anforderungen anzupassen unter Berücksichtigung der technischen Entwicklung und Erfahrungen der Regelwerke.

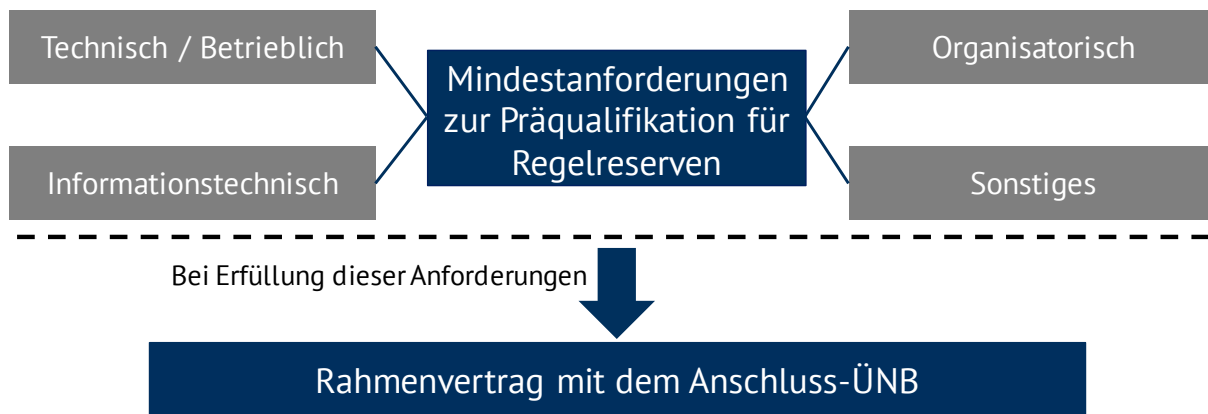


Abbildung 8: Schema der Präqualifizierung für die Regelleistung [Quelle: Energy Brainpool]

Die gesamte präqualifizierte Leistung sowie die präqualifizierte Leistung von Wasserkraftwerken ist für die drei Regelleistungsprodukte in Abbildung 9 dargestellt. Während für die PRL insgesamt knapp 7 GW an Leistung präqualifiziert sind, sind es für die positive und negative SRL jeweils rund 24 GW, für die positive und negative MRL rund 37,5 GW. Für die PRL und SRL macht die Wasserkraft einen Anteil von knapp über 60 Prozent an der PQ-Leistung aus. Bei der MRL sind es rund 38 Prozent, doch auch hier hat die Wasserkraft den größten Anteil, vor Gaskraftwerken mit ca. 14 Prozent.

Eine Aussage dazu, zu welchen Anteilen die Wasserkraft in den Auktionen bezuschlagt wurde bzw. an der tatsächlichen Erbringung beteiligt ist, ist nicht möglich, da die entsprechenden Daten nicht veröffentlicht werden.

Klar ist jedoch, dass der Regelleistungsmarkt stark umkämpft ist und dort harte Konkurrenz herrscht. Der eigentliche Bedarf an Regelleistung wird von der präqualifizierten Leistung um ein Vielfaches überdeckt (vgl. Abbildung 9). Allein die präqualifizierte Wasserkraft überdeckt die PRL und die SRL etwa 7-fach, die MRL 12-fach (positive) bzw. 20-fach (negative).

Der Bedarf an PRL wird zusammen mit europäischen Nachbarländern jährlich festgelegt. Der deutsche Anteil beträgt im Jahr 2020 573 MW. Der Bedarf an SRL und MRL wird mittlerweile dynamisch berechnet, d. h. es wird für jede Vier-Stunden-Zeitscheibe individuell festgelegt. Die SRL wird dabei zusammen mit Österreich ausgeschrieben und bezuschlagt. Beispielhaft werden hier Bedarf und Gebote für den 26. August 2020 für die positive SRL ausgewertet (vgl. Abbildung 10): Für alle sechs Produktzeitscheiben wurden ca. 300 Gebote aus Österreich und Deutschland eingereicht. Die gesamte angebotene Leistung der Gebote übersteigt den Bedarf regelmäßig um ca. zehn Prozent. Der Bedarf schwankt zwischen 2054 MW (0–4 Uhr) und 2187

MW (8–12 Uhr). Das zeigt, nicht alle präqualifizierten Kapazitäten beteiligen sich regelmäßig an den Auktionen.

