

## Anlage

Technische Mindestanforderungen der MITNETZ STROM  
für nachgelagerte Netzbetreiber (TMA-NB)



# Verfahrensbeschreibung zum Netzsicherheitsmanagement (NSM) der Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH (MITNETZ STROM) für nachgelagerte Netzbetreiber

## 1 Einleitung

Das grundlegende Verfahren des NSM ist in der [Funktionsbeschreibung zum Netzsicherheitsmanagement \(NSM\) der MITNETZ STROM](#) dargestellt. Die jeweils aktuelle Fassung ist im Internet unter [www.mitnetz-strom.de](http://www.mitnetz-strom.de) veröffentlicht. In das NSM sind auch die MITNETZ STROM nachgelagerten Netzbetreiber - nachfolgend „Netzbetreiber“ genannt – eingebunden. Die Umsetzung des NSM gegenüber Netzbetreibern weist einige Besonderheiten auf, die nachfolgend erläutert werden.

## 2 Voraussetzungen

### 2.1. Definition der Einspeisegruppen

Netztechnisch bilden die mittelbar und unmittelbar am Netz des Netzbetreibers angeschlossenen Erzeugungsanlagen eigene Einspeisegruppen. Diese sind in die Gesamtbetrachtung aller netztechnischen Gruppen im 110-kV-Netz der MITNETZ STROM einbezogen.

In einer Einspeisegruppe werden solche Erzeugungsanlagen zusammengefasst, die sich netztechnisch ähnlich verhalten. Dazu werden die einzelnen Erzeugungsanlagen dem Umspannwerk zugeordnet, über das sie mit dem 110-kV Netz verbunden sind (Einspeise-UW). Die Einspeisegruppe wird dann durch die Erzeugungsanlagen eines oder mehrerer Umspannwerke gebildet. Die Zuordnung der Umspannwerke zu den Einspeisegruppen erfolgt durch MITNETZ STROM.

Die Anzahl der netztechnischen Einspeisegruppen des jeweiligen Netzbetreibers ist von der Einbindung der Umspannwerke in das Netz der MITNETZ STROM abhängig.

### 2.2. Gruppierung der Erzeugungsanlagen – Zuordnung zu Prioritäten

Wie im Leitfaden für die Zusammenarbeit der Stromnetzbetreiber im Rahmen der Kaskade (4.0) des BDEW und VKU vom 21.12.2017 (BDEW-Praxisleitfaden) beschrieben, werden auch im NSM der MITNETZ STROM die Erzeugungsanlagen verschiedenen Gruppen zugeordnet, nachfolgend Prioritäten genannt, die nacheinander beeinflusst werden.

Dieses Prinzip wird auch auf den Netzbetreiber übertragen. Alle Erzeugungsanlagen einer Priorität im Netz des Netzbetreibers in einer netztechnischen Einspeisegruppe werden gedanklich zu einer Erzeugungsanlage zusammengefasst, der ein Sollwert/Funkrundsteuerempfänger zugeordnet wird. Somit sind beim Netzbetreiber je netztechnischer Einspeisegruppe maximal vier Sollwerte/Funkrundsteuerempfänger, je verfügbarer Priorität, einzurichten/zu installieren. Über diese wird nicht direkt auf die Erzeugungsanlagen im Netz des Netzbetreibers zurückgegriffen. Der Netzbetreiber erhält die Information, in welcher Priorität, welcher Leistungsbetrag von ihm zu reduzieren ist. Die Umsetzung ist stets Aufgabe des Netzbetreibers.

