

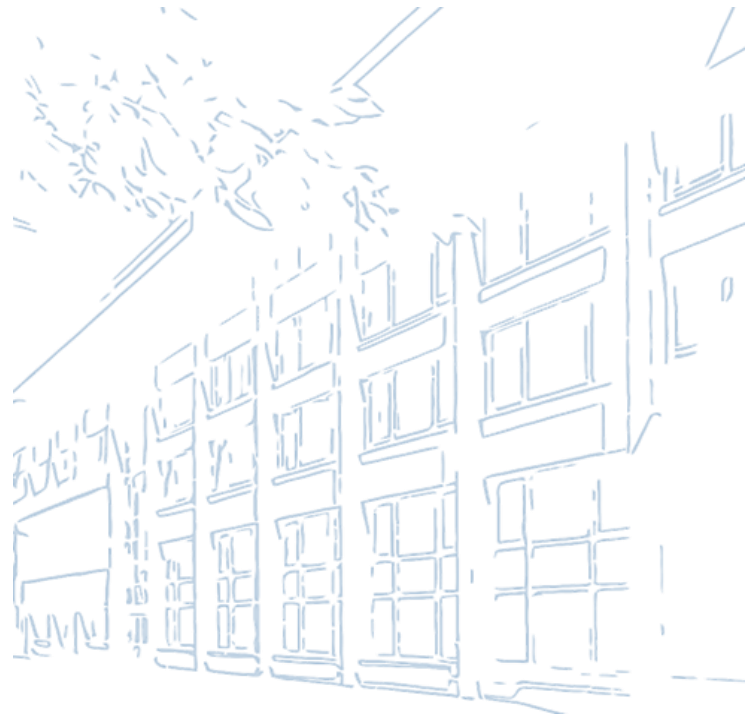
INSTITUT FÜR ELEKTRISCHE ANLAGEN & NETZE,  
DIGITALISIERUNG & ENERGIEWIRTSCHAFT  
LEHRSTUHL FÜR ÜBERTRAGUNGSNETZE UND  
ENERGIEWIRTSCHAFT

WISSENSCHAFTLICHE STUDIE FÜR

**Bundesverband Deutscher Wasserkraftwerke e.V. (BDW)**

**Initiative „Wasserkraft Ja bitte!“ im Verband der Bayerischen Energie- und Wasser-  
wirtschaft e.V. - VBEW**

INTERESSENGEMEINSCHAFT WASSERNUTZUNG NRW



Aachen, 26. Juli 2021

ERMITTLUNG DER MOMENTANRESERVE VON  
WASSERKRAFTANLAGEN IN DEUTSCHLAND

Der **Lehrstuhl für Übertragungsnetze und Energiewirtschaft** des **Instituts für Elektrische Anlagen & Netze, Digitalisierung & Energiewirtschaft (IAEW)** gehört zur Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der RWTH Aachen University. Unter Leitung von **Univ.-Prof. Dr.-Ing. A. Moser** bilden die mathematische Modellierung, Optimierung und Bewertung des technisch-wirtschaftlichen Ausbaus und Betriebs von Energieversorgungssystemen Schwerpunkte in Forschung, Lehre und Industrieprojekten. Der Fokus gilt insbesondere den Märkten, der Versorgungssicherheit und Energieübertragung sowie der Systemstabilität im elektrischen Übertragungsnetz.

Durch langjährige Erfahrung als Forschungsinstitut in der Markt-, Netz- und Systemanalyse verfügt das IAEW über detaillierte Kenntnisse und ausgereifte Modelle zur Bewertung von Marktmechanismen, Netzbetriebsstrategien und Netzausbaumaßnahmen sowie der Versorgungssicherheit und Systemstabilität in sektorengerkoppelten Energiesystemen. Das IAEW hat in Deutschland und im europäischen Ausland eine Reputation in der professionellen und verständlichen Kommunikation energiewirtschaftlicher und netztechnischer Sachverhalte erworben und ist als objektiver Gutachter in strategischen Fragen – auch gegenüber der Regulierungsbehörde – anerkannt.

