
**Vorschlag aller kontinentaleuropäischen ÜNB für Annahmen
und Methodik für eine probabilistische FCR-Dimensionierung
gemäß Artikel 153 Absatz 2 der Verordnung (EU) 2017/1485
der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer
Leitlinie für
den Übertragungsnetzbetrieb**

Datum: 28. November 2023

Inhalt

Whereas	3
Artikel 1	4
Artikel 2	4
Begriffsbestimmungen und Auslegung.....	4
Artikel 3	5
Artikel 4	5
Probabilistisches Simulationsmodell	5
Artikel 5	7
Frequenzannahmekriterien	7
Artikel 6	7
Simulationsszenario.....	7
Artikel 7.....	7
Weitere Annahmen.....	7
Artikel 8	8
Artikel 9 Sprache	8

Alle kontinentaleuropäischen ÜNB, unter Berücksichtigung der folgenden Punkte,

Whereas

- (1) Bei diesem Dokument handelt es sich um einen von allen Übertragungsnetzbetreibern des kontinentaleuropäischen Synchrongebiets (im Folgenden als "ÜNB" bezeichnet) gemeinsam erarbeiteten Vorschlag zur Festlegung von Annahmen und Methoden eines probabilistischen Dimensionierungsansatzes für die FCR (im Folgenden als "probabilistische FCR-Dimensionierung" bezeichnet), der zur Bewertung der erforderlichen FCR-Kapazität gemäß Artikel 153 Absatz 2 der Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (im Folgenden als "Verordnung über die Netzbetriebsleitlinie" bezeichnet) durchzuführen ist. Dieser Vorschlag wird im Folgenden als "Probabilistische Methodik für die FCR-Dimensionierung" bezeichnet.
- (2) Gemäß Artikel 153 Absatz 2 Buchstabe c der Verordnung über die Netzbetriebsleitlinie müssen die ÜNB des kontinentaleuropäischen Synchrongebiets einen probabilistischen Dimensionierungsansatz für die FCR festlegen, der das Muster der Last, der Erzeugung und der Momentanreserve, einschließlich der synthetischen Momentanreserve, sowie die verfügbaren Mittel für den Einsatz der Mindestmomentanreserve in Echtzeit gemäß der in Artikel 39 der Verordnung über die Netzbetriebsleitlinie genannten Methode berücksichtigt, mit dem Ziel, die Wahrscheinlichkeit einer unzureichenden FCR auf weniger als oder gleich einmal in 20 Jahren zu senken.
- (3) Die ÜNB haben in der Vergangenheit ein deterministisches Kriterium für die Dimensionierung der FCR im kontinentaleuropäischen Synchronbereich angenommen. Dieses Kriterium geht davon aus, dass die FCR in der Lage sein muss, die Frequenzabweichung aufgrund der schlimmsten zu erwartenden Ausfallkombination im System zu begrenzen. Der historisch angenommene Wert beträgt 3000 MW.
- (4) Die vorgeschlagene probabilistische FCR-Dimensionierung trägt allgemein zur Erreichung der Ziele von Artikel 4 Absatz 1 der Verordnung über die Netzbetriebsleitlinie bei. Insbesondere gibt die vorgeschlagene probabilistische FCR-Dimensionierung den ÜNB der kontinentaleuropäischen Synchronzone eine Methode zur Bewertung des FCR-Bedarfs unter Berücksichtigung aller relevanten Faktoren an die Hand. Diese Methodik trägt zur Festlegung gemeinsamer betrieblicher Sicherheitsanforderungen und -grundsätze bei, wie sie in Artikel 4 Absatz 1 Buchstabe a der Verordnung über die Leitlinien für den Netzbetrieb festgelegt sind. Darüber hinaus trägt sie dazu bei, die Bedingungen für die Aufrechterhaltung der Betriebssicherheit in der gesamten Union zu gewährleisten, wie in Artikel 4 (1) (d) der Verordnung über die Netzbetriebsleitlinie. Schließlich trägt sie dazu bei, die Bedingungen für die Aufrechterhaltung eines Frequenzqualitätsniveaus aller Synchronbereiche in der gesamten Union gemäß Artikel 4 (1) (e) der Verordnung über die Netzbetriebsleitlinie zu gewährleisten. Die vorgeschlagene probabilistische FCR-Dimensionierung hat keine Auswirkungen auf die anderen in Artikel 4 (1) der Verordnung über die Netzbetriebsleitlinie aufgeführten Ziele.
- (5) Die probabilistische Methodik für die FCR-Dimensionierung trägt dazu bei, die allgemeinen Ziele der Verordnung über die Systembetriebsrichtlinie zur Gewährleistung der Betriebssicherheit zu verfolgen, indem sie den Bedarf für eine angemessene FCR-Dimensionierung definiert.

