

Test zur Primärregelfähigkeit

Version 2 vom 29. Mai 2020

Verfasser Marc Scherer, Dominik Schlipf, Walter Sattinger, Stavroula Margelou

Überarbeitungen

Datum	Version	Autor / Abteilung	Abschnitt
26.08.2008	TC2008	W. Sattinger / BT-NT	Transmission Code Anhang 9.5
05.05.2009	V8	D. Schlipf / BT-NT	Umsetzungsdokument TC2008
11.11.2009	1.0	M. Scherer / BT-SD	«Test zur Primärregelfähigkeit»
26.04.2011	1.1	M. Scherer / SF-SD	Abbildung 4
29.05.2020	2	S. Margelou / MA-MO-AS	Abbildung 1, Abbildung 2, Abbildung 3, Kapitel 3.3.2

Inhalt

1.	Zusammenfassung	3
2.	Ausgangslage	3
3.	Aufschaltung von Testsignalen auf den Regler	3
3.1.	Anforderungen	3
3.2.	Empfehlungen	4
3.3.	Durchführung	5
3.3.1.	Bestimmung des Totbands / Unempfindlichkeitsbereiches	5
3.3.2.	Bestimmung der Verstärkung und der Verzugszeiten	6
3.3.2.1.	Bestimmung der nutzbaren Energiekapazität (nur für LER)	6
3.4.	Reporting und Auswertung	7
4.	Alternative Tests	8
4.1.	Auswertung von Frequenzeinbrüchen	8
4.2.	Spezielle Tests	8
5.	Referenzen	9

1. Zusammenfassung

Dieses Dokument beschreibt die Tests zur Überprüfung der Primärregelfähigkeit einer Erzeugungseinheit und beruht auf den Erfahrungen weiterer Netzbetreiber [1-7]. Es wurde unter Einbezug und Mithilfe von Branchenvertretern erarbeitet. Die detaillierten technischen und betrieblichen Anforderungen für die Teilnahme an der Primärregelung können dem Dokument «Präqualifikationsunterlagen Primärregelung» entnommen werden.

2. Ausgangslage

Jede Erzeugungseinheit, die sich an den marktbasieren Ausschreibungen der Primärregelung beteiligt, muss auf die dafür geforderten technischen Voraussetzungen überprüft werden. Die bereits vorhandenen Messungen der Kraftwerke genügen den Anforderungen zur Überprüfung der Regelqualität oft nicht¹.

Im Präqualifikationsverfahren wird auf eine der nachfolgenden Methoden zurückgegriffen. Die aufgrund der Reproduzierbarkeit bevorzugte Testmethode ist hierbei das Aufschalten eines Testsignals am Frequenzsollwert bzw. die Vorgabe desselben durch den Regler (vgl. Kapitel 3). Lässt sich dies nicht so einfach umsetzen, kann alternativ auf einen vereinfachten Test (vgl. Kapitel 4) zurückgegriffen werden.

3. Aufschaltung von Testsignalen auf den Regler

Bei diesem Verfahren wird der Sollwert der Netzfrequenz innerhalb von 10 Sekunden rampenförmig von 50 Hz auf 49.8 Hz abgesenkt bzw. auf 50.2 Hz hochgefahren. 30 Sekunden nach Testbeginn wird die Abweichung der Leistung abgelesen, siehe Abbildung 1.

Grundsätzlich werden die Maschinengruppen bzw. Teilanlagen einer Erzeugungseinheit einzeln getestet. Sind diese baugleich und ähnlich kalibriert, müssen sie in Absprache mit Swissgrid nicht allesamt einzeln getestet werden.

3.1. Anforderungen

- Messgenauigkeit der Wandler: < 0.5 % (des Nennwerts, soweit möglich Klasse 0.1)
- Zeitauflösung: 100 ms
- Aufzeichnungsdauer: ≤ 30 min
- Einstellung des Frequenzsollwerts: < 5 mHz

Sämtliche Messungen müssen für alle Kanäle/Messgrößen zeitsynchron mit mindestens einem eindeutigen Zeitstempel versehen werden.