## **Univ.-Prof. Dr.-Ing. A. Moser**

Institutsleiter

Schinkelstr. 6, 52062 Aachen

+49 (0) 241 80 97653

info@iaew.rwth-aachen.de

## **Ansprechpartner**

Dr.-Ing. Patrick Schwerdt

Oberingenieur

+ 49 (0) 241 80 97655

p.schwerdt@iaew.rwth-aachen.de

Martin Knechtges, M. Sc.

Wissenschaftlicher Mitarbeiter

+ 49 (0) 241 80 97884

m.knechtges@iaew.rwth-aachen.de

## Inhaltsverzeichnis

	Seite
<b>Inhaltsverzeichnis</b>	<b>iii</b>
<b>1 Einleitung</b>	<b>1</b>
<b>2 Eingangsdaten</b>	<b>2</b>
2.1 Marktstammdatenregister .....	2
2.2 Netzanlaufzeitkonstante.....	3
<b>3 Methodik</b>	<b>6</b>
<b>4 Szenarien</b>	<b>8</b>
<b>5 Ergebnisse</b>	<b>10</b>
<b>6 References</b>	<b>12</b>

# 1 Einleitung

Der Transformationsprozess hin zu einer klimaneutralen Stromerzeugung verändert die Erzeugungsstruktur und führt zu einer Reduzierung der stabilisierenden Reserven im Stromnetz. In diesem Kontext bieten Wasserkraftwerke bereits heute eine Vielzahl von Vorteilen, wie beispielsweise einen hohen Wirkungsgrad und hohe Volllaststundenzahl, die CO<sub>2</sub> neutrale Stromerzeugung und die Grundlast- und Regelenergiefähigkeit zur Netzstabilisierung und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Des Weiteren rückt aufgrund der Verdrängung der konventionellen Kraftwerke durch erneuerbare Energien die Bereitstellung von Momentanreserve zunehmend in den Fokus der Netzbetreiber.

Die Momentanreserve beschreibt die intrinsische Trägheit des Netzes, die bei einem Wirkleistungsungleichgewicht die Frequenzänderungsrate dämpft. Dadurch werden die auftretenden Frequenzgradienten und –sollwertabweichungen begrenzt, bis auch andere zeitlich verzögerte frequenzstützende Maßnahmen wie die Primärregelung einsetzen.

Momentanreserve steht aktuell durch die Trägheit der rotierenden Massen konventioneller Kraftwerke inhärent zur Verfügung. Durch den strukturellen Wandel reduzieren sich diese systemstützenden Eigenschaften, wodurch das Risiko für außergewöhnliche Netzstörungen wie beispielsweise die am 08. Januar 2021 aufgetretene Netzauftrennung im europäischen Verbundnetz zunehmen [1]. Höhere Frequenzgradienten und –abweichungen müssen durch die vorhandene Momentanreserve begrenzt werden, so dass die Stabilität des Netzes nicht gefährdet wird. Auch für Teilnetze aufgrund von Netzauftrennungen gilt es genügend Momentanreserve vorzuhalten.

Im Rahmen dieses Projektes soll daher der Beitrag der Wasserkraftanlagen in Deutschland zur Momentanreserve quantifiziert werden. Dazu wird in Kapitel 2 auf die benötigten Eingangsdaten zur Bewertung der vorhandenen Momentanreserve in Wasserkraftanlagen eingegangen. In Kapitel 3 wird die Methodik vorgestellt, mit welcher die in Kapitel 4 definierten Szenarien untersucht werden. In Kapitel 5 sind abschließend die Ergebnisse dargestellt.

## 2 Eingangsdaten

Zur Bestimmung der vorhandenen Momentanreserve in den Wasserkraftanlagen werden neben der installierten Leistung die Trägheitskonstanten je Anlage benötigt, auf die in den nachfolgenden Unterkapiteln eingegangen wird. Zur Bewertung ist des Weiteren die zu betrachtende Last- und Einspeisesituation der Szenarien notwendig, auf die in Kapitel 4 näher eingegangen wird.