Die Prioritäten sind in Anlehnung an den BDEW-Praxisleitfaden wie folgt definiert:

- Priorität 1<sup>1</sup>: Erzeugungsanlagen ohne gesetzlichen Anspruch (sogenannte ogA): konventionelle Kraftwerke (ohne KWK), Müll-/thermische Abfallentsorgung (ohne KWK), Spitzenstromerzeugungsanlagen, sonstige Erzeugungsanlagen (z. B. Pumpspeicher) sowie Müll-/ thermische Abfallentsorgung (ohne KWK) mit anteiligem EE-Strom i. S. d. § 5 EEG 2017, KWK-Anlagen in der Ausschreibung mit 1 bis 50 MW
- Priorität 2: Windkraftanlagen, Biomasse ohne KWK, Geothermie, Bio-/Deponiegas, Wasser ohne Schwallbildung
- Priorität 3: KWK-Anlagen, PV-Anlagen (über 100 kWp), BHKW – kommunale Wärmeversorgung, Biomasse mit KWK, IKW – Prozesswärme, Wasser mit Schwallbildung
- Priorität 4: Kleine PV-Anlagen (bis einschließlich 100 kWp ohne Begrenzung der Einspeiseleistung auf 70 % der Nennleistung)

### 2.3. Erforderliche Prozessdaten

Zur Einbindung eines Netzbetreibers ins NSM der MITNETZ STROM sind nachfolgende Prozessdaten erforderlich:

- Wirk- und Blindleistung sowie Spannung (P, Q und U) an den Netzverknüpfungspunkten
- P, Q und U der Trafos der 110-kV/MS-Umspannwerke
- Stellungsmeldungen der Schaltgeräte der 110-kV-Anlagen der Umspannwerke

Bei Einsatz von Fernwirktechnik je Einspeisegruppe und Priorität sind zusätzlich folgende Daten auszutauschen:

- Installierte Wirkleistung der Energieerzeugung (P)
- Wirkleistung der Energieerzeugung (P) (Istleistung)
- Sollwert der Energieerzeugung (P) (Prozentwert)
- Sollwertrückmeldung

### 2.4. Ermittlung der aktuellen Ist-Einspeiseleistung der Erzeugungsanlagen im Netz des Netzbetreibers

Die Ist-Einspeiseleistung muss bekannt sein, um bei einer NSM-Maßnahme zu ermitteln, welcher Leistungsbetrag je Einspeisegruppe bei der jeweiligen Reduzierungsanforderung entlastend wirksam wird.

Die summierte Ist-Einspeiseleistung je netztechnischer Einspeisegruppe und Priorität ist per Fernwirk-/Stationsleittechnik online ins Netzleitsystem der MITNETZ STROM zu übertragen.

---

<sup>1</sup> Die Gruppen 1 und 2 nach dem BDEW-Praxisleitfaden wurden in der Priorität 1 zusammengefasst, da die Praxis zeigt, dass beide Gruppen regelmäßig bei NSM-Maßnahmen komplett abgesteuert werden.

In einer Übergangsphase bis zur Realisierung der genannten Online-Anbindung wird MITNETZ STROM unter Nutzung von Ersatzwertstrategien aus der installierten Leistung die aktuelle Ist-Einspeiseleistung wie folgt ermitteln:

- **Referenzmesswerte für Windkraftanlagen**

Die Prozessgröße einer geografisch nahen Windkraftanlage (Referenzmesswert) wird auf die Erzeugungsanlage übertragen.

Jeder Erzeugungsanlage sind der Referenzmesswert und deren regelbare Leistung fest zugeordnet. Das Verhältnis aus gemessener Leistung ( $P_{ref\_mess}$ ) und installierter Leistung ( $P_{ref\_inst}$ ) des Referenzwertes wird auf die regelbare Leistung ( $P_{regel}$ ) der Erzeugungsanlage übertragen

$$P_{ist} = P_{regel} * P_{ref\_mess}/P_{ref\_inst}$$

Bei Ausfall des Referenzmesswertes wird das Verhältnis mit dem Faktor 0,5 angenommen.

- **Tageskennlinien für Erzeugungsanlagen vom Typ Solare Strahlungsenergie (sog. Kurve)**

Es wird eine Tageskennlinie mit Faktoren für jede Viertelstunde verwendet. Diese Kennlinie bildet die allgemeine Einspeisegangleinie von PV-Anlagen ab und wird jahreszeitabhängig gewechselt.