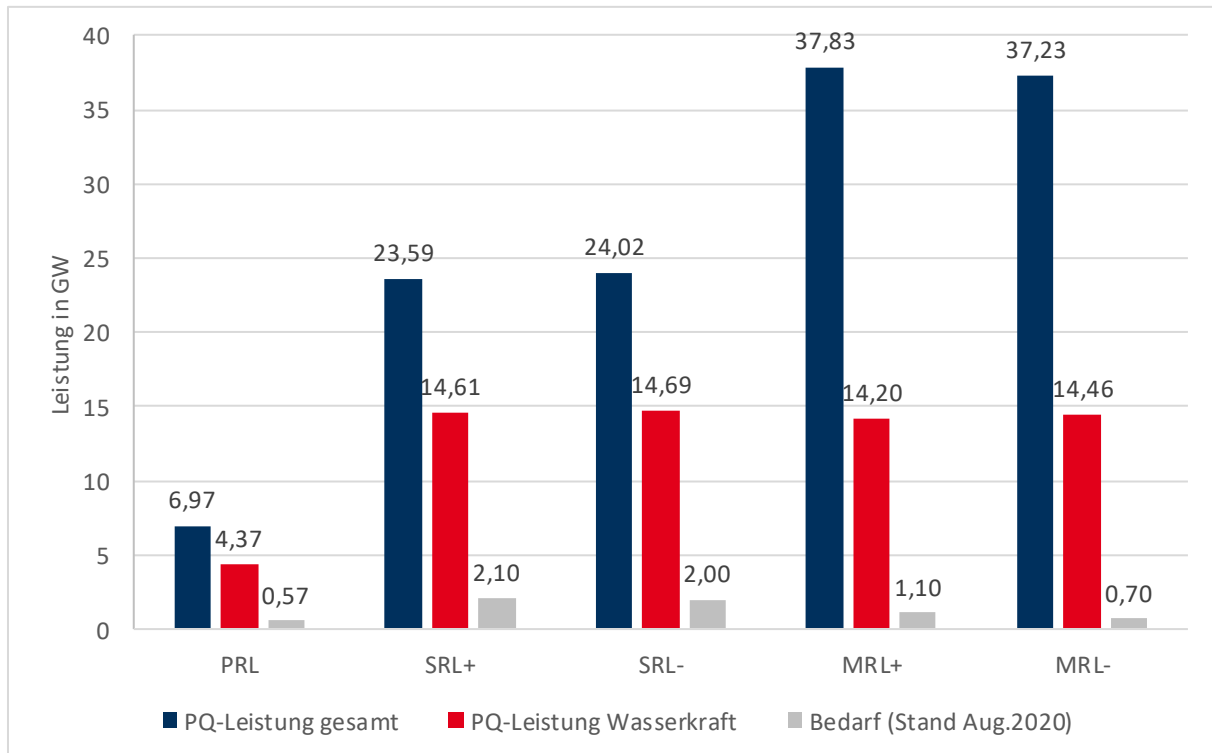


Abbildung 9: Präqualifizierte Leistung und Regelleistungsbedarf in Deutschland [Datenquelle: Regelleistung.net]

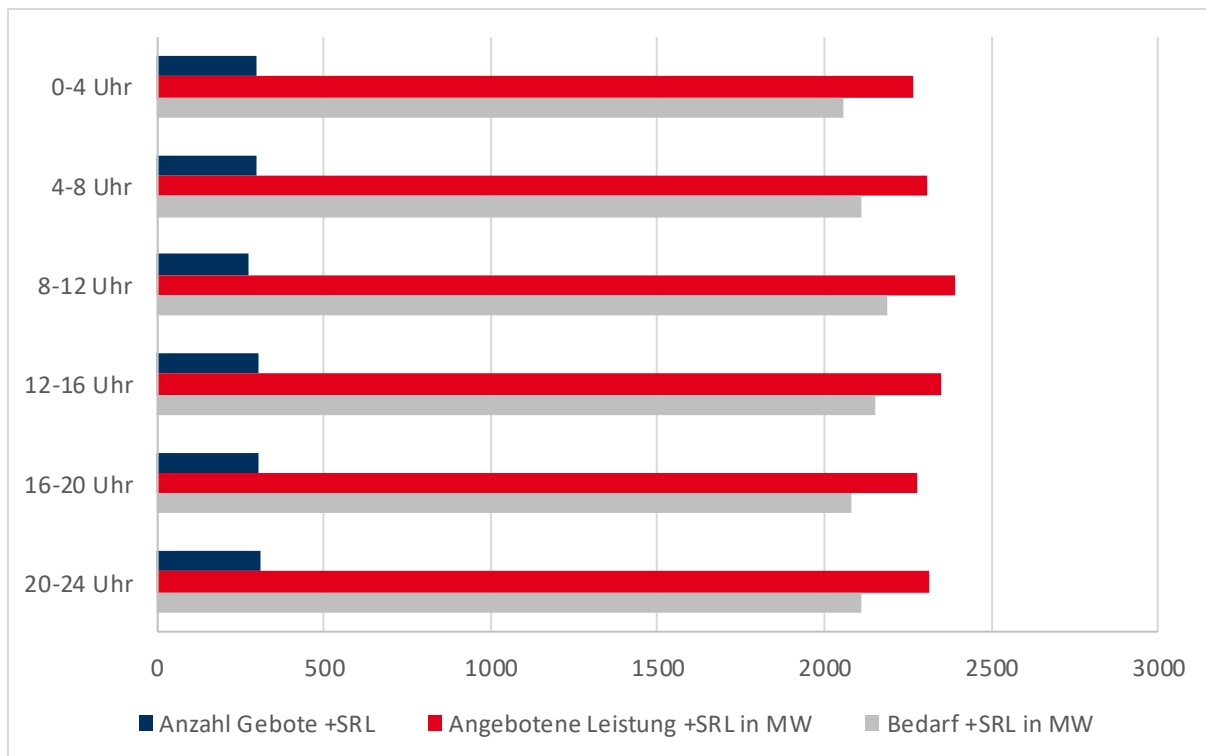


Abbildung 10: Bedarf und Gebote für positive SRL am Beispieltag 26.08.2020 [Datenquelle: Regelleistung.net]

4.1.3. EXKURS: MOMENTANRESERVE

Die Momentanreserve (Englisch: system inertia) im Stromnetz unterstützt die Frequenzhaltung. Ähnlich wie ein Stoßdämpfer bei einem Fahrzeug wirkt sie unverzüglich abfedernd auf plötzliche Frequenzänderungen im Stromnetz. Sie ist also frequenzstützend. Je mehr Momentanreserve am Netz angeschlossen ist, umso langsamer ändert sich die Netzfrequenz bei plötzlichen Leistungssprüngen (z. B. durch Lastabfall oder Ausfall von Generatoren).

Die Momentanreserve ist die Rotationsenergie in den rotierenden Massen (Turbine, Rotor des Generators) der netzsynchronen Kraftwerke. Das sind überwiegend thermische Kraftwerke sowie Wasserkraftwerke oder Biogas-Anlagen. Deren Generatoren rotieren netzsynchron. Beim regulären Betrieb dieser Kraftwerke steht deren Momentanreserve sowieso zur Verfügung. Durch den Atom- und Kohleausstieg wird deren Verfügbarkeit in den nächsten Jahren stark reduziert.

Anlagen fluktuierender erneuerbarer Energien sind dafür per se kein Ersatz. PV-Anlagen haben keine rotierenden Massen. Die schweren Rotorblätter von modernen Windenergieanlagen rotieren nicht netzsynchron, sondern unabhängig von der Netzfrequenz und sind optimiert für die jeweilige Windgeschwindigkeit. Durch Umrichter und Getriebe wird erst in einem zweiten

Schritt Strom und Spannung des Windgenerators mit der vorgegebenen Netzfrequenz synchronisiert.