### 2.1 Marktstammdatenregister

Zur Ermittlung der installierten Leistungen der Wasserkraftanlagen in Deutschland wird auf das Marktstammdatenregister (MaStR) der Bundesnetzagentur zurückgegriffen [2]. Das MaStR erfasst dabei als zentrales Register Stammdaten sämtlicher Erzeugungsanlagen, so dass im Zuge der Studie auf diese Daten zurückgegriffen werden kann.

Laut MaStR befinden sich 7988 Wasserkraftanlagen in Betrieb<sup>1</sup>, welche wie in Abbildung 2.1 dargestellt sind. Die Wasserkraftanlagen sind vorwiegend in der Mitte und im Süden Deutschlands dezentral verteilt, wo auch die größten Verbraucher vorzufinden sind, so dass für die erzeugte Leistung keine weitläufigen Leistungstransporte über das Übertragungsnetz notwendig sind. Dabei besitzen die Wasserkraftanlagen eine gesamte Nettonennleistung von rund 6,28 GW.

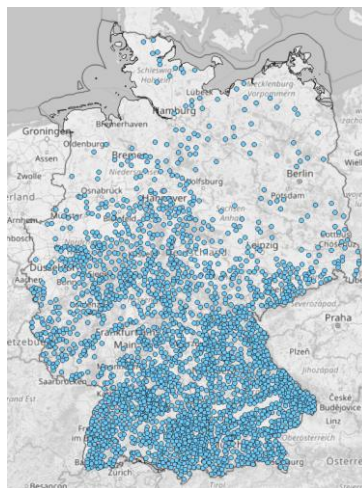


Abbildung 2.1 Deutschlandweite Verteilung der Wasserkraftanlagen auf Basis des MaStR

---

<sup>1</sup> Stand: 21.04.2021

## 2.2 Netzanlaufzeitkonstante

Die Momentanreserve ist eine unverzögert verfügbare Leistungsreserve, die sich aus der Trägheit der rotierenden Schwungmassen der Synchrongeneratoren konventioneller Kraftwerke ergibt. Dabei wird das auftretende Leistungsdefizit nach Störeintritt durch die kinetische Energie des rotierenden Generator-Rotor-Systems gedeckt. Die in der Rotation gespeicherte kinetische Energie ist dabei abhängig von dem vorliegenden Trägheitsmoment  $J$  und der Winkelgeschwindigkeit  $\omega$  des betrachteten Systems. Im Kontext der Momentanreserve werden zur Bewertung Trägheitskonstanten  $H$  bzw. Anlaufzeitkonstanten  $T_{an}$  verwendet. Wie in Formel (2.1) beschrieben, lassen sich für jede synchron angebundene Erzeugungsanlage aus der kinetischen Energie  $E_{kin}$  und der Nennleistung  $S_{Gen}$  die Trägheits- bzw. Anlaufzeitkonstante berechnen.

$$T_{an,Gen} = 2 \cdot H = \frac{2 \cdot E_{kin}}{S_{Gen}} = \frac{J \cdot \omega^2}{S_{Gen}} \quad (2.1)$$

Auf Basis der Anlaufzeitkonstanten der Erzeugungsanlagen lässt sich für das betrachtende Netzgebiet eine Netzanlaufzeitkonstante, wie in der nachfolgenden Formel (2.2) dargestellt, berechnen. Diese gibt ein Maß für die vorhandene Momentanreserve innerhalb des synchronen Netzes.

$$T_{an,Netz} = \frac{\sum T_{an,Gen} \cdot S_{Gen}}{P_{Last}} \quad (2.2)$$

In Tabelle 2.1 sind typische Werte für Trägheitskonstanten verschiedener Kraftwerkstypen auf Basis von unterschiedlichen Primärträgern angegeben. Diese Konstanten werden bspw. von der ENTSO-E<sup>2</sup> zur Bewertung der zukünftigen Trägheit innerhalb des Netzes verwendet. Die Wasserkraft wird dabei in zwei verschiedene Anlagenklassen „Hydro conventional“ und „Hydro small scale“ unterteilt. Im Vergleich zu den thermischen Kraftwerken weisen die Wasserkraftanlagen eine geringere Trägheitskonstante auf. In Bezug auf den massiven Zubau von leistungselektronisch angebundenen Wind- und PV-Anlagen ist zu erkennen, dass mit Trägheitskonstanten von  $H = 0$ , die derzeit im Netz installierten Anlagen ohne Anpassung der Regelelungskonzepte keinen Beitrag zur Momentanreserve liefern. Somit gewinnt die bereits vorhandene Momentanreserve in Wasserkraftanlagen an Bedeutung für die Frequenzhaltung.