DEN FOLGENDEN VORSCHLAG AN ALLE REGULIERUNGSBEHÖRDEN DES KONTINENTALEUROPÄISCHEN SYNCHRONBEREICHES ZU RICHTEN:

Artikel 1

Gegenstand und Umfang

Dies ist ein Vorschlag, der in Übereinstimmung mit Artikel 4 (2) (c) der Verordnung über die Netzbetriebsleitlinie entwickelt wurde. Die Annahmen und die Methodik für die FCR-Dimensionierung sind als gemeinsamer Vorschlag aller kontinentaleuropäischen ÜNB gemäß Artikel 153 Absatz 2 der Verordnung über die Netzbetriebsleitlinie zu betrachten.

Artikel 2

Begriffsbestimmungen und Auslegung

1. Für die Zwecke dieser probabilistischen Methodik für die FCR-Dimensionierung haben die in diesem Dokument verwendeten Begriffe die Bedeutung der in Artikel 3 der Verordnung über die Netzbetriebsleitlinie enthaltenen Definitionen.
2. Ferner gelten in dieser probabilistischen Methodik für die FCR-Dimensionierung, sofern der Kontext nichts anderes erfordert, die folgenden zusätzlichen Definitionen:
 - a) „LER“ bedeutet „FCR erbringende Einheiten oder Gruppen mit begrenzten Energiereserven“:
FCR-Erzeugungseinheiten oder FCR-Erzeugungsgruppen gelten als speicherbegrenzt, wenn eine vollständige, kontinuierliche Aktivierung über einen Zeitraum von zwei Stunden in positiver oder negativer Richtung ohne Berücksichtigung der Auswirkungen eines aktiven Energiereservemanagements zu einer Begrenzung ihrer Fähigkeit führen könnte, die volle FCR-Aktivierung bereitzustellen.
 - b) Der „LER-Anteil“ ist die Menge an LER in MW;
 - c) „Marktbedingte Ungleichgewichte“ sind „Erzeugungs-Last-Ungleichgewichte, die durch die Änderung der Erzeugungssollwerte entsprechend den Marktergebnissen verursacht werden“.
 - d) „Systemabweichung“ ist das Verhältnis zwischen der Frequenzabweichung und der vom FCP bereitgestellten stationären Leistung;
 - e) Der Begriff „Zeitraum“ bezeichnet gemäß Artikel 156 Absatz 9 der Verordnung über die Netzbetriebsleitlinie „die Zeit, für die jeder Anbieter von FCR sicherstellen muss, dass seine FCR-bereitstellenden Einheiten oder Gruppen mit begrenzten Energiespeichern in der Lage sind, die FCR ab Auslösung des Alarmzustands und während des Alarmzustands kontinuierlich vollständig zu aktivieren“;
 - f) „Langanhaltende Frequenzabweichung“ bedeutet ein Ereignis mit einer durchschnittlichen stationären Frequenzabweichung, die größer ist als der Schwellenwert für langanhaltende Frequenz über einen Zeitraum, der länger ist als die Zeit bis zur Wiederherstellung der Frequenz.
 - g) „Langzeit-Frequenzschwelle“ ist ein Parameter zur Ermittlung der lang anhaltenden Frequenzabweichung; der Standardwert ist 25 mHz.
 - h) „LFC“ bedeutet „Leistungs-Frequenz-Regler“ gemäß der Definition in Artikel 3 Absatz 18 der Verordnung über die Netzbetriebsleitlinie.
 - i) „FCP“ bedeutet „Frequency Containment Process“ (Frequenzstabilisierungsverfahren) gemäß Artikel 3 (114) der Verordnung über die Netzbetriebsleitlinie.
 - j) „FRP“ bedeutet „Frequenzwiederherstellungsprozess“ gemäß der Definition in Artikel 3 (42) der Verordnung über die Netzbetriebsleitlinie.
 - k) „FAT“ bedeutet „automatische FRR-Full-Activation-Time“ gemäß der Definition in Artikel 3 (101) der Verordnung über die Netzbetriebsleitlinie.
 - l) „Äquivalente Speicherenergiekapazität“ ist der Energiebedarf für LER für den betreffenden Zeitraum und entspricht dem Doppelten der Energie, die durch die vollständige Aktivierung von LER für den

