

# Massnahmen von Swissgrid bei Gefährdung des stabilen Netzbetriebs

Anhang zur Betriebsvereinbarung mit KWB für direkt am Übertragungsnetz angeschlossene Kraftwerke

Version 2.0 vom 1. April 2026

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Vorbemerkungen</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>Präventive Massnahmen</b>	<b>3</b>
2.1	Prozessbeschreibung	3
2.1.1	Engpasswarnungen prognostizieren (Jahr, Monat)	3
2.1.2	Engpasswarnungen finalisieren (Woche, Tag)	3
2.2	Nichteinhaltung der Leistungseinschränkungen	4
<b>3</b>	<b>Operative Massnahmen</b>	<b>4</b>
3.1	Massnahmen bei Gefährdung des sicheren Betriebs des Übertragungsnetzes	4
3.2	Allgemeine Bestimmungen	4
<b>4</b>	<b>Redispatch-Prozesse</b>	<b>5</b>
4.1	Nationaler Redispatch	5
4.2	Internationaler Redispatch (Regelfall)	5
4.3	Internationaler Redispatch (Ausnahmefälle)	5
4.4	Unterscheidung von Redispatch-Abrufen gemäss Ziff. 4.1 und 4.3 anhand der Vorlaufzeit der Aktivierung	6
4.5	Vergütungsmechanismus für Redispatch	6
4.5.1	Leistungserhöhung	7
4.5.2	Leistungsreduktion	9
4.5.3	Sonderregelungen für Redispatch mit weniger als 15 Minuten Vorlaufzeit	10
4.6	Rundung bei der Preisberechnung	11
4.7	Korrektur des Bilanzgruppen-Saldos Redispatch gemäss Ziff. 4.1 und 4.3	11
4.8	Bestimmung der verfügbaren Leistung für Redispatch	11
4.8.1	Berechnung	12
4.8.2	Pönale bei fehlender oder nicht korrekter Meldung der verfügbaren Leistung	13
4.9	Veränderung geplanter Arbeitspunkt und Grenzwerte während Redispatch	13
4.10	Transparenz	14
4.11	Änderungen im Falle von zwingenden Vorgaben	14
<b>5</b>	<b>Kostentragung und Vergütung im Falle eines DEKWE</b>	<b>14</b>
5.1	Kostentragung	14
5.1.1	Kostentragung im Falle eines DEKWE als engpassreduzierende Massnahme	14

5.1.2	Kostentragung im Falle eines DEKWE als spannungsstützende Massnahme	15
5.1.3	Kostentragung im Falle eines DEKWE als frequenzstützende Massnahme	15
5.2	Vergütung	15
5.3	Rundung bei der Preisberechnung	16
5.4	Korrektur des Bilanzgruppen-Saldos bei DEKWE bei Einhaltung der Anordnungen und Prozesse durch KWB	16
5.5	Korrektur des Bilanzgruppen-Saldos bei DEKWE bei Nichteinhaltung der Anordnungen und Prozesse durch KWB	16
<b>6</b>	<b>Abrechnung</b>	<b>16</b>

# 1 Vorbemerkungen

- (1) Swissgrid ist gesetzlich ermächtigt und verpflichtet, bei Gefährdung des sicheren Betriebs des Übertragungsnetzes die notwendigen Massnahmen zu ergreifen (Art. 20 Abs. 2 lit. c i.V.m. Art. 20a Abs. 1 Bundesgesetz über die Stromversorgung [Stromversorgungsgesetz, StromVG; SR 734.7]).
- (2) Der vorliegende Anhang enthält Bestimmungen, die der operativen Umsetzung von Engpasswarnungen, von Redispatch und des direkten Eingriffs in den Kraftwerkseinsatz (DEKWE) dienen.
- (3) Der vorliegende Anhang enthält darüber hinaus Bestimmungen zur Abrechnung im Zusammenhang mit Redispatch und dem direkten Eingriff in den Kraftwerkseinsatz.