---

<sup>2</sup> ENTSO-E: European Network of Transmission System Operators for Electricity

Tabelle 2.1 Durchschnittliche Trägheitskonstanten für verschiedene Kraftwerkstypen [3]

Kraftwerkstyp	Hydro conventional	Hydro small scale	Nuclear	Other thermal	Wind
Trägheitskonstante H [s]	3	1	6,3	4	0

Zur Bestimmung der vorhandenen kinetischen Energie innerhalb der Wasserkraftanlagen erfolgt eine Zuordnung der Trägheitskonstanten zu den Wasserkraftanlagen auf Basis der Nettonennleistung. Die Firma ANDRITZ HYDRO GmbH unterteilt ihre Wasserkraftanlagen abhängig der Nettonennleistung in [4]:

- „Mini compact hydro“ - kleiner 5 MW
- „Hydro small-scale“ - zwischen 5 und 30 MW
- „Hydro conventional“ - größer 30 MW

Da die ENTSO-E für die „Mini compact hydro“ keine durchschnittliche Trägheitskonstante angibt, wird in den weiteren Untersuchungen diese zu 0,5 s gewählt.

Auf Basis der Trägheitskonstanten und der installierten Leistung der Wasserkraftanlagen lässt sich die vorgehaltene kinetische Energie innerhalb des Rotor-Generator-Systems, wie in Tabelle 2.2 dargestellt, berechnen. Dabei ergibt sich eine kinetische Energie von insgesamt rund 10,32 GWs, die in den rotierenden Massen der Wasserkraftanlagen in Deutschland gespeichert ist. Als Vergleich wird für ein derzeit am Netz angeschlossenes Braunkohle- und Kernkraftwerk die vorgehaltene kinetische Energie bestimmt. Für das Braunkohlekraftwerk Weisweiler Block H ergibt sich eine vorhandene kinetische Energie von 2,4 GWs und für das Kernkraftwerk Isar/Ohu 2 eine vorgehaltene kinetische Energie von 8,88 GWs.

Tabelle 2.2 Berechnung der kinetischen Energie innerhalb der Anlageklassen

Kraftwerkstyp	Einteilung	Trägheitskonstante [s]	Installierte Leistung [MW]	Kinetische Energie [MWs]
Hydro conventional	> 30 MW	3	2.527,4	7.582
Hydro small-scale	5 MW < X < 30 MW	1	1.721	1.721
Mini compact hydro	< 5 MW	0,5	2.029,3	1.014,6
Braunkohle Weisweiler Block H	-	4	600	2.400
Kernkraftwerk Isar/Ohu 2	-	6,3	1410	8.883

Mit dem Hintergrund der Abschaltung der Kernenergie Ende 2022 und dem späteren Braunkohleausstieg, ist zu erkennen, dass die bestehende Wasserkraft zukünftig einen signifikanten Beitrag zum sicheren Netzbetrieb in Bezug auf die benötigte Momentanreserve liefern kann. Die bereitgestellte kinetische Energie der Wasserkraftanlagen kann dabei die Abschaltung eines großen Kernkraftwerks substituieren.



### 3 Methodik

Die im Netz vorhandene Momentanreserve wirkt sich auf den zeitlichen Frequenzverlauf (inkl. Abweichungen von der Sollfrequenz von 50 Hz) und die Frequenzänderungsrate RoCoF (Rate of Change of Frequency) nach Leistungsungleichgewichten, wie in Abbildung 3.1 dargestellt, aus. Dabei begrenzt die vorhandene Momentanreserve die initiale Frequenzänderungsrate und einhergehend die dynamische Frequenzabweichung.