Der Bedarf der Momentanreserve hängt von mehreren Faktoren ab:

- die Grenzwerte für die Frequenzgradienten unmittelbar nach Auftreten des Leistungssprungs bzw. in den ersten 100 ms nach dem Leistungssprung
- die Grenzwerte für die maximale Über- oder Unterfrequenz

Entsprechend der aktuellen Auslegung des ENTSO-E-Netzgebiets muss ein Leistungssprung von 3.000 MW beherrschbar sein. Frequenzgradienten sind nicht fix vorgegeben. Sofern dieses Netzgebiet als Verbundnetz betrieben wird, ist die Momentanreserve derzeit und in naher Zukunft noch ausreichend vorhanden. Doch wenn es zu einem System-Split kommt, d. h. manche Netzgebiete im Inselbetrieb gefahren werden, dann wären lokale Momentanreserven erforderlich. Bereits heute käme es in so einem Fall für einige Stunden des Jahres zu Überschreitungen der beherrschbaren Systemzustände. Dies würde sich in Zukunft weiter verschärfen, d.h., die Häufigkeit der Grenzwertverletzungen würde zunehmen. (ef.Ruhr / EWI, 2020) (Dena Deutsche Energie Agentur, 2016)

Eine Reihe von technischen Lösungen könnte hier Abhilfe schaffen. Zum einen könnte es zwingende Voraussetzung für den Netzanschluss von EE-Anlagen sein, dass diese mit entsprechenden Umrichtern ausgestattet werden, die über Algorithmen eine „virtuelle“ Momentanreserve nachbilden können. Zum anderen könnte eine schnellere Frequenzregelung der Primärreserve eingeführt werden, d. h. entweder die aktuelle PRL zu beschleunigen oder eine zusätzliche, besonders schnelle Primärregelung zu erschaffen. Eine weitere Option ist die (bessere) regionale Verteilung der Momentanreserve in die dezentralen Netze. (ef.Ruhr / EWI, 2020)

Für Letzteres eignet sich theoretisch die Kleinwasserkraft sehr gut, ist sie doch durch ihre Anlagengröße dezentral an vielen Netzverknüpfungspunkten angelegt. Bei der Betrachtung der Standorte der Kleinwasserkraft in Deutschland fällt allerdings auf, dass diese regionale Verteilung überwiegend auf den Süden Deutschlands beschränkt bleibt. Die Momentanreserve der Kleinwasserkraft kann also deutschlandweit nur so lange genutzt werden, wie das deutsche Stromnetz nicht in z. B. Nord/Süd getrennt wird.

Ein anderes Beispiel kommt aus dem Vereinigten Königreich. Dort hat der zuständige ÜNB „National Grid ESO“ die Aufgabe, das Stromnetz bis 2025 emissionsfrei zu machen. Dafür muss auch die Momentanreserve aus alternativen Quellen bezogen werden (bisher wurde sie von Kohle- und Gaskraftwerken zur Verfügung gestellt). Im Jahr 2020 wurde deshalb ein neues Konzept

umgesetzt: Thermische, konventionelle Kraftwerke, die zukünftig außer Betrieb sind, stellen ihre installierten Schwungmassen (Turbinen) zur Verfügung. Mit geringer technischer Nachrüstung können diese über den Netzstrom angetrieben werden, d. h. der Generator wird zum Elektromotor, und so dient dieses ehemalige Kraftwerk in Zukunft in Form einer Last als netzsynchrone Momentanreserve und kann sekundenschnell gesteuert werden. Die erste Ausschreibung für entsprechende Kapazitäten wurde bereits durchgeführt. Das Projekt läuft unter dem Titel „Stability Pathfinder“. (National Grid ESO, 2020)

4.2. VERSORGUNGSWIEDERAUFBAU & SCHWARZSTARTFÄHIGKEIT

Ein Versorgungswiederaufbau bedeutet, dass nach einem großräumigen Stromausfall die Stromversorgung durch ein zentral gesteuertes Konzept wiederhergestellt wird. Meist wird erst in einzelnen Teilnetzen die Versorgung wiederaufgebaut, um dann nach und nach weitere Teilnetze - zu koppeln. Dafür dienen schwarzstartfähige Kraftwerke, die ohne Netzstrom von selbst wieder hochfahren können. Das sind heute z. B. Pumpspeicherkraftwerke oder Gasturbinen, die mithilfe von Batterien oder Notstromaggregaten für deren interne Versorgung den Betrieb wiederaufnehmen und Strom ins öffentliche Netz einspeisen können.

Die dena-Studie zu Systemdienstleistungen 2030 beruft sich auf den Netzentwicklungsplan 2013 und folgert, dass bis 2030 noch genügend schwarzstartfähige Kraftwerke für einen Versorgungswiederaufbau zur Verfügung stünden. Die Studie aus dem Jahr 2014 verweist auf die Annahme, dass es jenseits des Jahres 2030 nicht möglich sei, den Bestand des Kraftwerksparks aufgrund der Marktlage zu bestimmen. (Dena Deutsche Energie Agentur, 2014) Heute wissen wir, dass durch das Kohleausstiegsgesetz bestimmte Erzeugungskapazitäten von Kohlekraftwerken in bestimmten Zeitabständen bis 2038 abgeschaltet werden sollen. Pumpspeicher und Gaskraftwerke gehören nicht dazu. Stattdessen soll die Umrüstung von Kohlekraftwerken zu Gaskraftwerken gefördert werden. Wie viele Kraftwerksbetreiber aber tatsächlich umrüsten, bleibt abzuwarten. Sofern ein Teil davon dann auch mit entsprechenden Notstromaggregaten ausgestattet wird, ist weiterhin von genügend schwarzstartfähiger Erzeugungskapazität auszugehen. Alternativ könnte ein dezentrales Konzept umgesetzt werden, bei dem verstärkt dezentral installierte Erzeugungskapazitäten, so auch Kleinwasserkraft, eingesetzt werden könnten. Laut Dena-Studie ist solch ein Konzept jedoch „aus volkswirtschaftlicher Sicht ineffizient“, da ein kostspieliges System zur Koordination und Kommunikation aufgebaut werden müsste, das (hoffentlich) nur selten zum Einsatz kommt (Dena Deutsche Energie Agentur, 2014). Nichtsdestotrotz könnten Kleinwasserkraftwerke einen Prozess des Versorgungswiederaufbaus dank ihrer

guten Regelbarkeit unterstützen. Entsprechende technische Anschlussbedingungen könnten ein geeignetes Verhalten der Kraftwerke regeln.