- betreffenden Zeitraum bereitgestellt wird.
- m) Der "Frequenznadir" ist die niedrigste Momentanfrequenz, die während einer Unterfrequenztransiente erreicht wird.
 - n) Der "Frequenzzenit" ist die maximale Momentanfrequenz, die während einer Überfrequenztransiente erreicht wird.
 - o) „RoCoF“, d. h. Rate of Change of Frequency, ist die Ableitung der Frequenz.
 - p) „Initial RoCoF“ ist der RoCoF, der zu dem Zeitpunkt berechnet wird, an dem eine Störung auftritt.
 - q) Die "maximale vorübergehende Frequenzabweichung" ist die absolute Differenz zwischen der Frequenz zum Zeitpunkt des Auftretens der Störung und dem Frequenznadir bei Unterfrequenz bzw. dem Frequenzzenit bei Überfrequenzerscheinungen. Sie stellt die maximale Frequenzabweichung dar, bevor die Frequenz wieder ansteigt.
 - r) „Maximale Anfangs-RoCoF“ ist die maximale Frequenzänderungsrate, die während einer Transiente zulässig ist.
3. In dieser probabilistischen Methodik für die FCR-Dimensionierung, sofern der Kontext nichts anderes erfordert:
- a) steht der Singular für den Plural und umgekehrt;
 - b) sofern nicht anders angegeben, bedeutet jeder Verweis auf einen Artikel einen Artikel dieser probabilistischen Methodik für die FCR-Dimensionierung;
 - c) das Inhaltsverzeichnis und die Überschriften dienen nur der Übersichtlichkeit und haben keinen Einfluss auf die Interpretation dieser probabilistischen Methodik zur FCR-Dimensionierung; und
 - d) jede Bezugnahme auf Rechtsvorschriften, Verordnungen, Richtlinien, Anordnungen, Instrumente, Kodizes oder andere Erlasse schließt jede Änderung, Erweiterung oder Wiederinkraftsetzung der zu diesem Zeitpunkt geltenden Vorschriften ein.

Artikel 3

Ergebnisse der probabilistischen Methodik für die FCR-Dimensionierung

Das Ergebnis der probabilistischen Methodik für die FCR-Dimensionierung ist ein symmetrischer Wert in MW für die FCR gemäß Artikel 153 der Verordnung über die Netzbetriebsleitlinie.

Artikel 4

Probabilistisches Simulationsmodell

1. Das probabilistische Simulationsmodell muss in der Lage sein, eine Mindestmenge an FCR zu berechnen, die gemäß Artikel 153 der Verordnung über die Netzbetriebsleitlinie erforderlich ist, wobei das Muster der Last, der Erzeugung und der Momentanreserve, einschließlich der synthetischen Momentanreserve, sowie die verfügbaren Mittel zum Einsatz der Mindestmomentanreserve in Echtzeit gemäß der in Artikel 39 der Verordnung über die Netzbetriebsleitlinie genannten Methode zu berücksichtigen sind, mit dem Ziel, die Wahrscheinlichkeit, dass die FCR nicht ausreicht, auf weniger als oder gleich einmal in 20 Jahren zu reduzieren.
2. Die folgenden Quellen von Frequenzstörungen werden im probabilistische Simulationsmodell berücksichtigt:
 - a) Deterministische Frequenzabweichung.
Die ÜNB berücksichtigen die marktbedingten Ungleichgewichte, analysieren die historischen Frequenzrends im Synchrongebiet über mehrere Jahre und ermitteln statistisch die typischen Trends und Amplituden dieser Frequenzabweichungen, um sie als Input für das probabilistische

Simulationsmodell zu verwenden.

b) Lang anhaltende Frequenzabweichung.

Die ÜNB müssen lang anhaltende Frequenzabweichungen berücksichtigen. Sie analysieren die historischen Frequenzrends, um die Phänomene aus statistischer Sicht zu charakterisieren. Bei der Analyse wird Folgendes ermittelt:

- die Anzahl der Vorkommnisse bei diesen Ereignissen;
- die typische Dauer;
- einen repräsentativen Trend der Frequenzabweichung;
- typische Zeit des Auftretens, falls durch statistische Analyse hervorgehoben...

c) Ausfälle von relevanten Netzelementen.

Die ÜNB erstellen eine Liste aller Netzelemente, deren Ausfälle zu relevanten Leistungsungleichgewichten und damit zu einer relevanten FCR-Aktivierung führen.