## 2 Präventive Massnahmen

### 2.1 Prozessbeschreibung

- (1) Bei einer prognostizierten Gefährdung des stabilen Netzbetriebs setzt Swissgrid vorzugsweise präventive Massnahmen, wie beispielsweise Engpasswarnungen, ein. Das Ziel des Engpasswarnungsprozesses besteht darin, die Grenzwerte für Ein- und Ausspeisungen von betroffenen Kraftwerksknoten am Übertragungsnetz zu ermitteln. Leistungseinschränkungen werden nur dann vorgegeben, wenn sowohl das Kraftwerk als auch die geplanten Ausserbetriebnahmen im Übertragungsnetz einen signifikanten Einfluss auf einen oder mehrere Netzengpässe aufweisen.
- (2) Basierend auf den durchgeführten Sicherheitsberechnungen für das Übertragungsnetz veröffentlicht Swissgrid die Engpasswarnungen im entsprechenden Zeithorizont online und benachrichtigt die KWB diesbezüglich.
- (3) Dabei wird grundsätzlich zwischen den zwei nachfolgenden zeitlich gestaffelten Meldungsarten unterschieden.

#### 2.1.1 Engpasswarnungen prognostizieren (Jahr, Monat)

- (1) Diese Prognose gibt eine erste Indikation, in welchem Zeitraum mit Leistungseinschränkungen gerechnet werden muss und wie hoch diese sein können.

#### 2.1.2 Engpasswarnungen finalisieren (Woche, Tag)

- (1) Im Rahmen der Wochenverfügbarkeitsplanung werden für den Zeithorizont «Woche» Engpasswarnungen für die Folgewoche ausgesprochen, wenn die Sicherheitsrechnung für das Übertragungsnetz dies erfordert. Dabei werden Engpässe identifiziert und ein maximaler Leistungswert für Ein- und Ausspeisungen der betroffenen Kraftwerksknoten berechnet. Die Onlinepublikation erfolgt wöchentlich bis spätestens Freitag um 12.00 Uhr.
- (2) Zur Erhöhung der Flexibilität im Kraftwerkseinsatz berechnet Swissgrid zusätzlich Transferfaktoren, die eine Verschiebung einer Leistungseinschränkung von einem Kraftwerksknoten zu einem anderen ermöglichen.
- (3) Sofern sich die betriebliche Notwendigkeit für kurzfristige Planungsänderungen ergibt, führt Swissgrid den Prozess für den betroffenen Zeitbereich erneut durch und aktualisiert die Engpasswarnungen bis D-2 17.00 Uhr entsprechend und informiert die KWB über die Veröffentlichung der aktualisierten Engpasswarnung.
- (4) Eine Aufhebung von Engpasswarnungen bzw. eine Reduktion von Leistungseinschränkungen kann jederzeit erfolgen, z.B. bei vorzeitig abgeschlossenen Ausserbetriebnahmen. Swissgrid informiert die KWB so schnell wie möglich per E-Mail über die Aufhebung und veröffentlicht die aktualisierte Engpasswarnung im Nachgang.
- (5) Die betroffenen KWB müssen unter Berücksichtigung der Transferfaktoren in Summe unterhalb der Leistungseinschränkungen bleiben, um bei einem operativen Eingriff nicht pönalisiert zu werden.

## 2.2 Nichteinhaltung der Leistungseinschränkungen

- (1) Bei Nichteinhaltung der von Swissgrid zuletzt kommunizierten Leistungseinschränkungen, unter Berücksichtigung der Transferfaktoren, zahlen alle Kraftwerke, welche diese Grenze nicht einhalten, unabhängig vom Typ, zusätzlich 10% des jeweils aktuell gültigen SwissIX-DA-Stundenpreises an Swissgrid, falls ein Redispatch notwendig wird.
- (2) Pönalisiert wird die maximale Überschreitung der präventiv kommunizierten Leistungseinschränkungen über die gesamte Redispatch-Dauer, unter Berücksichtigung der Transferfaktoren.