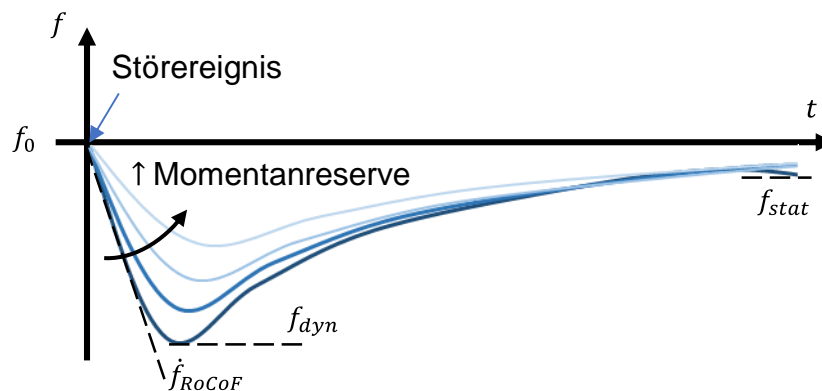


Abbildung 3.1 exemplarische Frequenzverläufe nach Ausfall bei unterschiedlich vorhandener Momentanreserve

Zur Wahrung eines stabilen Netzbetriebs und zur Gewährleistung dass bei größeren Abweichungen oder Gradienten Lasten und Erzeugungsanlagen sich nicht vom Netz trennen, müssen nach Störereignis stationäre und dynamische Frequenzgrenzen ( $\pm 0,2$  Hz und  $\pm 0,8$  Hz) eingehalten und die RoCoF für verschiedene Zeitintervalle begrenzt werden [5]:

- 500 ms: RoCoF < 2 Hz/s
- 1000 ms: RoCoF < 1,5 Hz/s
- 2000 ms: RoCoF < 1,25 Hz/s

Zur Bewertung des Einflusses der vorhandenen Momentanreserve aus Wasserkraftanlagen unter dem Gesichtspunkt des Rückbaus der konventionellen Großkraftwerke wird ein Verfahren verwendet, welches auf einem Bilanzierungsmodell basiert.

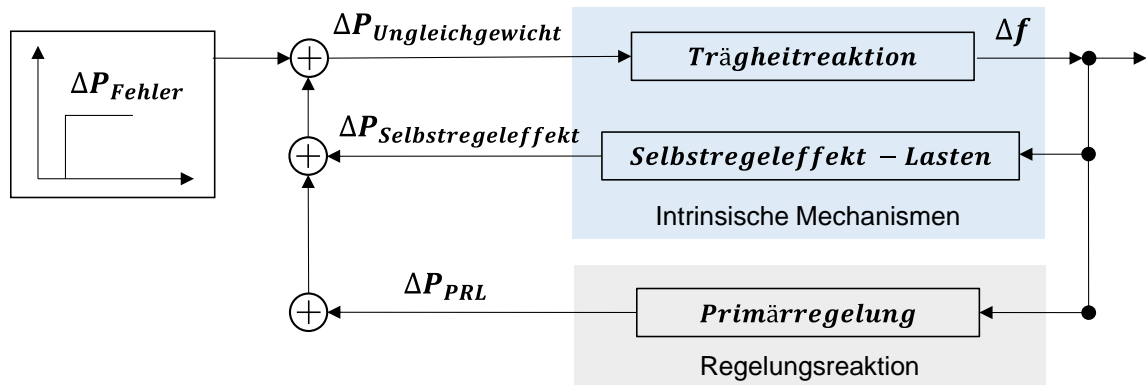


Abbildung 3.2 Blockdiagramm des verwendeten Bilanzierungsmodells [6]

Das Bilanzierungsmodell ist in Abbildung 3.2 dargestellt und wird üblicherweise in Studien dieser Art verwendet [6]. Mithilfe des Bilanzierungsmodells werden zeitliche Frequenzverläufe unter Berücksichtigung der intrinsischen Mechanismen wie die Trägheitsreaktion der synchronen Erzeugung der Wasserkraftanlagen, den Selbstregeleffekt der frequenzabhängigen Lasten sowie die Primärregelung nach Fehlereintritt bestimmt. Innerhalb der Trägheitsreaktion werden die für die zu untersuchenden Szenarien ermittelten Netzanlaufzeitkonstanten verwendet. Der Selbstregeleffekt wird zu 1 %/Hz festgelegt und die Frequenzhaltung erfolgt über eine durch Dampfkraftwerke realisierte Primärregelung.