4.3. SPANNUNGSHALTUNG & BLINDLEISTUNGSBEREITSTELLUNG

Die elektrische Spannung muss an jedem Anschlusspunkt in bestimmten Grenzen gehalten werden, um Personen, Betriebsmittel und Verbrauchsgeräte zu schützen. Mit der Bereitstellung von Blindleistung (Einspeisung oder Entnahme) kann die statische elektrische Spannung an einem Netzknoten geregelt werden. Die zulässige Abweichung der Spannung beim Letztverbraucher beträgt +/- zehn Prozent von der jeweiligen Nennspannung (im Niederspannungsnetz 400 V für dreiphasigen Drehstrom bzw. 230 V für zweiphasigen Wechselstrom).

Die Spannung ist ein ortsvariabler Parameter, d. h. sie hat an jeder Stelle im Netz einen anderen Wert. Sie fällt in Richtung des Lastflusses linear entlang der Kabelstrecke oder Netztrasse ab (vgl. Abbildung 11). Dezentrale Erzeugungsanlagen jedoch erhöhen bei Einspeisung von Wirkleistung die Spannung im Verteilnetz. Das könnte dazu führen, dass das zulässige Spannungsband an manchen Netzanschlusspunkten überschritten wird. Um das zu verhindern, könnte Blindleistung eingesetzt werden (vgl. Abbildung 12). Weitere Möglichkeiten, die Spannung im Toleranzband zu halten, sind entsprechende planerische Maßnahmen bei der Auslegung der Netze, eine flexible Stufung der Transformatoren zwischen den Netzebenen oder separate, zusätzliche Netzbetriebsmittel wie Blindleistungskompensationsanlagen oder Spannungsregler. Den größten Beitrag zur Spannungshaltung liefern bisher konventionelle Kraftwerke mittels Blindleistungskompensation. (VDE / FNN, 2019)

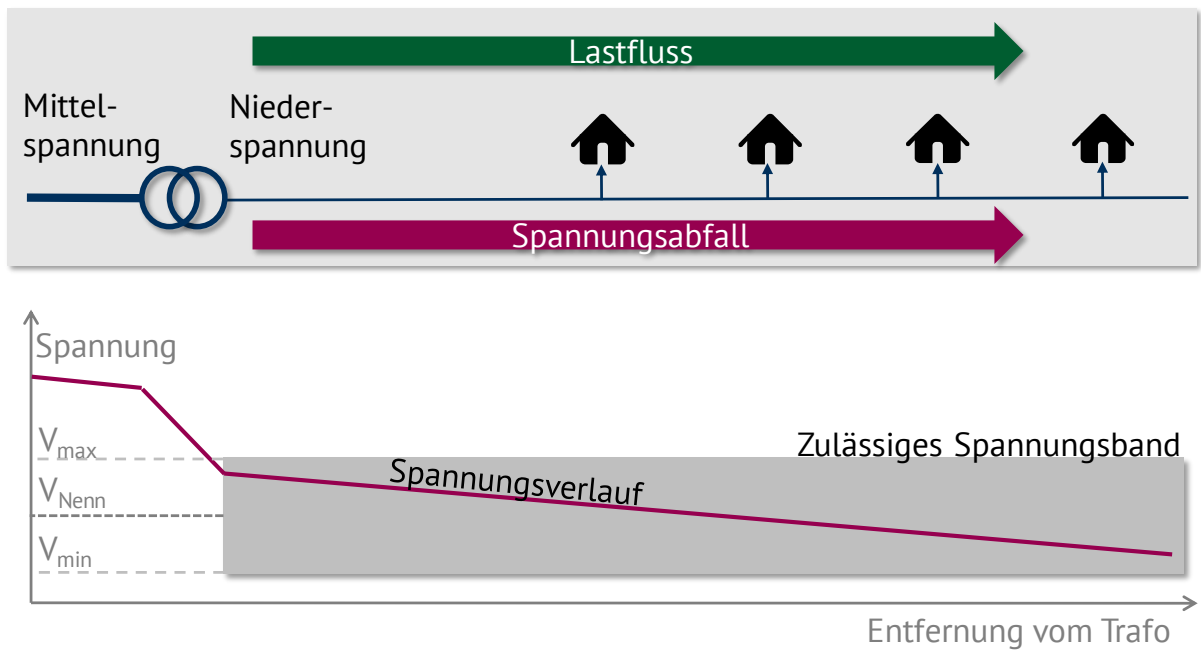


Abbildung 11: Spannungsverlauf im Niederspannungsnetz – Lastfall [Quelle: Energy Brainpool]