## 3 Operative Massnahmen

### 3.1 Massnahmen bei Gefährdung des sicheren Betriebs des Übertragungsnetzes

- (1) Wenn trotz der präventiven Massnahmen weiterhin Engpässe bestehen, beziehungsweise andere Umstände, wie z.B. kurzfristig eintretende Ereignisse oder Spannungsprobleme, den sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes gefährden, wird Swissgrid entweder:
  - (a) topologische Massnahmen, oder
  - (b) Redispatch in Form von
    - (i) internationalem Redispatch, oder
    - (ii) nationalem Redispatch, oder
    - (iii) Single Redispatch, oder
  - (c) eine Kombination von topologischen Massnahmen und von Redispatch, oder
  - (d) DEKWE bzw. den Einsatz von Pump-/Umwälzwerken anwenden.
- (2) Dabei werden prioritär topologische Massnahmen und sekundär Redispatch zur Erhaltung oder Wiederherstellung des sicheren Betriebs des Übertragungsnetzes eingesetzt. Massgebend sind insoweit die Regelungen im Anhang «Schnittstellenhandbuch Betriebsführung».
- (3) Wenn der sichere Betrieb des Übertragungsnetzes trotz Anwendung von topologischen Massnahmen und/oder Redispatch nicht wiederhergestellt werden kann, wird Swissgrid bei Vorliegen einer kritischer Netzsituation unter anderem den DEKWE bzw. den Einsatz von Pump-/Umwälzwerken gemäss Anhang «Schnittstellenhandbuch Betriebsführung» anwenden.

### 3.2 Allgemeine Bestimmungen

- (1) Die Anweisung zur Anpassung der Arbeitspunkte der Erzeugungseinheiten (EZE) an die ausgewählten KWB erfolgt durch Kommunikation von Swissgrid an die Kraftwerksanlagensteuerstellen (KAS). Die weitere Kommunikation der Anweisung in Richtung Bilanzgruppenverantwortliche (BGV) und Systemdienstleistungsverantwortliche (SDV) liegt gemäss Anhang «Schnittstellenhandbuch Betriebsführung» in der Verantwortung der KAS.
- (2) Kernkraftwerke werden erst dann ausgewählt, wenn sich ein Engpass mit den übrigen EZE nicht beheben lässt. Bei Abrufen von Kernkraftwerken muss eine minimale Vorlaufzeit von 20 Minuten und eine minimale Abrufdauer von einer (1) Stunde eingehalten werden.
- (3) Sofern die KWB die Redispatch-Anweisung trotz Wiederholung und ohne Vorliegen eines Ausnahmegrundes nach Anhang «Schnittstellenhandbuch Betriebsführung», Ziffer «Weisungsrechte der ÜNB für Massnahmen im Betrieb des ÜN an die Anlagenbetreiber am ÜN» nicht befolgt und die Überlastsituation bestehen bleibt, kann Swissgrid eine Ersatzmassnahme auf Kosten der betroffenen KWB anordnen (Art. 20a Abs. 4 StromVG). In diesen Fällen trägt die KWB gemäss Betriebsvereinbarung KWB, Ziffer «Haftung im Innenverhältnis», auch die Folgeschäden.

## 4 Redispatch-Prozesse

### 4.1 Nationaler Redispatch

- (1) Nationaler Redispatch ist ein Eingriff in den Kraftwerkseinsatz bzw. den Einsatz von Pump-/Umwälzwerken und wird von Swissgrid wie folgt angewendet:
  - (a) Simulation von möglichen Verlagerungen der Produktion und/oder des Bezugs.
  - (b) Optimierung des Eingriffs aufgrund der Sensitivität auf den Engpass unter Berücksichtigung der verfügbaren Redispatch-Leistung der EZE und/oder Verbrauchseinheiten (VE). Die Bestimmung der verfügbaren Redispatch-Leistung von EZE und/oder VE basiert auf Ziff. 4.9.1. Dabei kommt die Menge gemäss Priorität 3 zur Anwendung. Stehen zur Behebung eines Engpasses verschiedene EZE und/oder VE mit gleich hoher Sensitivität auf den Engpass zur Verfügung, so werden zuerst die Einheiten ausgewählt, bei welchen Leistung gemäss Priorität 1 zur Verfügung steht. Erst anschliessend werden die Verfügbarkeiten gemäss Priorität 2 und danach gemäss Priorität 3 berücksichtigt.
  - (c) Die Auswahl der EZE und/oder VE bei einem nationalen Redispatch erfolgt auf beiden Seiten des Engpasses abhängig von der Sensitivität auf den Engpass. Durch die Auswahl der Einheit mit dem stärksten Einfluss auf den Engpass wird die benötigte Redispatch-Leistung minimiert.

### 4.2 Internationaler Redispatch (Regelfall)

- (1) In der Regel verwendet Swissgrid für die Umsetzung von internationalem Redispatch Tertiärregelenergie. Dabei gelten die auf der Swissgrid Website bekanntgemachten Bestimmungen gemäss Rahmenvertrag für die Teilnahme an der Tertiärregelung in der jeweils gültigen Fassung.