¹ Vorab betroffen sind dabei die Messgenauigkeit, die Aufzeichnungsdauer, die Abtastrate und der zeitliche Synchronismus der Messwerte.

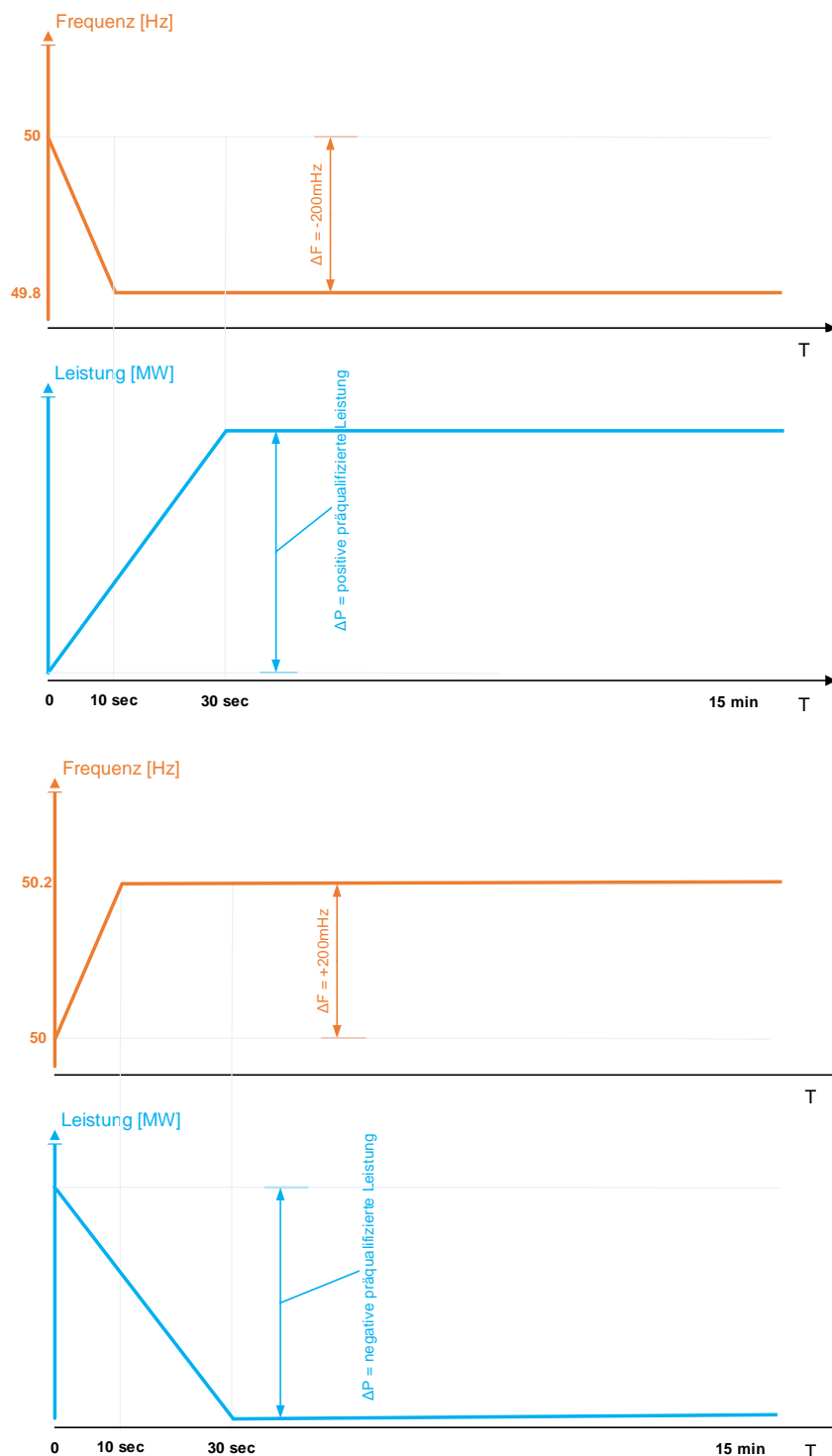


Abbildung 1: Testsignale zur Überprüfung der Primärregelfähigkeit

3.2. Empfehlungen

Die Durchführung der Tests sind ausschliesslich in der Verantwortung des Kraftwerksbetreibers. Es wird empfohlen fallweise auf die Unterstützung des Herstellers bzw. auf Experten des Netzbetreibers oder eines entsprechend qualifizierten Beraters zurückzugreifen. Die Messprotokolle (Messberichte) stellen dabei die Grundlage für eine verbindliche Präqualifikation dar.

Die Tests müssen so durchgeführt werden, dass zu keinem Zeitpunkt eine Gefahr von Schäden an Kraftwerkskomponenten besteht und keine Schutzmechanismen während der Tests abschalten oder auslösen. Es dürfen hierfür keine Schutzeinrichtungen ausser Betrieb genommen werden. Während der Tests ist der gesamte für die Regelung vorgesehene Arbeitsbereich abzufahren und die Maschinen bleiben im Parallelbetrieb mit dem Verbundnetz.

3.3. Durchführung