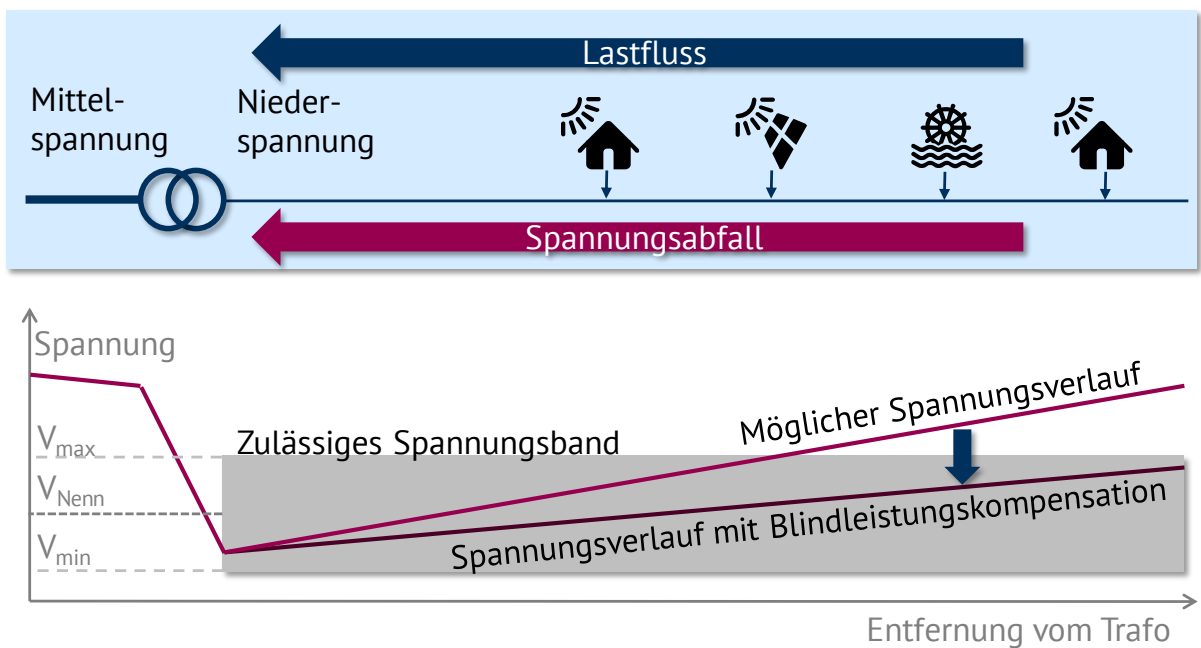


Abbildung 12: Spannungsverlauf im Niederspannungsnetz – Einspeisung [Quelle: Energy Brainpool]

Anforderungen an Blindleistungskompensation müssen immer netzspezifisch sein, denn der Bedarf und Einsatz von Blindleistung zur Spannungshaltung variiert mit der Topologie der Netze, der Netznutzer und vieler weiterer Faktoren. Eine deutschlandweite Harmonisierung entsprechender Anforderungen ist deswegen schwer möglich. Den Netzbetreibern ist es darüber hinaus

selbst überlassen, wie sie für ihr Netzgebiet Blindleistung bereitstellen (Bundesnetzagentur, ohne Datum). Zur Auswahl stehen u. a.:

- Bezug von vor- oder nachgelagerten Netzbetreibern,
- Bereitstellung durch eigene Netzbetriebsmittel,
- Vorgabe von technischen Anschlussbedingungen für Erzeuger/Verbraucher,
- Beschaffung von Anbietern (bspw. Erzeugungsanlagen oder Speichern),
- Anpassung der Wirkleistungseinspeisung mittels spannungsbedingtem Redispatch

Ob man mit Blindleistung also Geld verdienen kann, hängt vom Netzbetreiber und dessen Entscheidung zur Art der Beschaffung der Blindleistung ab. In einem Stakeholder-Prozess der Deutschen Energieagentur im Rahmen der dena-Plattform Systemdienstleistungen wurden die unterschiedlichen Positionen in dieser Frage seitens der Netzbetreiber bzw. der Anlagenbetreiber erfasst. Während die Netzbetreiber eine kostenfreie Bereitstellung fordern, wollen die Betreiber von konventionellen Kraftwerken aber auch von dezentralen Erzeugungsanlagen die Vergütung für Verluste und Kosten, die durch die Blindleistungserstellung entstehen. Einspeisung von Blindleistung geht auf Kosten der Wirkleistungseinspeisung und reduziert damit die Erträge der Erzeugungsanlage. Als Kompromiss wird vorgeschlagen, dass Anlagenbetreiber einen festgelegten Anteil von Blindleistungsabrufen kostenfrei akzeptieren, darüber hinausgehende Abrufe aber vergütet bekommen. (Dena Deutsche Energieagentur, 2017)

Kleinwasserkraftwerke können, so wie konventionelle, thermische Kraftwerke, Blindleistung an ihrem Netzanschlusspunkt zur Verfügung stellen. Im Gegensatz zu PV- oder Windenergie-Anlagen können Kleinwasserkraftwerke diese Systemdienstleistung regelmäßig zur Verfügung stellen und damit einen direkten Nutzen im angeschlossenen Verteilnetz stiften. Durch die Häufung der Kleinwasserkraftanlagen in Bayern und Baden-Württemberg entfaltet sich dieser Nutzen auch nur in den dortigen Verteilnetzen und ist somit nicht deutschlandweit gleichmäßig verfügbar. Dennoch könnten Kleinwasserkraftanlagen in ihrer Region andere Formen der Blindleistungskompensation ersetzen, wie z. B. Investitionen in neue Kompensationsanlagen. (VDE / FNN, 2019)

5. HINDERNISSE BEI DER TEILNAHME AN DEN STROMMÄRKTEN UND BEI DER BEREITSTELLUNG VON SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN

Der überwiegende Erlös bei der ungeforderten Vermarktung eines dezentralen kleinen Wasserkraftwerks wird am Großhandelsmarkt für Strom erwirtschaftet. Der Großhandelsmarkt für Strom wurde unter der Fiktion aufgebaut, alle Verbraucher und Stromerzeuger speisten in die gleiche Kupferplatte ein oder aus. Dabei ist jede Kilowattstunde, ganz gleich an welchem Ort die Erzeugung oder der Verbrauch stattfindet, gleich viel wert. Diese Fiktion hat für einen liquiden Stromhandel den großen Vorteil, dass Angebot und Nachfrage in einem Markt gebündelt auftreten. Doch dem Wert einer dezentralen Einspeisung von erneuerbaren Energien am Ort des Verbrauches wird diese Fiktion nicht gerecht. Das gilt insbesondere für kleine Wasserkraftwerke, die mit hoher Verfügbarkeit und Steuerbarkeit einen verbrauchsnahe klimaneutralen Strombezug ermöglichen.

Dieses Problem wird bei der Betrachtung eines Stromlieferungsvertrags zwischen einem kleinen Wasserkraftwerk und einem benachbarten gewerblichen Stromverbraucher deutlich. Die Wirtschaftlichkeit eines solchen Stromlieferungsvertrags steht immer unter den Vorbedingungen anfallender Stromnebenkosten einerseits und unter der Vorbedingung der Förderung über das EEG andererseits. Denn je nach Ausgestaltung fallen auch bei einer Stromlieferung über wenige Meter schon die volle EEG-Umlage, Stromsteuer, Stromnetzentgelte sowie weitere Entgelte an. Die bestehenden Ausnahmeregelungen um die unmittelbare räumliche Nähe und Direktleitung wurden ganz offenbar für den Anwendungsfall einer großskaligen industriellen Stromlieferung konzipiert und lassen sich nur selten auf kleine Wasserkraftwerke anwenden. Doch die so anfallenden Stromnebenkosten verteuern die Strombelieferung für den Verbraucher so sehr, dass sie wirtschaftlich nicht mehr attraktiv ist. Gelingt dies dennoch, so droht der Verlust der EEG-Förderung für die Stromproduktion des Wasserkraftwerks, der die dezentrale Stromnachfrage übersteigt. Im heutigen Stromsystem schadet dies der Gesamtwirtschaftlichkeit des Wasserkraftwerks sehr stark.