### 4.3 Internationaler Redispatch (Ausnahmefälle)

- (1) Der Eingriff in den Kraftwerkseinsatz bzw. den Einsatz von Pump-/Umwälzwerken kommt bei internationalem Redispatch nur in folgenden Ausnahmefällen zur Anwendung:
  - (a) Eine auf einzelne EZE und/oder VE bezogene (knotenscharfe) Umsetzung des internationalen Redispatch ist erforderlich. In einer solchen Situation erfolgt die Auswahl der EZE und/oder VE abhängig von der Sensitivität auf den Engpass und der verfügbaren Redispatch-Leistung gemäss Ziff. 4.9.1. Dabei kommt die Menge gemäss Priorität 3 zur Anwendung. Mögliche Gründe für die Notwendigkeit einer knotenscharfen Umsetzung eines internationalen Redispatch sind insbesondere:
    - (i) Der internationale Redispatch wird als Ersatz für einen nationalen Redispatch durchgeführt, für welchen in der Schweiz die Leistung in einer Richtung nicht vorhanden ist.
    - (ii) Angespannte Netzsituation in der Schweiz. Das ist in der Regel dann der Fall, wenn gleichzeitig zum internationalen Redispatch auch ein nationaler Redispatch stattfindet.
    - (iii) Die anfordernde ausländische Übertragungsnetzbetreiberin verlangt eine knotenscharfe Umsetzung.
  - (b) Die verfügbare Menge der Tertiärregelenergie reicht für die Umsetzung eines internationalen Redispatch nicht aus. In diesem Fall wird zuerst Tertiärregelenergie aktiviert und nur der danach noch ungedeckte Bedarf mittels Eingriffes in den Kraftwerkseinsatz bzw. den Einsatz von Pump-/Umwälzwerken gedeckt. Dazu werden die EZE/VE anhand der Höhe des ungedeckten Bedarfs und der jeweils verfügbaren Redispatch-Leistung gemäss Priorität 1 (vgl. Ziff. 4.9.1) wie folgt ausgewählt:
    - (i) Der ungedeckte Bedarf ist zu 100% erfüllbar und kann durch wenige EZE/VE mit einer definierten Minimalmenge von 50 MW erbracht werden. In diesem Fall wird der Bedarf im Verhältnis der verfügbaren Leistung der EZE/VE auf diese Auswahl von EZE/VE verteilt.

- (ii) Der ungedeckte Bedarf ist zu 100% erfüllbar, kann aber nicht durch EZE/VE mit der definierten Minimalmenge erbracht werden. In diesem Fall wird der Bedarf im Verhältnis der verfügbaren Leistung auf alle EZE/VE verteilt.
- (iii) Der ungedeckte Bedarf ist nicht zu 100% erfüllbar. In diesem Fall wird die gesamte verfügbare Menge aller EZE/VE abgerufen und Swissgrid trifft weitere Abklärungen in Bezug auf den immer noch ungedeckten Bedarf.

#### **4.4 Unterscheidung von Redispatch-Abrufen gemäss Ziff. 4.1 und 4.3 anhand der Vorlaufzeit der Aktivierung**

##### **(1) Redispatch-Abruf mit kurzer Vorlaufzeit und Dauer**

- (a) Falls die Netzsituation es verlangt, kann Swissgrid Redispatch ohne Vorlaufzeit und ohne Bezug zum Fahrplanraster aktivieren, wobei aufgrund der Umsetzungsdauer eine Vorlaufzeit von 15 Minuten, mit Bezug zum Fahrplanraster, durch Swissgrid angestrebt wird. Die Umsetzung erfolgt unter Berücksichtigung von Zehn-Minuten Rampen. Die Rampe soll um t-5 beginnen und die volle Aktivierung um t+5 erreicht werden. Durch eine schnelle Umsetzung der Anforderung durch die KWB kann die anfallende Ausgleichsenergie begrenzt werden.
- (b) Die maximale Redispatch-Dauer eines einzelnen Abrufes basierend auf der verfügbaren Redispatch-Leistung von EZE und/oder VE gemäss Ziff. 4.9.1 beträgt die laufende Stunde plus zwei volle Stunden.
- (c) Diese Redispatch-Abrufe werden gemäss Ziff. 4.6.1 (2)/4.6.2 (2) vergütet.