## 4 Szenarien

Zur Bewertung des Einflusses der vorgehaltenen Momentanreserve deutscher Wasserkraftanlagen wird für zwei Szenarien untersucht, ab welcher Höhe des Leistungsungleichgewichtes durch beispielsweise ein Kraftwerksausfall, die Frequenzgrenzen verletzt werden. Dabei wird einerseits der Einfluss auf das deutsche Netzgebiet und andererseits vor dem Hintergrund einer möglichen zukünftigen regionalen Vorhaltung von Momentanreserve ein Teilnetz betrachtet. Hierzu wird beispielhaft das bayerische Netzgebiet herangezogen<sup>3</sup>.

Im ersten Szenario wird der Einfluss auf das deutsche Netzgebiet für eine im Jahr 2018 aufgetretene minimale Netzlast von rund 35,7 GW bewertet [7]. Untersuchungen hinsichtlich der benötigten Momentanreserve werden aufgrund des Verhältnisses der Netzlast zum Störereignis üblicherweise Schwachlastsituationen betrachtet. Für eine Netzlast von 35,7 GW und einer gespeicherten kinetischen Energie von rund 10,3 GWs aller Wasserkraftanlagen ergibt sich nach Formel (2.2) eine Netzanlaufzeitkonstante von  $T_{an,DE} = 0,578$  s.

Zur Bestimmung der Netzlast für das bayerische Szenario wird ein Skalierungsfaktor auf Basis des Bruttostromverbrauchs Bayerns und Deutschland für das Jahr 2018 bestimmt und mit der Netzlast des deutschen Szenarios multipliziert [8, 9].

$$\text{Skalierungsfaktor: } \frac{\text{Bruttostromverbrauch}_{\text{Bayern}}}{\text{Bruttostromverbrauch}_{\text{Deutschland}}} = 14,7 \% \quad (4.1)$$

Dadurch ergibt sich für das zweite Szenario eine Netzlast für das bayerische Netzgebiet von rund 5,26 GW. Mit einer gespeicherten kinetischen Energie von rund 5,05 GWs der in Bayern allokierten Wasserkraftanlagen, ergibt sich eine Netzanlaufzeitkonstante von  $T_{an,Bayern} = 1,92$  s.

---

<sup>3</sup> Die isolierte Betrachtung des bayerischen Netzgebietes ist eine hypothetische Annahme, die dazu dient, den Beitrag der Wasserkraft zu quantifizieren. Zukünftig ist keine Entkopplung des bayerischen Netzes geplant. Je kleiner der Betrachtungsbereich der Untersuchungen, desto größer werden die getroffenen Vereinfachungen in der Abschätzung. Daher sind die Ergebnisse entsprechend einzuordnen.

Tabelle 4.1 Kenndaten der zu betrachtenden Szenarien

Szenarien	Deutschland	Bayern
<b>Last- und Einspeise-situation</b>	Deutschland 20.05.2018 <b>35,72 GW</b>	Bayern 2018 <b>5,26 GW</b>
<b>Installierte Leistung Wasserkraft</b>	6,28 GW	2,94 GW
<b>Kinetische Energie Wasserkraft</b>	10.317 MWs	5.048 MWs
<b>Netzanlaufzeit- konstante</b>	0,578 s	1,92 s
<b>Störereignis</b>	variabel	variabel

## 5 Ergebnisse

In den nachfolgenden Untersuchungen wird über eine schrittweise Erhöhung des Leistungsungleichgewichtes ermittelt, ab welcher Höhe die Frequenzgrenzen bei vorgehaltener Momentanreserve verletzt werden. Zunächst wird angenommen, dass lediglich die vorhandenen Wasserkraftanlagen einen Beitrag zur Momentanreserve liefern. In einer weiteren Untersuchung wird zusätzlich die vorhandene Momentanreserve in den zur Primärregelung verwendeten Dampfkraftwerken ausgewertet. Im Rahmen aller Untersuchungen wird die Primärregelleistung entsprechend der Höhe des Leistungsungleichgewichtes dimensioniert.