Die Tests haben die Bestimmung des systemimmanenten Totbands (vgl. Kapitel 3.3.1) und der Statik (vgl. Kapitel 3.3.2) zum Ziel. Die Ergebnisse sollten mit der Vorlagen für das Totband, der Frequenzerhöhung und der Frequenzreduktion eingereicht werden (veröffentlicht unter Präqualifikation).

3.3.1. Bestimmung des Totbands / Unempfindlichkeitsbereiches

Das Totband² wird mit Hilfe einer Hysterese bestimmt [1,6]. Dabei entspricht Δf dem gesamten und $\Delta f/2$ dem halben Totband. Durch entsprechende Verstellung des Eingangssignals wird ermittelt, ab wann am Ausgang eine Änderung feststellbar ist. Der Frequenzsollwert wird stufenweise geändert und dabei der stationäre Wert der Leistung abgelesen, siehe Abbildung 2. Erfahrungsgemäss werden je nach Kraftwerkstyp Verharzeiten von einer bis drei Minuten als geeignet betrachtet.

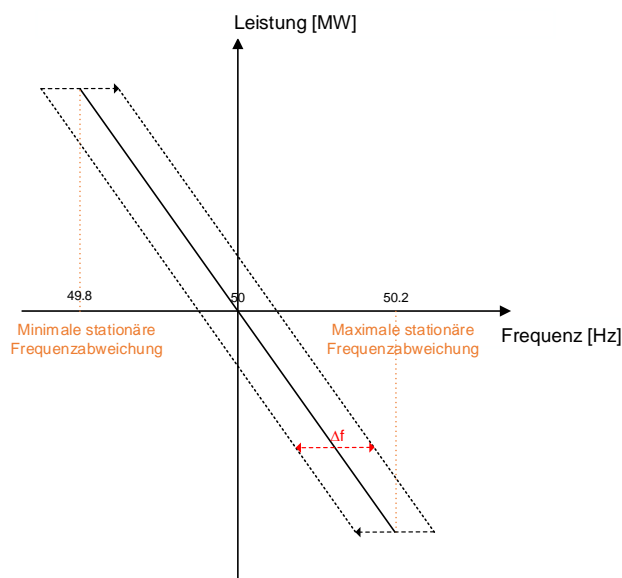


Abbildung 2: Bestimmung des Totbands

Die Auswertung des Totbands erfolgt nach der Norm IEC 61362 [5] und es gilt:

$$\frac{i_x}{2} \leq 2 \cdot 10^{-4} \tag{1}$$

Mit der Normierungsbedingung ergibt sich:

$$i_x = \frac{\Delta f}{50 \text{ Hz}} \stackrel{(1)}{\Rightarrow} \Delta f \leq 20 \text{ mHz} \tag{2}$$

² Dabei geht es um das physikalisch bedingte Totband der gesamten Regelstrecke (Frequenz/Drehzahleingang – Leistungsausgang) und nicht um das am Regler einstellbare Totband.