##### **(2) Redispatch-Abruf mit längerer Vorlaufzeit oder Dauer**

- (a) Swissgrid kann Redispatch frühestens ab dem Empfang der PPS um 16.30 Uhr am Tag D-1 aktivieren. Die Umsetzung erfolgt im Fahrplanraster unter Berücksichtigung von Zehn-Minuten Rampen. Die Rampe soll um t-5 beginnen und die volle Aktivierung um t+5 erreicht werden.
- (b) Ein Redispatch mit längerer Vorlaufzeit im Sinne dieser Ziffer liegt dann vor, wenn die Vorlaufzeit länger als die laufende Stunde plus zwei volle Stunden ist.
- (c) Swissgrid kann bei den KWB, sofern dies erforderlich ist, auch Abrufe mit einer Dauer von bis zu 24 Stunden gesondert anfragen. Dabei endet ein Abruf spätestens um 24.00 Uhr des aktuellen Tages. Hierzu wird die KWB die Verfügbarkeit der angeforderten Redispatch-Leistung prüfen und Swissgrid bestätigen.
- (d) Da der Redispatch-Abruf auf  $P_{\max}$  bzw.  $P_{\min}$  der PPS basiert (vgl. Anhang «Daten», Ziffer «Fristen, Zeithorizonte und zeitliche Auflösung der Daten in der Verfügbarkeitsplanung»), hat der KWB das Recht, Redispatch-Abrufe, welche eine Dauer von über zwei Stunden haben, mit einer Vorlaufzeit von 2 Stunden zu stornieren, sofern die technischen und hydraulischen Bedingungen in der aktivierten EZE eine Energielieferung nicht mehr ermöglichen.
- (e) Redispatch-Abrufe mit längerer Vorlaufzeit oder Dauer werden gemäss Ziff. 4.6.1 (3)/4.6.2 (3) vergütet.

#### **4.5 Single Redispatch**

##### **4.5.1 Prozessuale Einordnung Single Redispatch**

- (1) Der Single Redispatch kommt in Situationen zum Einsatz, in denen eine knotenscharfe Leistungsreduktion einzelner EZE und/oder Leistungserhöhung einzelner VE erforderlich ist, gleichzeitig aber nicht ausreichend Leistung in Gegenrichtung in der Schweiz (im Rahmen des nationalen Redispatch gemäss Ziff. 4.1) oder im Ausland (im Rahmen des internationalen Redispatch

gemäss Ziff. 4.3) zur Verfügung steht. In diesen Situationen kann durch den Einsatz des Single Redispatch ein direkter Eingriff in den Kraftwerkseinsatz vermieden werden.

- (2) Beim Single Redispatch stellt Swissgrid der KWB für ein konkretes Kraftwerk eine Anfrage zu, ob die KWB den betreffenden Produktionspunkt anpassen kann. Es handelt sich hierbei anders als beim nationalen Redispatch gemäss Ziff. 4.1 oder internationalen Redispatch gemäss Ziff. 4.3 nicht um eine Anweisung. Die Massnahme wird auf Anfrage freiwillig zur Verfügung gestellt.
- (3) Im Unterschied zum nationalen Redispatch gemäss Ziff. 4.1 oder internationalen Redispatch gemäss Ziff. 4.3 veranlasst Swissgrid jedoch keine zeitgleiche Produktionsanpassung in einem anderen Kraftwerk in der Schweiz oder im Ausland zum Ausgleich. Die Energie zum Ausgleich wird beim Single Redispatch von der Bilanzgruppe des betroffenen Kraftwerks selbst beschafft. Dabei gilt die zwingende Vorgabe, dass die Energie für den Ausgleich auf dem deutschen Intraday-Markt beschafft werden muss und durch die Reservierung von Intraday-Grenzkapazität und entsprechender Fahrplananmeldung in die Schweiz importiert wird.