In der Istwert-Berechnung wird die maximal regelbare Leistung der Erzeugungsanlage mit dem der Tages- und Jahreszeit zugeordneten Faktor verrechnet

$$P_{ist} = P_{regel} * \text{Faktor}$$

- **Faktor für alle anderen Arten von Erzeugungsanlagen**

Sind die vorgenannten Methoden zur Ermittlung der Istleistung nicht anwendbar, wird diese hilfweise unter Nutzung eines festen Faktors nach folgender Formel berechnet:

$$P_{ist} = P_{regel} * \text{Faktor}$$

Der Faktor ist vom Netzbetreiber in Abstimmung mit dem betroffenen Betreiber der Erzeugungsanlage so festzulegen, dass er die tatsächliche Einspeisung möglichst gut repräsentiert.

Um diese Ersatzwertstrategien anwenden zu können, sind MITNETZ STROM Einzelwerte und/oder aggregierte Werte der installierten Leistung bezogen auf Einspeise-UW und Priorität bereitzustellen.

## 2.5. Bedeutung der Reduzierungsvorgaben

### 2.5.1. Sollwertvorgaben

Jede Sollwertvorgabe ist genau einer netztechnischen Einspeisegruppe und innerhalb dieser einer Priorität zugeordnet. Jeder Sollwert kann Werte zwischen Null und Hundert annehmen. Der Sollwert gibt vor, auf welchen Prozentwert der installierten Leistung der Einspeisegruppe reduziert werden soll. Der Sollwert 100 lässt die uneingeschränkte Einspeisung zu, während der Sollwert Null die komplette Absteuerung fordert. Diese Vorgabe gilt bis zur nächsten Sollwertänderung.

- **Beispiel:**

Der Sollwert ist der Einspeisegruppe 1 und innerhalb dieser der Priorität 1 zugeordnet. Hier ist lediglich eine Müllverbrennungsanlage mit einer installierten Leistung von 10 MW vorhanden. Diese Anlage speist

aktuell 8 MW ein. Eine Sollwertänderung von 100 auf 50 bedeutet somit, dass die Einspeiseleistung der Anlage, ausgehend von der installierten Leistung mit 10 MW um 50 % auf 5 MW reduziert werden soll. Da die tatsächliche Einspeiseleistung aktuell 8 MW beträgt, reicht es aus, wenn die Anlage ihre Leistung um 3 MW auf die geforderten 5 MW absenkt.

Die Prioritäten werden der Reihe nach, beginnend bei der Priorität 1, jeweils über alle netztechnischen Gruppen der MITNETZ STROM und der nachgelagerten Netzbetreiber 'durchfahren'. Wenn das Abschaltziel schon vorher erreicht wird, werden nicht alle Prioritäten durchfahren.

Ein Wert zwischen Null und Hundert der jeweiligen Priorität wird nur dann ausgegeben, wenn in der vorigen Priorität die Reduzierung auf Null angefordert wurde.

### 2.5.2. Ausgaben des Funkrundsteuerempfängers

Jeder Funkrundsteuerempfänger ist genau einer netztechnischen Einspeisegruppe und innerhalb dieser einer Priorität zugeordnet. Jeder Funkrundsteuerempfänger ist mit vier Relais bestückt. Durch Funkrundsteuertelegramme wird immer nur eines dieser Relais angesteuert. Die geschlossenen Kontakte haben folgende Bedeutung:

- K1: 100 % - uneingeschränkte Einspeisung möglich
- K2: 60 % - so lange Einspeiseleistung der jeweiligen Priorität (nach Ziffer 2.2) innerhalb der jeweiligen netztechnischen Einspeisegruppe reduzieren bis diese 60 % der installierten Leistung dieser Priorität und netztechnischer Einspeisegruppe nicht übersteigt.
- K3: 30 % - so lange Einspeiseleistung der jeweiligen Priorität (nach Ziffer 2.2) innerhalb der jeweiligen netztechnischen Einspeisegruppe reduzieren bis diese 30 % der installierten Leistung dieser Priorität und netztechnischer Einspeisegruppe nicht übersteigt
- K4: 0 % - alle Erzeugungsanlagen der jeweiligen Priorität (nach Ziffer 2.2) innerhalb der jeweiligen netztechnischen Einspeisegruppe auf Null absenken

Die Prioritäten werden der Reihe nach, beginnend bei der Priorität 1, jeweils über alle netztechnischen Gruppen, die der MITNETZ STROM und der nachgelagerten Netzbetreiber, 'durchfahren'. Wenn das Abschaltziel schon vorher erreicht wird, werden nicht alle Prioritäten 'durchfahren'.