3. Das probabilistische Simulationsmodell muss eine Funktion zur Berechnung des dynamischen Frequenzgangs infolge einer Störung enthalten. Diese Funktion muss die Veränderung des Leistungsungleichgewichts zwischen zwei aufeinanderfolgenden Berechnungsschritten berücksichtigen und die Schlüsselparmeter des Frequenztransienten berechnen: Frequenznadir, Frequenzzenit und RoCoF. Um den Rechenaufwand zu begrenzen, können die Berechnungen auf einem vereinfachten dynamischen Einzel-Sammelschienenmodell basieren. Ein solches Modell implementiert die folgenden linearen Übertragungsfunktionen: Bewegungsgleichung, die die Reaktion des Stromnetzes in Bezug auf Trägheit und Selbstregелеffekt der Last modelliert, Droop, dass die statische Charakteristik des FCP modelliert, und die äquivalente Dynamik der FCR-Bereitstellung, die die kombinierten Auswirkungen der dynamischen Reaktionen aller FCR-Anbieter modelliert. Die Parameter des Modells werden so eingestellt, dass sie das beste äquivalente Verhalten des Stromnetzes ergeben.

4. Das probabilistische Simulationsmodell wird zur Berechnung der benötigten FCR in dem in Artikel 6 beschriebenen Szenario verwendet. Daher stellen auch die folgenden Variablen Inputs für das Modell dar:

- a) Zeitraum;
- b) LER-Anteil;
- c) FAT des Synchrongebiets.

5. Das probabilistische Simulationsmodell berechnet die erforderliche FCR mithilfe einer iterativen Methode. Bei jeder Iteration verwendet das probabilistische Simulationsmodell einen probabilistischen Simulationsprozess, um zu überprüfen, ob die Häufigkeit innerhalb der Frequenzakzeptanzkriterien liegt. Wenn die Kriterien nicht erfüllt sind, erhöht das probabilistische Simulationsmodell schrittweise die FCR und berechnet die nächste Iteration. Die Iterationen enden, sobald die Bedingung erfüllt ist.

6. Das probabilistische Simulationsverfahren soll in der Lage sein, mehrjährige Betriebsbedingungen des Synchrongebiets durch zufällige Ziehungen von lang anhaltenden Frequenzabweichungen, deterministischen Frequenzabweichungen und Ausfällen relevanter Netzelemente zu simulieren. Ziel ist es, eine große Anzahl von Zufallskombinationen aller möglichen Quellen von Frequenzstörungen zu erzeugen. Da das probabilistische Simulationsverfahren im Zeitbereich arbeitet, muss bei diesem Ansatz ein langer Systembetriebszeitraum simuliert werden.

Der zu simulierende Betriebszeitraum ist so zu veranschlagen, dass statistisch signifikante Ergebnisse erzielt werden und der beste Kompromiss zwischen dem gewünschten Genauigkeitsgrad und der Rechenleistung gefunden wird, wobei dieser Zeitraum nicht weniger als 200 Jahre betragen darf.

Die zeitliche Diskretisierung des probabilistischen Simulationsprozesses beträgt 1 Minute. Jede Variable wird also auf 1-Minuten-Basis berechnet.

7. Der probabilistische Simulationsprozess muss in der Lage sein, die Erschöpfung der LER und ihre Auswirkungen auf die Frequenzabweichung unter Berücksichtigung des LER-Anteils und des Betrachtungszeitraums zu simulieren.

Artikel 5

Frequenzannahmekriterien

1. Der Dimensionierungsprozess wird durch die iterative Erhöhung des probabilistischen Simulationsmodells gemäß Artikel 4 Absatz 5 durchgeführt. Die bei jeder Iteration zu bewertende Bedingung ist, dass die Anzahl der identifizierten kritischen Bedingungen weniger als oder gleich 1/20 der Anzahl der simulierten Jahre ist. Diese Bedingung muss von der endgültig dimensionierten FCR erfüllt werden.
2. Ein kritischer Zustand ist definiert als einer der folgenden Bedingungen erfüllt:
 - a) Die mit dem probabilistischen Simulationsmodell simulierte stationäre Frequenzabweichung übersteigt die maximale stationäre Frequenzabweichung.
 - b) Der Frequenznadir oder Frequenzzenit während einer Frequenztransiente überschreitet die maximale Frequenzabweichung während einer Transiente.
 - c) Der absolute Wert des RoCoF übersteigt den maximalen Anfangs-RoCoF.