#### **4.5.2 Prozessablauf und Kontaktstellen**

- (1) Der Prozessablauf für den Single Redispatch wird im Anhang «Schnittstellenhandbuch Betriebsführung», Ziffer «Single Redispatch durchführen» beschrieben.
- (2) Im Folgemonat stellt Swissgrid der KWB und der zuständigen Bilanzgruppe in einem gesonderten Abstimmungsrapport die Dokumentation über die Massnahme (Zeit der Anfrage, Zeitraum, Netzknoten und Menge und Preise) zur Verfügung (siehe dazu Ziff. 4.6.4). Swissgrid verifiziert anhand der Reservierung der Intraday-Kapazität für den betreffenden Zeitraum, dass die Energie aus Deutschland eingeführt wurde.
- (3) Die relevante Kontaktstelle für den Single Redispatch seitens Swissgrid ist der Systemdienstleistungs-Einsatz (NLÜ-SDE) gemäss Anhang «Kontaktstellen», Ziffer «Kontakte für betriebliche Belange».
- (4) Die relevante Kontaktstelle für den Single Redispatch seitens KWB ist die KAS-Betriebsführung (Echtzeitbetrieb) gemäss Anhang «Kontaktstellen», Ziffer «Kontakte für betriebliche Belange für jedes Kraftwerk». Verwendet die KWB für den Single Redispatch eine zusätzliche Kontaktstelle, dann ergänzt die KWB dies im Anhang «Kontaktstellen», Ziffer «Kontakte für betriebliche Belange für jedes Kraftwerk».
- (5) Falls trotz Zusage zur Ausführung des Single Redispatches die notwendige Energie im deutschen Intraday-Markt wider Erwarten aufgrund der Nichtverfügbarkeit der Intraday-Grenzkapazität nicht beschaffen werden kann, hat die relevante Kontaktstelle für den Single Redispatch seitens KWB die NLÜ-SDE unverzüglich darüber zu informieren. Damit gilt die Zusage zur Ausführung des Single Redispatches als widerrufen und die Pflicht zur Erbringung des Single Redispatches seitens KWB sowie die Pflicht zur Vergütung des Single Redispatches seitens Swissgrid entfällt.

## **4.6 Vergütungsmechanismus für Redispatch**

### **4.6.1 Leistungserhöhung<sup>1</sup>**

- (1) Bei Redispatch gemäss Ziff. 4.1 und 4.3 ist der Vergütungssatz für die Leistungserhöhung in einem Zeitintervall von der Dauer des Abrufs und dem Zeitpunkt der Aktivierung gemäss Ziff. 4.4 abhängig. Der Vergütungssatz ist für alle Kraftwerke, Pump- und/oder Umwälzwerke identisch und unabhängig von der abgerufenen Menge.
- (2) Für die Leistungserhöhung mit kurzer Vorlaufzeit und Dauer gemäss Ziff. 4.4 (1), also mit einer Dauer von bis zu 2 Stunden plus die laufende Stunde, welche bis höchstens zwei Stunden plus

---

<sup>1</sup> Leistungserhöhung umfasst sowohl die Erhöhung der Produktion eines Kraft- oder Umwälzwerkes als auch die Reduktion des Bezugs eines Pump-/Umwälzwerkes.

die laufende Stunde vor der Leistungserhöhung aktiviert wird, errechnet sich der Vergütungssatz für die Energie für jedes Zeitintervall von fünfzehn Minuten ( $pRD_{d,t}^+$ ) wie folgt:

- (a) Der für jedes Zeitintervall von fünfzehn Minuten geltende, rechnerische Preis ( $pRD_{calc}$ ) ist an die Merit-Order-Liste für Tertiärregelenergie in positive Richtung (TRE<sub>pos</sub>-MOL) indexiert. Zur Ermittlung von  $pRD_{calc}$  wird für das jeweilige Zeitintervall die TRE<sub>pos</sub>-MOL nach aufsteigendem Gebotspreis, beginnend mit dem niedrigsten Gebotspreis, geordnet. Der Preis  $pRD_{calc}$  entspricht dem Gebotspreis desjenigen TRE<sub>pos</sub>-Gebots, bei dem die kumulierte Angebotsmenge erstmals eine Menge von 150 MW erreicht oder überschreitet. Der Preis  $pRD_{calc}$  kann für jedes Zeitintervall fortlaufend ermittelt werden.

$t$  : ein bestimmtes 15-Minuten-Zeitintervall eines Kalendertages  $d$

$MOL_{d,t}^+ = \{(q_i, p_i)\}_{i=1}^N$  : ist die TRE<sub>pos</sub>-Merit-Order-Liste für Tag  $d$  und Intervall  $t$ , wobei  $q_i$  die angebotene Leistung in MW und  $p_i$  der zugehörige Gebotspreis ist, sortiert nach  $p_i$  in aufsteigender Reihenfolge.