Ein 30 oder 60 Prozentwert der jeweiligen Priorität wird nur dann ausgegeben, wenn in der vorigen Priorität die Reduzierung auf Null angefordert wurde.

## 2.6. Systemimbalance

Bei Störungen der Systemimbalance ergibt sich für jeden nachgelagerten Netzbetreiber ein Absenkbetrag entsprechend des jährlich abgestimmten Aufteilungsschlüssels.

Dieser Absenkbetrag wird per Fax/Mail übermittelt. Bei Anlagen mit EFR-Empfängern kann in vielen Fällen nicht genau genug der entsprechende Wert angewiesen werden. Bei Einsatz von Fernwirktechnik kann zusätzlich eine Vorgabe eines Sollwertes vereinbart werden, wobei zur Einstellung des Wertes die Prioritäten der Reihe nach, beginnend bei der Priorität 1, betrachtet werden, bis der Wert gemäß Aufteilungsschlüssel erreicht wird.

## 2.7. Reaktion auf die Sollwertvorgaben, übergangsweise Relaisausgaben der Funkrundsteuerempfänger/Weiterverdrahtung nach den Relaiskontakten

Über die maximal vier Sollwerte/Funkrundsteuerempfänger je Einspeisegruppe erfolgt die Aufforderung unter Angabe von Höhe und Priorität, Entlastungsmaßnahmen durchzuführen. Der Netzbetreiber muss eigenständig dafür sorgen, dass die per Sollwert/Funkrundsteuerempfänger angeforderten Entlastungsmaßnahmen jederzeit unverzüglich umgesetzt werden.

Eine Sollwertänderung bzw. eine Änderung der Relaiskontakte des EFR-Empfängers haben im Netzleitsystem des Netzbetreibers, das 24/7 überwacht wird, zu einem Alarm zu führen.

Eine andere Variante ist die Weiterverarbeitung der Sollwertvorgaben im Netzleitsystem des Netzbetreibers bzw. die Implementierung eines technischen Systems nach den Relaiskontakten der Funkrundsteuerempfänger, so dass die Entlastungsmaßnahmen entsprechend der Anforderung automatisch ablaufen.

## 2.8. Beispiele für Einsatzfälle des NSM

In den nachfolgenden Beispielen werden Sollwerte und Kontakte der EFR-Empfänger alternativ genannt. Im konkreten Fall ist natürlich nur eine Variante der Übermittlung der Beeinflussungsziele implementiert.

Es wird hier bei der Prüfung der Prioritäten von Vormerkung gesprochen, da erst nach dem Gesamtdurchlauf über alle netztechnischen Einspeisegruppen und Prioritäten alle Vormerkungen in möglichst wenigen Telegrammen zusammengefasst werden. Anschließend wird die Versendung der Telegramme veranlasst bzw. es werden die Sollwerte ausgegeben.

### 2.8.1. Ausgangswerte zum Zeitpunkt der NSM-Maßnahme:

Alle Erzeugungsanlagen im Netz des Netzbetreibers sind netztechnisch der gleichen Einspeisegruppe zugeordnet. Der Netzbetreiber hat die folgende Einspeiserstruktur mit folgenden Werten für die Ermittlung der Ist-Einspeiseleistung:

<i>Priorität</i>	<i>Erzeugungsanlage(-ngruppe)</i>	<i>Methode zur Ermittlung der aktuellen Ist-Einspeisung</i>	<i>aktuelle Einspeisung</i>
1	ogA-Anlage mit 2 MW	Einspeisefaktor (EF) von 0,5 (vom Netzbetreiber festgelegt)	1 MW
2	Windpark mit 6 MW installierter Leistung	80 % vom Referenzpark	4,8 MW
2	Wasserkraftwerk mit 2 MW installierter Leistung	EF von 0,5 (vom Netzbetreiber festgelegt)	1 MW
3	PV-Anlage mit 4 MW installierter Leistung	EF von 0,5 aus Kurve	2 MW
3	KWK-Anlagen mit 10 MW installierter Leistung	EF von 0,8 (vom Netzbetreiber festgelegt)	8 MW
4	Klein-PV-Anlagen mit zusammen 0,5 MW installierter Leistung	EF von 0,5 aus Kurve	0.25 MW