Dies sind die zwei Haupthindernisse, die eine dezentrale Stromvermarktung bremsen: Erstens führt die Belastung des gelieferten Stroms mit vollen Stromnebenkosten für den Stromverbraucher zu überhöhten Kosten. Zweitens ruft die parallele anteilige direkte Vermarktung das Risiko hervor, den Anspruch auf EEG-Förderung für die resultierenden Strommengen zu verlieren.

Daneben existieren für die Beschaffung von Systemdienstleistungen wie Regelleistung, Blindleistung und Schwarzstartfähigkeit teilweise keine regionale Würdigung (Regelleistung) oder keine transparenten Mechanismen (Blindleistung und Schwarzstartfähigkeit). Kleine Wasserkraftwerke besitzen das technische Transformationspotenzial, die im Zuge der Energiewende anfallenden Aufgaben der Systemhaltung von den zentralen thermischen Kraftwerken zu übernehmen und in ein dezentrales System zu überführen. Diese Transformation muss jedoch auch auf regulativer Ebene stattfinden und die neue Akteursstruktur berücksichtigen.

6. OPTIMIERUNGSVORSCHLÄGE ZU MARKTTEILNAHME UND NUTZBRINGENDEN SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN DER KLEINEN WASSERKRAFT

Die Vorteile der kleinen Wasserkraft im Vergleich zu anderen Stromerzeugern liegen in ihrer Dezentralität mit regionaler und überregionaler Verbrauchsnähe, der hohen Verfügbarkeit erneuerbarer Primärenergie und Anlagen, der technischen Regelbarkeit und geringen Volatilität ihrer Einspeisung. Sowohl für die dezentrale Strombelieferung als auch für die regionale Bereitstellung von Systemdienstleistungen hat die kleine Wasserkraft damit ein hohes Potenzial. Wollte man die gleiche erneuerbare Strommenge mit Wind- und Solaranlagen bereitstellen, so wäre mit enormen Folgekosten von ca. 1 Mrd. EUR zu rechnen, die vor allem in den Verteilernetzen auftreten (762 Mio. EUR)⁷. Die Stromgestehungskosten der kleinen Wasserkraft hingegen sind vergleichsweise hoch und der mögliche Leistungszuwachs zum Erreichen höherer Anteile erneuerbarer Energien ist gering. Doch gerade hohe Zubauraten und geringe Stromgestehungskosten sind in der bisherigen regulatorischen Systematik der Energiewende vorrangige Ziele. Mit welchen Maßnahmen lässt sich zielgerichtet das Potenzial der kleinen Wasserkraft erhalten und ausbauen?

EEG-Umlage: Bei der direkten regionalen Belieferung von Stromverbrauchern sollte für von Strom aus Wasserkraftwerken die anfallende EEG-Umlage insoweit reduziert werden, als sich auch die EEG-Förderung für das Wasserkraftwerk reduziert. Hierfür besteht derzeit energiepolitischer Handlungsbedarf, da Artikel 21 und Artikel 22 der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU noch nicht in nationales Recht umgesetzt wurde. Artikel 21 fordert die Ermöglichung von direkten Stromlieferungen zwischen benachbarten Kraftwerken und Verbrauchern, unter Anwendung lediglich verhältnismäßiger Stromnebenkosten, die den Vorteil der dezentralen Strombelieferung widerspiegelt. Artikel 22 fordert die gemeinsame Nutzung des Stroms aus dezentralen Kraftwerken im räumlichen Zusammenhang in einer Erneuerbare-Energien-Gemeinschaft als eine Art erweiterten Eigenverbrauch, ebenfalls unter Berücksichtigung reduzierter Stromnebenkosten. Für kleine Wasserkraftwerke lautet eine sinnvolle Regelung in diesem Zusammenhang: Bei Strombezug aus einem Wasserkraftwerk in einem zu bestimmenden räumlichen Zusammenhang vermindert sich die Zahlungspflicht für die EEG-Umlage um die vermiedene EEG-Förderung des Wasserkraftwerks.

⁷ (Zdrallek, 2018)

EEG-Förderung: Ein anteiliger Direktvertrieb über Nachbarschaftsstromhandel oder über die Teilnahme an einer Erneuerbare-Energien-Gemeinschaft sollte nicht zum Risiko des Verlusts der EEG-Förderung der davon nicht abgedeckten Mengen führen.

Netzentgelte: Vermiedene Netzentgelte und individuelle Netznutzungsentgelte sollten den tatsächlichen netzdienlichen Effekt einer direkten, dezentralen Stromlieferung aus einem Wasserkraftwerk abbilden. Der netzdienliche Effekt besteht darin, dass an der Stelle, an der durch neue Netznutzer (E-PKWs, Wärmepumpen, EE-Anlagen) im Zuge der Energiewende Mehrkosten entstehen, durch die lokale Bereitstellung von Strom ein Teil der Kosten vermieden werden kann. Gegenwärtig erhalten nur Anlagen ohne EEG-Förderung vermiedene Netzentgelte. Bei einer anteiligen direkten Stromlieferung wird die verminderte Auslastung des Netzes nicht mehr mit der EE-Förderung abgedeckt. Daher sollte entweder das Kraftwerk anteilig die vermiedenen Netzentgelte erhalten. Die Vermeidungsleistung und die Vermeidungsarbeit, die der Netzbetreiber zur Berechnung der vermiedenen Netzentgelte heranzieht, sollte dazu den anteiligen, nicht über das EEG vermarkteten Lastgang widerspiegeln. Wo geeignete Messkonzepte fehlen, kann das verstetigte Verfahren genutzt werden. Eine Alternative zum Auszahlen der vermiedenen Netzentgelte ist das Angebot eines individuellen Netzentgelts an den Verbraucher, der dezentral nachbarschaftlich Strom bezieht. Auch hier kann der netzdienliche Effekt des dezentralen Strombezugs berücksichtigt werden, indem alle Strommengen eines direkten nachbarschaftlichen Stromhandels nur mit dem Netzentgelt beaufschlagt werden, das der tatsächlichen Netznutzung entspricht. Die Strommenge, die über eine Direktleitung bezogen wurde, nutzt das öffentliche Netz gar nicht. Strommengen und Leistungsspitzen, die über die gleiche Netzebene von einem Wasserkraftwerk direkt bezogen wurde, sollten nicht mit den Arbeits- und Leistungspreisen aus den darüber liegenden Netzebenen beaufschlagt werden. Strom, der hingegen darüber hinaus aus dem Netz bezogen wird, führt zu den üblichen profilgerechten Leistungs- und Arbeitspreisen aller Netzebenen.