$Q_k = \sum_{i=1}^k q_i$  : ist die kumulierte Angebotsmenge.

$pRD_{calc}_{d,t} = p_k$  mit  $k = \min \{k \mid Q_k \geq 150\}$

- (b) Sofern es in einem der gemäss lit. (a) berücksichtigten Zeitintervalle TRE<sub>pos</sub>-Abrufe gibt und diese Abrufe zu einem höheren Preis als dem für dieses Zeitintervall ermittelten  $pRD_{calc}$  führen, ist für die Durchschnittsbildung gemäss lit. (c) für das jeweilige Zeitintervall anstelle des  $pRD_{calc}$  der höchste aufgrund eines TRE<sub>pos</sub>-Abrufs realisierte Preis ( $pTRE_{pos\_last}$ ) massgeblich.
- (c) Der für die Vergütung massgebliche Preis ( $pRD_{d,t}^+$ ) ergibt sich aus dem arithmetischen Mittel ( $pRD_{mittel}$ ) der für dasselbe Zeitintervall ermittelten Preise  $pRD_{calc}$  bzw.  $pTRE_{pos\_last}$  der vorangegangenen sieben Kalendertage multipliziert mit dem Faktor<sup>2</sup> 1.25, falls  $pRD_{mittel}$  grösser Null ist und 0.75 falls  $pRD_{mittel}$  kleiner als Null ist.

$$pRD_{mittel}_{d,t}^+ = \frac{1}{7} \sum_{j=1}^7 \max(pRD_{calc}_{d-j,t}, pTRE_{pos\_last}_{d-j,t})$$

$$pRD_{d,t}^+ = pRD_{mittel}_{d,t}^+ * \begin{cases} 1.25, & pRD_{mittel}_{d,t}^+ \geq 0 \\ 0.75, & pRD_{mittel}_{d,t}^+ < 0 \end{cases}$$

- (3) Für die Leistungserhöhung mit längerer Vorlaufzeit oder Dauer gemäss Ziff. 4.4 (2), also mit einer Vorlaufzeit der Aktivierung von über zwei Stunden plus die laufende Stunde gilt:

- (a) Für die Leistungserhöhung entspricht der Vergütungssatz für die Energie dem Preis gemäss Ziff. 4.6.1 (2) plus
- (b) der Vergütung für die Opportunitätskosten aus der Reduktion der Kraftwerksflexibilität in die dem Redispatch entgegengesetzte Richtung. Diese Vergütung berechnet sich wie folgt:

$$E2_+ = (P_{plan_{PPS}} - P_{min_{PPS}}) * (Max(0; Spot_{CH} - Min(Spot_{CH-20\%}; WAP_{DE}^{ID} + PCapa_{DE-CH}^{DA}; WAP_{AT}^{ID} + PCapa_{AT-CH}^{DA}; WAP_{FR}^{ID} + PCapa_{FR-CH}^{DA}; WAP_{IT}^{ID} + PCapa_{IT-CH}^{DA})))$$

<sup>2</sup> Die Faktoren bilden die kurzfristigen Opportunitätsverluste durch die Reduktion der kurzfristigen Kraftwerksflexibilität in Gegenrichtung des Redispatch in den Märkten für Tertiär- und Sekundärregelenergie ab.

Wobei:

$Pplan_{PPS}$	= Pplan des Kraftwerks gem. PPS zum Zeitpunkt des Redispatch-Abrufs mit längerer Vorlaufzeit (MW*1h ; >0)
$Pmin_{PPS}$	= Pmin des Kraftwerks gem. PPS zum Zeitpunkt des Redispatch-Abrufs mit längerer Vorlaufzeit (MW*1h ; >0)
$Spot_{CH}$	= EPEX SPOT CH für die MTU <sup>3</sup> t
$Spot_{CH-20\%}$	= 80% des EPEX SPOT CH für die MTU t (Abschlag von 20%)
$WAP_{DE}^{ID}$	= DE EPEX IDC ID3 für die MTU t
$WAP_{FR}^{ID}$	= FR EPEX IDC ID3 für die MTU t
$WAP_{IT}^{ID}$	= MI-XBID für die MTU t
$WAP_{AT}^{ID}$	= AT EPEX IDC ID3 für die MTU t
$PCapa^{DA}$	= Kapazitätspreis aus der Tagesauktion für die die betroffene MTU, Grenze und Richtung (sofern kein ID-Kapazitätspreis verfügbar)
$PCapa^{ID}$	= Kapazitätspreis aus der ID-Auktion für die die betroffene MTU, Grenze und Richtung (sofern eine ID-Auktion besteht)