Artikel 6

Simulationsszenario

1. Die in Artikel 4 beschriebenen Analysen und Prozesse werden unter Berücksichtigung der bestmöglichen Schätzungen der Eingangsdaten bezüglich der Entwicklung der Quellen von Frequenzstörungen (unter Berücksichtigung der in der Zwischenzeit von den kontinentaleuropäischen ÜNB eingeführten Frequenzmanagementverfahren), der erwarteten LER-Anteile, ihres jeweiligen Zeitraums und aller anderen Faktoren, die sich auf die Berechnung und Dimensionierung der FCR auswirken, durchgeführt.

Artikel 7

Weitere Annahmen

1. Das in Artikel 4 beschriebene probabilistische Simulationsmodell und der probabilistische Simulationsprozess sind auf den gesamten Synchronbereich zu beziehen.
2. Der probabilistische Simulationsprozess simuliert den FRP mit einem einzelnen FRP-Regler ohne FRR-Beschränkungen. Der einzelne FRP-Regler verwendet eine FAT, die als Durchschnitt der FAT aller zum Synchrongebiet gehörenden LFR-Zonen, gewichtet mit dem FRP-K-Faktor, berechnet wird, bis die FAT gemäß dem Implementierungsrahmen für eine FRR-Regelenergieplattform harmonisiert ist.
3. Der probabilistische Simulationsprozess kann den gesamten Prozess der grenzüberschreitenden Leistungs-Frequenz-Regelung vernachlässigen.
4. Der probabilistische Simulationsprozess soll die Dynamik des FRP-Einsatzes und den Systemabfall simulieren.
5. Wenn eine kontinuierliche Überschreitung des Standardfrequenzbereichs das Auslösen eines Alarmzustands beinhaltet, wird die aktivierte Energie und die Restenergie im Speicher aus der ersten Überschreitung der Standardfrequenzbereichsgrenzen berechnet.
6. Bei voller Verfügbarkeit des Speichers wird das Energieniveau mit der Hälfte der äquivalenten Speicherkapazität gleichgesetzt.
7. Die jährliche Überprüfung der FRP-K-Faktoren (Artikel 156 Absatz 2 der Verordnung über die Netzbetriebsleitlinie) kann vernachlässigt werden, solange die Überprüfung die durchschnittliche FAT gemäß Artikel 7 Absatz 2 nicht wesentlich beeinflusst.

Artikel 8

Veröffentlichung und Umsetzung der probabilistischen Methodik für die FCR-Dimensionierung

1. Jeder kontinentaleuropäische ÜNB veröffentlicht die probabilistische Methodik für die FCR-Dimensionierung unverzüglich, nachdem alle NRB die vorgeschlagene probabilistische Methodik für die FCR-Dimensionierung gemäß Artikel 8 der Verordnung über Leitlinien für den Netzbetrieb genehmigt haben.
2. Die kontinentaleuropäischen ÜNB müssen die probabilistische Methodik für die FCR-Dimensionierung innerhalb von 12 Monaten nach ihrer Genehmigung durch alle Regulierungsbehörden der CE-Synchronbereiche umgesetzt haben. Die Umsetzung erfolgt durch die Übermittlung der Ergebnisse der angewandten probabilistischen Methodik für die FCR-Dimensionierung, die von den ÜNB der CE-Synchronbereiche gemäß der probabilistischen Methodik für die FCR-Dimensionierung durchgeführt wurde, zur Information an die betroffenen Regulierungsbehörden.
3. Die kontinentaleuropäischen ÜNB haben das Recht, die probabilistische Methodik für die FCR-Dimensionierung alle zwei Jahre nach der ersten Umsetzung gemäß Artikel 8 Absatz 2 anzuwenden.
4. Die kontinentaleuropäischen ÜNB haben das Recht, die probabilistische Methodik für die FCR-Dimensionierung anzuwenden, wenn sich die das Szenario definierenden Eingaben ändern.

Artikel 9

Sprache

Die Referenzsprache für diese Methodik ist Englisch. Zur Klarstellung: Müssen die ÜNB diese Methodik in ihre Landessprache(n) übersetzen, so übermitteln die betreffenden ÜNB im Falle von Unstimmigkeiten zwischen der von den ÜNB gemäß Artikel 8 Absatz 1 der Verordnung über die Leitlinien für den Netzbetrieb veröffentlichten englischen Fassung und einer Fassung in einer anderen Sprache den zuständigen nationalen Regulierungsbehörden im Einklang mit den nationalen Rechtsvorschriften eine aktualisierte Übersetzung der Methodik.