Lokaler Flexibilitätsmarkt: Beim lokalen Flexibilitätsmarkt handelt es sich um einen neuen Markt für Systemdienstleistungen, der exklusiv dem Verteilernetzbetreiber (VNB) zur Verfügung steht, der mit ihm Netzausbaukosten einsparen kann. VNBs stehen in der Energiewende vor der Herausforderung, neue dezentrale Netznutzer (sowohl dezentrale Stromerzeuger mit Einspeise-

leistungsspitzen als auch Verbraucher wie E-PKWs oder Wärmepumpen mit Verbraucherlastspitzen) in das Gesamtsystem zu integrieren. Einzelne, sehr seltene kritische Netzsituationen sind dabei besonders teuer zu bewirtschaften: Netzelemente mit extrem geringer Auslastung müssen betrieben werden. Ein Ergebnis der dena-Netzflexstudie⁸ war, dass kritische Netzsituationen zwischen 2020 und 2030 häufig seltener als zwei Prozent des Jahresanteils ausmachten. Die lokale Bereitstellung von Wirk- und Blindleistung kann mit seltenen Einsätzen hohe Netzausbaukosten vermeiden. Eine wichtige Voraussetzung für die kleine Wasserkraft zur Bereitstellung dieser lokalen Flexibilität ist die Digitalisierung, da sehr kurzfristige Abrufe zuverlässig bedient werden müssen.

Eine Erweiterung der Systemdienstleistungen um einen lokalen Flexibilitätsmarkt, unter Berücksichtigung einerseits der Leistungsfähigkeit der kleinen Wasserkraft und andererseits der technischen und umweltrechtlichen Restriktionen andererseits, ist ein geeignetes politisches Werkzeug, Netzausbaukosten zu vermeiden.

Momentanreserve: Die Generatoren der kleinen Wasserkraft tragen zur Momentanreserve bei. Sie verfügen aufgrund ihrer verhältnismäßig kleinen Massen zwar nur über ein geringes Trägheitsmoment, die große Anzahl von Anlagen und ihrer Platzierung in den niedrigeren Spannungsebenen kompensiert diesen Umstand jedoch zu einem gewissen Maß. Mit dem Kernkraft- und Kohleausstieg wird die Momentanreserve an Bedeutung zunehmen. In Großbritannien hat der Kohleausstieg zur Etablierung eines Marktes für die Momentanreserve geführt. Die Entwicklung eines solchen Marktes ist mittelfristig auch für Kontinentaleuropa abzusehen und die Beteiligung von dezentralen, kleinen Anlagen anzustreben. Diese Entwicklung steht vor der energiepolitischen Herausforderung, dass eine Systemdienstleistung, die historisch kostenlos bereitstand, in einen kostenbehafteten Markt überführt wird.

Schwarzstartfähigkeit: Die technischen Voraussetzung zur Wiederherstellung der öffentlichen Stromversorgung nach einem großflächigem Stromausfall sind bei der kleinen Wasserkraft gegeben. Die kommunikativen Herausforderungen beim Wiederaufbau des Gesamtnetzes sind aufgrund der höheren Anzahl beteiligter Akteure hingegen höher als bei größeren Kraftwerken. Durch die voranschreitende Digitalisierung und ein Zusammenschluss von vielen kleinen Akteuren zu virtuellen Kraftwerken verschwindet dieser Nachteil jedoch sukzessive. Sollte in einer

⁸ (Deutsche Energie-Agentur GmbH (, 2017)

Notsituation ein Inselbetrieb eines Stromnetzes notwendig sein, wie es beim autarken Wiederaufbau der Stromversorgung der Fall ist, können Wasserkraftwerke auch den Lastfolgebetrieb durch kontrollierte Stauraumbewirtschaftung leisten. In solch einer kritischen Notsituation der Versorgung ist die ausnahmsweise höhere Wasserstandsänderung durch angemessene Stauraumbewirtschaftung sinnvoll.

Blindleistung: Kleinwasserkraftanlagen können Blindleistung an ihrem Netzanschlusspunkt kontinuierlich zur Verfügung stellen. Diese technische Fähigkeit ist eine Systemdienstleistung, die den Spannungsabfall in Verteilnetzen dezentral verhindern kann. Derzeit hängt es von den Verteilnetzbetreibern ab, wie Blindleistung beschafft wird. In der Regel geschieht dies heute jedoch ohne eine Vergütung. Kleine Wasserkraftanlagen können dann Investitionen in technisch redundante Kompensationsanlagen verhindern, wenn andere Akteure sowie der Verteilnetzbetreiber die Blindleistung gegen Entgelt einkaufen dürften.