Die aktuellen Ist-Einspeisungen werden im Netzleitsystem der MITNETZ STROM innerhalb der NSM-Algorithmen gemäß Ziffer 2.4 berechnet. Bei einer installierten Leistung von 24,5 MW wird so eine aktuelle Ist-Einspeisung von 17,05 MW ermittelt.

### 2.8.2. Beispiel 1

**Das Absenckziel wird nicht innerhalb der Einspeisegruppe des Netzbetreibers erreicht.**

**Durchlauf in Priorität 1:** Nach Vormerkung der wirksameren netztechnischen Einspeisegruppen, die vor dem Netzbetreiber berücksichtigt wurden, müssen noch **20 MW** abgesenkt werden. Die ogA-Anlage kann **1 MW** beitragen, wird also komplett zur Absenkung vorgemerkt (Priorität 1 gleich Null).

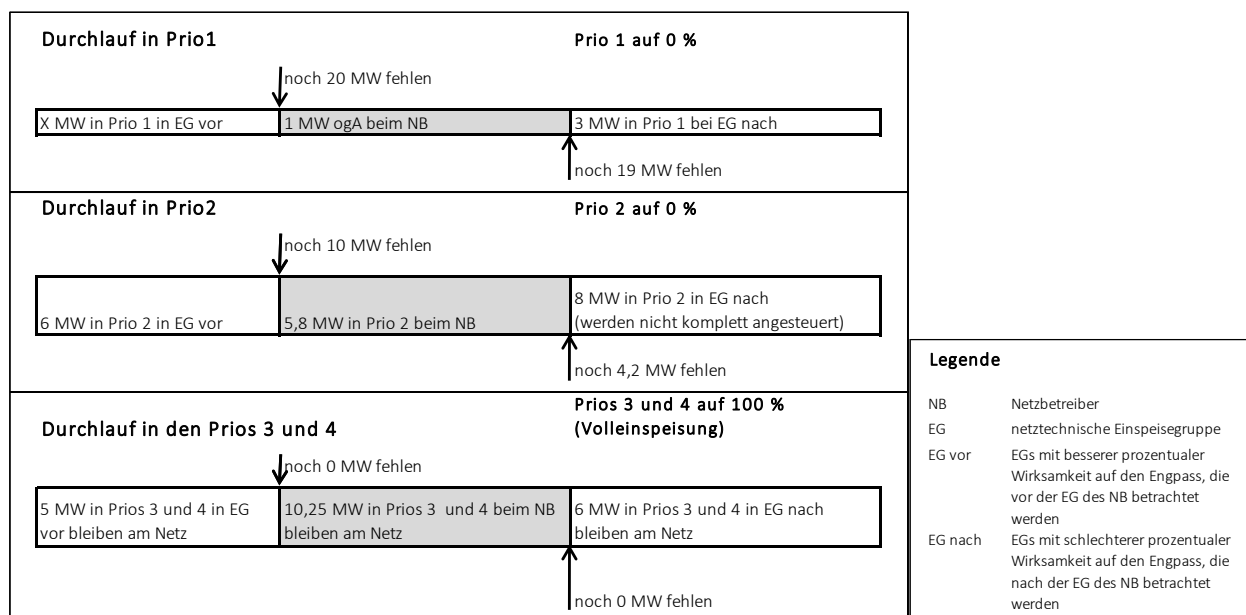
**Durchlauf in Priorität 2** Da bereits weitere **9 MW** bei anderen netztechnischen Einspeisegruppen (außerhalb des Netzes des Netzbetreibers) vorgemerkt wurden, müssen noch **10 MW** (20-1-9) abgesenkt werden.

Der Netzbetreiber kann **5,8 MW** beitragen. Die Anlagen der Priorität 2 werden also komplett zur Absenkung vorgemerkt.