Bei der Messung müssen die folgenden zwei Parameter erfüllt sein:

- Schrittweise Erhöhung der Frequenz: < 5 mHz
- Totband (Unempfindlichkeitsband): $\Delta f/2 \leq 10$ mHz

3.3.2. Bestimmung der Verstärkung und der Verzugszeiten

Durch eine Anregung bzw. die Aufschaltung einer Frequenzrampe für jede Richtung entsprechend Abbildung 1 wird die Leistungsänderung (ΔP) aufgezeichnet. Mit Hilfe dieses Leistungsverlaufs wird die Statik und die Verzugszeit bestimmt. Zur Berechnung der Statik gilt:

$$s = \frac{\frac{\Delta f}{f_n}}{\frac{\Delta P}{P_n}} \quad (3)$$

Dabei ist: f_n = Nennfrequenz (50 Hz)

P_n = Nennleistung

Die Leistungsänderung ΔP für eine Frequenzabweichung von -200mHz und +200mHz entspricht der positiven und negativen präqualifizierten Leistung.

3.3.2.1. Bestimmung der nutzbaren Energiekapazität (nur für LER³)

Für die Ermittlung der präqualifizierten Leistung ist auch die Bestimmung der nutzbaren Energiekapazität erforderlich. Der Anbieter führt den Test gemäss Kapitel 3.3.2 durch, bis die Grenze des Ladezustandes (SoC⁴) erreicht wird. Für eine Frequenzabweichung von -200mHz (siehe Abbildung 3) beginnt der Anbieter den Test vom höchsten Ladezustand (z.B. SoC=100%), aktiviert die maximale positive Primärregelleistung innerhalb von 30 Sekunden und liefert bis der tiefste Ladezustand (z.B. SoC= 0%) erreicht wird. Falls der Anbieter einen begrenzten SoC - Bereich benutzen will, beginnt der Test vom maximalen Ladezustand (z.B. SoC=95%) und liefert bis zum minimalen Ladezustand (z.B. SoC=5%). Der Anbieter führt den gleichen Test für eine Frequenzabweichung von +200mHz durch und beginnt vom tiefstem Ladezustand. Der asymmetrische Test der nutzbaren Energiekapazität ist erforderlich, damit die Verluste in beiden Richtungen überprüft werden können.

Während des Tests muss das Lademanagement inaktiv sein.

Die Energiekapazität errechnet sich wie folgt:

$$E_{pos.Richtung}[MWh] = positive\ präqualifizierte\ Leistung[MW] \cdot Erbringungszeit[h] \quad (4)$$

$$E_{neg.Richtung}[MWh] = negative\ präqualifizierte\ Leistung[MW] \cdot Erbringungszeit[h] \quad (5)$$

Die nutzbare Energiekapazität wird wie folgt berechnet:

$$E[MWh] = \min(E_{pos.Richtung}, E_{neg.Richtung}) \quad (6)$$

³ Limited Energy Reservoirs

⁴ State of Charge

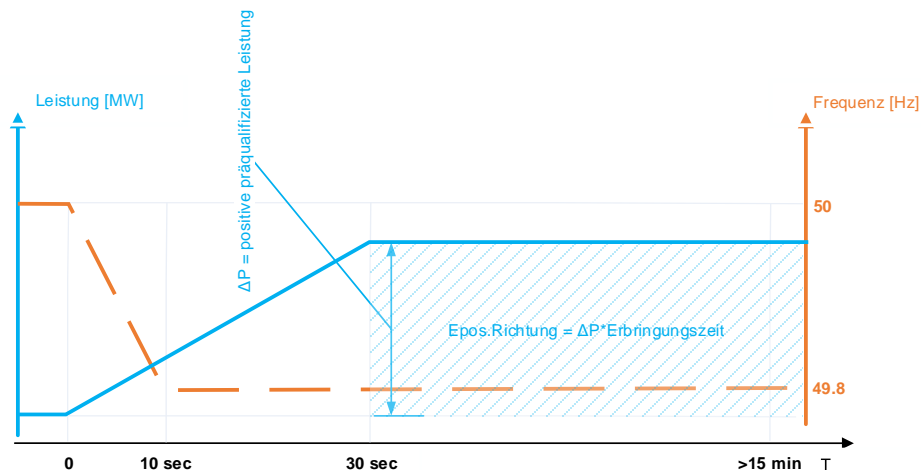


Abbildung 3: Leistungsverlauf im Fall einer Frequenzabweichung von -200mHz (nur für LER)

3.4. Reporting und Auswertung

- Versuchsanordnung, Blockschaltbilder, genaue Angabe der Messorte
- Versuchszeitpunkt, Liste der durchgeführten Versuche
- Teilnehmer des Versuchs

Die Ergebnisse der Primärregeltests werden – entweder vom Netzbetreiber oder durch eine vom Netzbetreiber benannten unabhängigen dritten Stelle – auf maximal zulässige Abweichungen untersucht.

Der aufgezeichnete Leistungsverlauf muss innerhalb der in Abbildung 4 gezeigten Toleranzgrenzen liegen. Eine Skalierung der Toleranzgrenzen erfolgt gemäss den Maschinenparametern.

Für das Bestehen des Tests werden alle Kriterien, die in diesem Dokument sowie im Dokument Präqualifikationsunterlagen Primärregelung aufgeführt sind, ausgewertet. Die wichtigsten Bewertungskriterien sind wie folgt:

- Totband/Unempfindlichkeitsbereich
- Aktivierungsgeschwindigkeit
- Genauigkeit der Frequenzmessung
- Linearität der Aktivierung
- Minimale Aktivierungsdauer für die LER

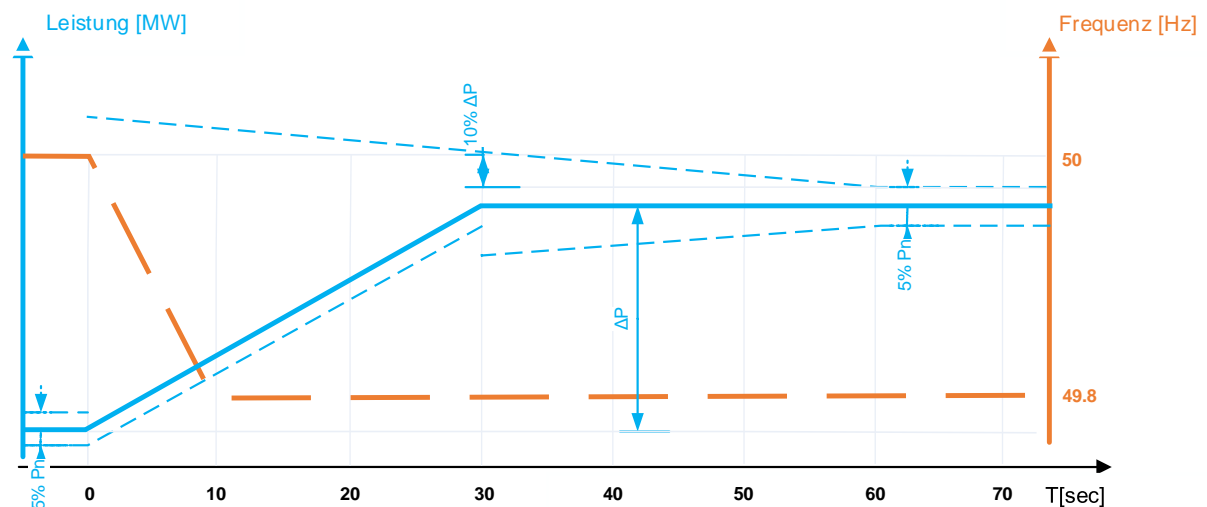


Abbildung 4: Leistungsverlauf (blaue Linien) und Toleranzbänder (blau gepunktete Linien) für eine Frequenzabweichung von -200mHz