### Szenario Deutschland

Für eine Netzlast von 35,7 GW und eine Netzanlaufzeitkonstante von 0,578 s werden ab einem Störereignis von  $\Delta P = 462,5$  MW Frequenzgrenzen erreicht. Wie in Abbildung 5.1 dargestellt, ist dabei die dynamische Frequenzabweichung von  $\pm 0,8$  Hz nach Störeintritt limitierend. Berücksichtigt man zusätzlich die kinetische Energie in den Dampfkraftwerken ergibt sich eine Netzanlaufzeitkonstante von  $T_{an} = 0,681$  s, so dass sich eine leicht geringere dynamische Frequenzabweichung einstellt.

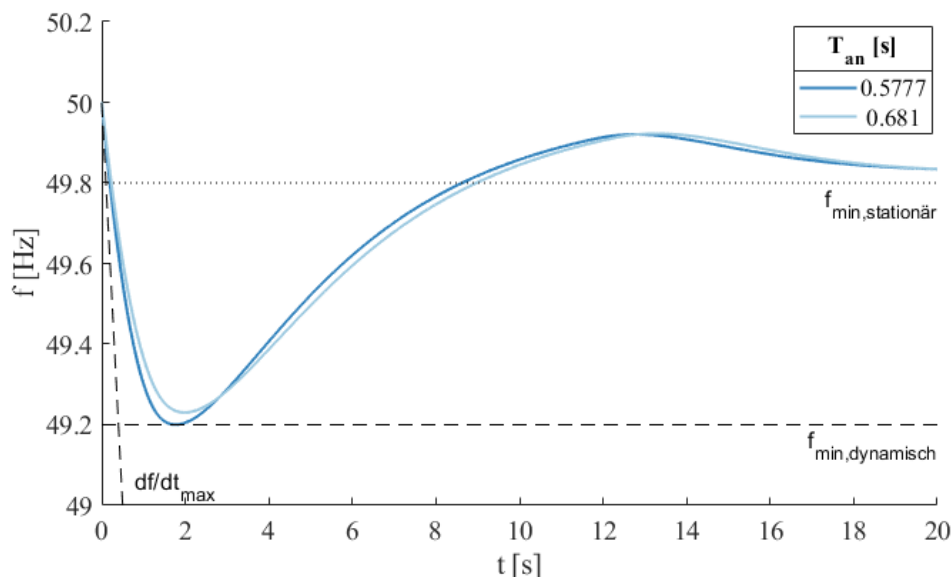


Abbildung 5.1 Frequenzverläufe bei  $\Delta P = 462,5$  MW für das deutsche Szenario

Betrachtet man ein Störereignis in der zulässigen die Höhe von 462,5 MW, so ist zu erkennen, dass die vorgehaltene Momentanreserve der Wasserkraftanlagen ausreicht, die Frequenzänderungsrate und –abweichung ausreichend zu begrenzen, wodurch ein derart hohes Leistungsungleichgewicht durch den Ausfall von Erzeugungsanlagen beherrschbar ist. Aufgrund

der Systemverantwortung zur Gewährleistung eines stabilen Netzbetriebs, müssen die deutschen Übertragungsnetzbetreiber zukünftig Momentanreserve vorhalten und dazu kann die in Deutschland installierte Wasserkraft einen Beitrag liefern [10].

### Szenario Bayern

Betrachtet man ein bayerisches Netzgebiet mit einer Netzlast von 5,26 GW und einer Netzanlaufzeitkonstante von 1,92 s werden ab einem Störeneignis von  $\Delta P = 102$  MW Frequenzgrenzen erreicht. Analog zu den Untersuchungen des deutschen Szenarios, wirkt die dynamische Frequenzabweichung, wie in Abbildung 5.2 zu erkennen, limitierend. Im Vergleich zu dem vorherigen Szenario ergibt sich aufgrund der deutlich höheren Netzanlaufzeitkonstante eine geringere Frequenzänderungsrate, wodurch das Frequenzminimum zu einem späteren Zeitpunkt nach Fehlereintritt erreicht wird.