Diese Reduzierung reicht der MITNETZ STROM zur Erfüllung des Aufrufes noch nicht aus. Es müssen noch **4,2 MW** (20-1-9-5,8) abgesenkt werden Dies wird in nachgeordneten Einspeisegruppen aufsummiert.

**Durchläufe in den Prioritäten 3 und 4:** Das Absenckziel wurde in Priorität 2 im weiteren Verlauf der Vormerkungen bei Erzeugungsanlagen außerhalb des Netzes des Netzbetreibers erreicht. Die Funkrundsteuerempfänger bzw. Sollwerte der Prioritäten 3 und 4 lassen 100 % Einspeisung zu.

**Zusammenfassung:** Die Versendung der Telegramme führt dazu, dass die Relais der Funkrundsteuerempfänger bzw. die Sollwerte der ersten zwei Prioritäten die Reduzierung auf Null anfordern und die Funkrundsteuerempfänger bzw. Sollwerte der Prioritäten 3 und 4 die Volleinspeisung zulassen. Der Netzbetreiber muss seine ogA-Anlage und seine Anlagen der Priorität 2 komplett abfahren. PV- und KWK-Anlagen bleiben unbeeinflusst.



### 2.8.3. Beispiel 2

Das Absenkeziel wird innerhalb der Einspeisegruppe des Netzbetreibers erreicht.

**Durchlauf in Priorität 1:** Nach Vormerkung der wirksameren netztechnischen Einspeisegruppen die vor dem Netzbetreiber berücksichtigt wurden, müssen noch **25 MW** abgesenkt werden. Die ogA-Anlage kann **1 MW** beitragen, wird also komplett zur Absenkung vorgemerkt (Priorität 1 gleich Null).

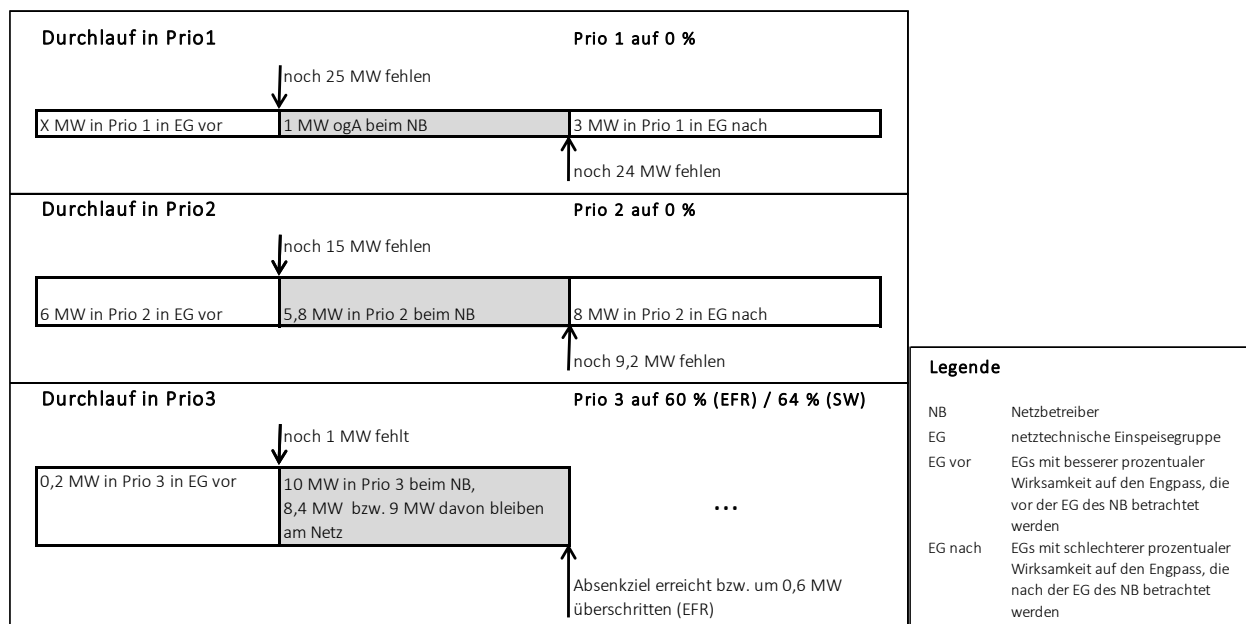
**Durchlauf in Priorität 2:** Da bereits weitere 9 MW bei anderen netztechnischen Einspeisegruppen (außerhalb des Netzes des Netzbetreibers) vorgemerkt wurden, müssen noch **15 MW** (25-1-9) abgesenkt werden.