4. Alternative Tests

Ist aufgrund technischer Gegebenheiten die Aufschaltung von Testsignalen auf den Regler nicht möglich oder ist der damit verbundene finanzielle Aufwand unverhältnismässig, können alternative (vereinfachte) Tests durchgeführt werden.

4.1. Auswertung von Frequenzeinbrüchen

Bei dieser Methode bedarf es keiner speziellen Messgeräte. Es wird auf die im Kraftwerk bereits vorhandenen Messstrecken – die meist Teil der kraftwerkseigenen Leittechnik sind – zurückgegriffen. Die Auswertung erfolgt im Normalbetrieb, wobei als Anregung auf Ereignisse im Netz zurückgegriffen wird, bei denen das Kraftwerk auf die eingetretenen Frequenz- und Spannungsänderung reagierte.

Durch die Aufzeichnung der Eingangsgrössen (Spannung, Frequenz) und der Reaktion der einzelnen Maschinen (Blind- und Wirkleistung) kann in einer anschliessenden Auswertung die Qualität der Regelfähigkeit ermittelt werden.

Eine Grundvoraussetzung dieser Methode ist eine zeitliche Auflösung der Messungen von mindestens zwei Sekunden.

Bei geringen Frequenzabweichungen (ca. 50 mHz) liegen die Leistungsänderungen der einzelnen Maschinen im Bereich der Messgenauigkeit. In diesem Fall ist die Messung einer gesamten Generatorgruppe am Einspeisepunkt zur Auswertung besser geeignet.

4.2. Spezielle Tests

Als spezielle Tests werden alle weiteren (mit Swissgrid koordinierten und im Präqualifikationsverfahren geeigneten) Tests zusammengefasst.

Für diese Methode bedarf es mobiler Messgeräte – die im Kraftwerk an vorhandenen oder speziell für den Versuch anzubringenden Wandlern angeschlossen werden – oder hochauflösender Messungen durch den Turbinenregler selbst.

Die Messungen werden anschliessend innerhalb spezieller Testverfahren durchgeführt, bei welchen durch gezielte Schalthandlungen zwischen Kraftwerk und Netz die notwendigen Anregungen der Regelkreise für Spannung und Wirkleistung hervorgerufen werden. Dazu gehören im Speziellen die Tests zur Überprüfung der Inselnetzfähigkeit, die Rückschlüsse auf die Primärregelfähigkeit zulassen.

5. Referenzen

- [1] **Procedura operationala, Verificarea functionarii grupurilor in reglaj primar** (Verfahren zur Überprüfung der Primärregelfähigkeit von Kraftwerksblöcken), Cod TEL – 07.VOS – DN 280, Februar 2008, Transelectrica.
- [2] **Contrat de Participation aux Service Système**, RTE, 21.12.2007.
- [3] **Participation in Frequency and Frequency-Power Regulation of Production Units**, RGTE070047 DIS-ISI, Terna, 20.07.2008.
- [4] **Technische Mindestanforderungen an Kraftwerke für den Anschluss in unterlagerten 110-kV-Netzen**, RWE Transportnetze Strom, 29.03.2007.
- [5] **Blockregelung von Wärmekraftwerken**, VDI/VDE 3508, September 2003.
- [6] **Guide to specification of hydraulic turbine control system**, CEI/IEC 61362, März 1998.
- [7] **Hydraulic turbines – Testing of control systems**, CEI/IEC 60308, Januar 2005.