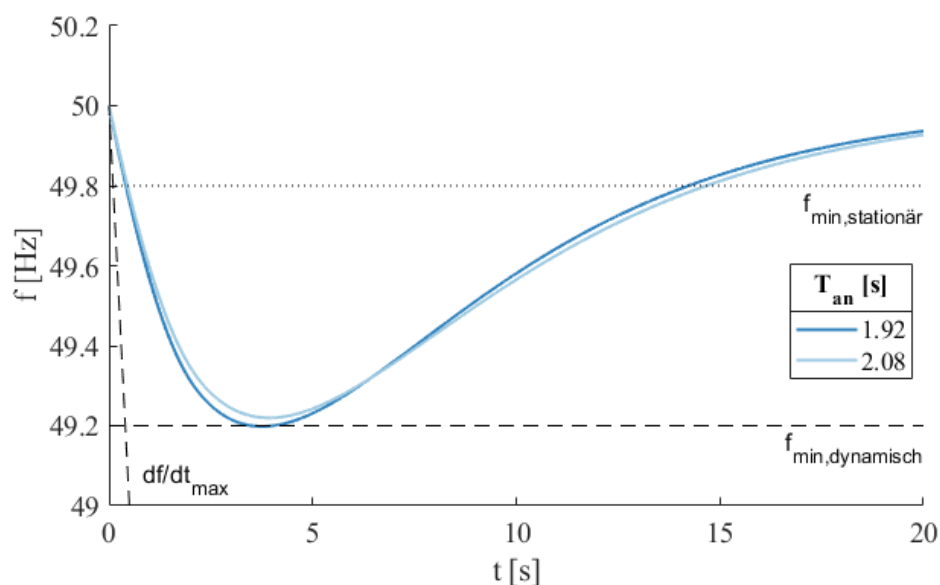


Abbildung 5.2 Frequenzverläufe bei  $\Delta P = 102$  MW für das bayerische Szenario

Vor dem Hintergrund zunehmendem Risikos zukünftiger Großstörungen und ggf. entstehenden Netzinseln und den einhergehenden Bedarf regionaler Vorhaltung von Momentanreserve, zeigen die Ergebnisse, dass die vorhandenen Wasserkraftanlagen einen Beitrag zur zukünftig benötigten dezentral verteilten Trägheit innerhalb des Netzes in Bayern liefern können [11]. In Bezug auf zukünftige Netzstrukturen und autarke Versorgung kleiner zellularer Netze, können zudem die dezentral vorhandenen Kleinwasserkraftwerke zu einem stabileren Netzbetrieb beitragen.

## 6 References

- [1] ENTSO-E, *System separation in the Continental Europe Synchronous Area on 8 January 2021*. [Online]. Available: <https://www.entsoe.eu/news/2021/01/26/system-separation-in-the-continental-europe-synchronous-area-on-8-january-2021-2nd-update/>
- [2] Bundesnetzagentur, *Marktstammdatenregister*. [Online]. Available: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>
- [3] ENTSO-E, "Nordic report Future system inertia," Feb. 2018. [Online]. Available: <https://docs.entsoe.eu/dataset/nordic-report-future-system-inertia>
- [4] ANDRITZ HYDRO GmbH, *Small and mini hydro solutions*. [Online]. Available: <https://www.andritz.com/products-en/hydro/markets/small-mini-hydropower-plants>
- [5] ENTSO-E, "Rate of Change of Frequency (RoCoF) withstand capability: ENTSO-E guidance document for national implementation for network codes on grid connection," Jan. 2018.
- [6] ENTSO-E, "Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe: Requirements and impacting factors," Mar. 2016.
- [7] ENTSO-E, *Statistical factsheet 2018*.
- [8] Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie, "Monitoringbericht: Zum Umbau der Energieversorgung Bayerns," Oct. 2020.
- [9] Umweltbundesamt: *Entwicklung des Stromverbrauchs*. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/stromverbrauch>
- [10] Vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber, "Bewertung der Systemstabilität: Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021, zweiter Entwurf,"
- [11] Deutsche Energie - Agentur GmbH (dena), "Momentanreserve 2030: Bedarf und Erbringung von Momentanreserve 2030," Feb. 2016. [Online]. Available: [www.dena.de](http://www.dena.de)