7. LITERATURVERZEICHNIS

- Bayernwerk. (2019). *Erläuterungen zur Vergütung vermiedener Netzentgelte 2018*. Von <https://www.bayernwerk-netz.de/content/dam/revu-global/bayernwerk-netz/files/energieerzeugen/ihreanlage/entgelte/entgeltefuerdezentraleeeinspeisung/20190508-erlaeuterungen-zur-verguetung-vermiedener-netzentgelte-2018.pdf> abgerufen
- BMWi/AGEE-Stat. (Februar 2020). *Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2019*. Von https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-2019.pdf?__blob=publicationFile&v=29 abgerufen
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. (März 2015). *Marktanalyse zur Vorbereitung von Ausschreibungen*. Von https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/marktanalysen-studie-wasserkraft.pdf?__blob=publicationFile&v=8 abgerufen
- Bundesnetzagentur. (2020). *MaStR - Marktstammdatenregister*. Von <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR> abgerufen
- Bundesnetzagentur. (ohne Datum). *Blindleistungsbereitstellung für den Netzbetrieb*. Von Diskussionspapier: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/SmartGridEckpunktepapier/Blindleistungspapier.pdf?__blob=publicationFile&v=1 abgerufen
- Dena Deutsche Energie Agentur. (Februar 2014). *dena-Studie Systemdienstleistungen 2030*. Von Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien: <https://www.dena.de/themen-projekte/projekte/energiesysteme/dena-studie-systemdienstleistungen-2030/> abgerufen
- Dena Deutsche Energie Agentur. (2016). *Momentanreserve 2030 – Bedarf und Erbringung von Momentanreserve 2030*. Von https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9142_Studie_Momentanreserve_2030.pdf abgerufen
- Dena Deutsche Energieagentur. (30. Oktober 2017). *dena-Thesenpapier zur Vergütung von Blindleistung skizziert möglichen Kompromissansatz*. Von <https://www.dena.de/newsroom/meldungen/2017/dena-thesenpapier-zur-verguetung-von-blindleistung-skizziert-moeglichen-kompromissansatz/> abgerufen

Deutsche Energieagentur GmbH (. (2017). *dena-Netzflexstudie – Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung*. Von <https://www.dena.de/themen-projekte/projekte/energiesysteme/netzflexstudie/> abgerufen

Deutscher Bundestag. (04. April 2007). *CO₂-Bilanzen verschiedener Energieträger im Vergleich*. Von <https://www.bundestag.de/resource/blob/406432/70f77c4c170d9048d88dcc3071b7721c/wd-8-056-07-pdf-data.pdf> abgerufen

ef. Ruhr/EWI. (2020). *Entwicklung der Momentanreserve und Abschätzung des Bedarfes an Fast Frequency Response im Europäischen Verbundsystem*. Von Studie im Auftrag der Siemens AG: https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2020/02/20200302_EWI-Studie_Momentanreserve_und_FFR.pdf abgerufen

Fraunhofer ISE. (30. 07 2020). *Energy Charts – installierte Netto-Leistung zur Stromerzeugung in Deutschland, Datenquelle: AGEE, BMWi, Bundesnetzagentur*. Abgerufen am 18. 08 2020 von https://www.energy-charts.de/power_inst_de.htm

Fraunhofer ISE. (19. 08. 2020). *Energy Charts – jährliche Stromerzeugung in Deutschland, Datenquelle: 50 Hertz, Amprion, Tennet, TransnetBW, Destatis, EEX*. Von https://www.energy-charts.de/energy_de.htm abgerufen

Hauser, E., Heib, S., Hildebrand, J., Irina, R., Weber, A., Welling, J., . . . Wallbott, T. (2019). *Umweltbundesamt*. Von https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-08-15_cc_30-2019_marktanalyse_oekostrom_ii.pdf abgerufen

Ingenieurbüro Floecksmühle. (März 2015). *Erneuerbare Energien*. Von https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/marktanalysen-studie-wasserkraft.pdf?__blob=publicationFile&v=4 abgerufen

National Grid ESO. (Januar 2020). *Our new approach to inertia and other stability services*. Von <https://www.nationalgrideso.com/news/our-new-approach-inertia-and-other-stability-services> abgerufen

Regelleistung.net. (2020). Von <https://www.regelleistung.net/ext/> abgerufen

Umweltbundesamt (UBA). (15. April 2020). *Treibhausgas-Emissionen*. Von <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/treibhausgas-emissionen> abgerufen

- Umweltbundesamt. (2019). *Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger*. Von https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-11-07_cc-37-2019_emissionsbilanz-erneuerbarer-energien_2018.pdf abgerufen
- VDE/FNN. (Juli 2019). *Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE - Systemdienstleistungen*. Von <https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/vom-netz-zum-system/systemdienstleistungen> abgerufen
- Zdrallek, M. (2018). *Netztechnischer Beitrag von kleinen Wasserkraftwerken zu einer sicheren und kostengünstigen Stromversorgung in Deutschland*. Von https://www.wasserkraft-deutschland.de/fileadmin/PDF/Gutachten_Netztechnischer_Beitrag_Kleinwasserkraftwerke.pdf abgerufen

Die Energy Brainpool GmbH & Co. KG bietet unabhängige Energiemarkt-Expertise mit Fokus auf Marktdesign, Preisentwicklung und Handel in Deutschland und Europa. 2003 gründete Tobias Federico das Unternehmen mit einer der ersten Spotpreisprognosen am Markt. Heute umfasst das Angebot Fundamentalmodellierungen der Strompreise mit der Software Power2Sim ebenso wie vielfältige Analysen, Prognosen und wissenschaftliche Studien. Energy Brainpool berät in strategischen und operativen Fragestellungen und bietet seit 2008 Experten-Schulungen und Trainings an. Das Unternehmen verbindet Wissen und Kompetenz rund um Geschäftsmodelle, Digitalisierung, Handels-, Beschaffungs- und Risikomanagement mit langjähriger Praxiserfahrung im Bereich der steuerbaren und fluktuierenden Energien.

IMPRESSUM

Autoren:

Christopher Troost

Matthis Brinkhaus

Fabian Huneke

Herausgeber:

Energy Brainpool GmbH & Co. KG

Brandenburgische Straße 86/87

10713 Berlin

www.energybrainpool.com

kontakt@energybrainpool.com

Tel.: +49 (30) 76 76 54 - 10

Fax: +49 (30) 76 76 54 - 20

November 2020

© Energy Brainpool GmbH & Co. KG, Berlin

Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne die Zustimmung des Herausgebers unzulässig und strafbar. Das gilt vor allem für Vervielfältigungen in irgendeiner Form (Fotokopie, Mikrokopie oder ein anderes Verfahren), Übersetzung und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

Für die Richtigkeit und Vollständigkeit der Inhalte findet eine Haftung ohne Rücksicht auf die Rechtsnatur des Anspruchs nicht statt. Sämtliche Entscheidungen, die aufgrund der bereitgestellten Informationen durch den Leser getroffen werden, fallen in seinen Verantwortungsbereich.