Die **5,8 MW** des Netzbetreibers in Priorität 2 werden komplett zur Absenkung vorgemerkt (Priorität 2 gleich Null).

**Durchlauf in Priorität 3:** Da bereits weitere 8,2 MW bei anderen Einspeisegruppen (außerhalb des Netzes des Netzbetreibers) vorgemerkt wurden, muss noch **1 MW** (25-1-9-5,8-8,2) abgesenkt werden. Das ist nur ein Teil der Erzeugungsleistung der Priorität 3. In Priorität 3 wird bei Nutzung der EFR-Technik eine Reduzierung auf 60 % der installierten Leistung vorgemerkt. Damit ist das Absenkeziel um 0,6 MW ( $10 - 8,4 [60\% P_{inst}] = 1,6$ ) überschritten. Bei Nutzung von Sollwerten kann mit dem Sollwert der Priorität 3 der Wert genau vorgegeben werden. Es wird eine Reduzierung auf 64 % der installierten Leistung (9 MW) vorgegeben.

**Durchlauf in Priorität 4:** Dieser findet nicht mehr statt, da das Absenkeziel bereits in Priorität 3 erreicht wurde.

**Zusammenfassung:** Die Versendung der Telegramme führt dazu, dass die Sollwerte bzw. die Relais der Funkrundsteuerempfänger der ersten zwei Prioritäten die Reduzierung auf Null anfordern. Der der Priorität 3 zugeordnete Sollwert verlangt eine Reduzierung auf 64 % der in der Priorität installierten Leistung bzw. im Funkrundsteuerempfänger der Priorität 3 ist das Relais angezogen, das eine Einspeisung in der Größenordnung von 60 % der installierten Leistung zulässt. Klein-PV-Anlagen (Priorität 4) dürfen uneingeschränkt einspeisen. Der Netzbetreiber muss also seine ogA-Anlage und die Anlagen der Priorität 2 komplett herunterfahren. Unter der Annahme, dass die KWK-Anlagen nicht 'angefasst' werden sollen (Wärmeproduktion), ist die PV-Anlage um 1 MW (Sollwert) bzw. 1,6 MW (EFR) in ihrer Einspeisung zu reduzieren.



#### 2.8.4. Beispiel 3 Systemimbalance

Gemäß Aufteilungsschlüssel sei der Prozentwert des Netzbetreibers 0,25. Bei einer Anforderung der 50Hertz von 500 MW, wird MITNETZ STROM per Fax/Mail einen Absenkbetrag von 1,25 MW übermitteln. Eine Umsetzung in Sollwerte der Fernwirktechnik würde folgendermaßen aussehen

**Durchlauf in Priorität 1:** Der Prio 1 – Messwert weist eine Einspeiseleistung von 1 MW aus. Dieser Betrag reicht noch nicht aus, um die Vorgabe zu erfüllen. Deshalb wird für die Priorität 1 der Sollwert 0 gesendet.

**Durchlauf in Priorität 2:** Für Priorität 2 verbleiben somit noch 0,25 MW zur Absenkung. Der Messwert der Priorität weist eine Einspeisung von 5,8 MW aus. Es ist eine Reduzierung auf 5,55 MW erforderlich. Das sind 69,34 % der installierten 8 MW in Priorität 2. Für die Priorität 2 wird der Sollwert 69 gesendet.

**Durchläufe in Priorität 3 und 4:** Diese Durchläufe entfallen, da mit Umsetzung der Sollwertvorgaben für die Prioritäten 1 und 2 die Absenkvorgabe erfüllt wird. Die Einspeiser der Prioritäten 3 und 4 sind nicht zu beeinflussen.

Stand: 01.04.2019