#### 4.6.2 Leistungsreduktion<sup>4</sup>

- (1) Bei Redispatch gemäss Ziff. 4.1 und 4.3 ist der Vergütungssatz für die Energie für die Leistungsreduktion in einem Zeitintervall von der Dauer des Abrufs und dem Zeitpunkt der Aktivierung gemäss Ziff. 4.4 abhängig. Der Vergütungssatz für die Energie ist für alle Kraftwerke, Pumpwerke und/oder Umwälzwerke identisch und unabhängig von der abgerufenen Menge unter Vorbehalt von Ziff. 4.12.
- (2) Für die Leistungsreduktion mit kurzer Vorlaufzeit und Dauer gemäss Ziff. 4.4 (1), also mit einer Dauer von bis zu 2 Stunden plus die laufende Stunde, welche bis höchstens zwei Stunden plus die laufende Stunde vor der Leistungsreduktion aktiviert wird, errechnet sich der Vergütungssatz für die Energie für jedes Zeitintervall von fünfzehn Minuten ( $pRD_{d,t}$ ) wie folgt:
  - (a) Der für jedes Zeitintervall von fünfzehn Minuten geltende, rechnerische Preis ( $pRD_{calc}$ ) ist an die Merit-Order-Liste für Tertiärregelenergie in negative Richtung (TRE<sub>neg</sub>-MOL) indexiert. Zur Ermittlung von  $pRD_{calc}$  wird für das jeweilige Zeitintervall die TRE<sub>neg</sub>-MOL nach absteigendem Gebotspreis, beginnend mit dem höchsten Gebotspreis, geordnet. Der Preis  $pRD_{calc}$  entspricht dem Gebotspreis desjenigen TRE<sub>neg</sub>-Gebots, bei dem die kumulierte Angebotsmenge erstmals eine Menge von 150 MW erreicht oder überschreitet. Der Preis  $pRD_{calc}$  kann für jedes Zeitintervall fortlaufend ermittelt werden.

$t$  : ein bestimmtes 15-Minuten-Zeitintervall eines Kalendertages  $d$

$MOL_{d,t} = \{(q_i, p_i)\}_{i=1}^N$  : ist die TRE<sub>neg</sub>-Merit-Order-Liste für Tag  $d$  und Intervall  $t$ , wobei  $q_i$  die angebotene Leistung in MW und  $p_i$  der zugehörige Gebotspreis ist, sortiert nach  $p_i$  in aufsteigender Reihenfolge.

$Q_k = \sum_{i=1}^k q_i$  : ist die kumulierte Angebotsmenge.

$pRD_{calc_{d,t}} = p_k$  mit  $k = \min \{k \mid Q_k \geq 150\}$

- (b) Sofern es in einem der gemäss lit. (a) berücksichtigten Zeitintervalle TRE<sub>neg</sub>-Abrufe gibt und diese Abrufe zu einem niedrigeren Preis als dem für dieses Zeitintervall ermittelten  $pRD_{calc}$  führen, ist für die Durchschnittsbildung gemäss lit. (c) für das jeweilige Zeitintervall anstelle des  $pRD_{calc}$  der niedrigste aufgrund eines TRE<sub>neg</sub>-Abrufs realisierte Preis ( $pTRE_{neg\_last}$ ) massgeblich.

<sup>3</sup> Market Time Unit

<sup>4</sup> Leistungsreduktion umfasst sowohl die Reduktion der Produktion eines Kraft- oder Umwälzwerkes als auch die Erhöhung des Bezugs eines Pump-/ Umwälzwerkes.

- (c) Der für die Vergütung massgebliche Preis ( $pRD_{d,t}^-$ ) ergibt sich aus dem arithmetischen Mittel ( $pRD_{mittel}$ ) der für dasselbe Zeitintervall ermittelten Preise  $pRD_{calc}$  bzw.  $pTREneg\_last$  der vorangegangenen sieben Kalendertage multipliziert mit dem Faktor<sup>5</sup> 0.7, falls  $pRD_{mittel}$  grösser Null ist und 1.3 falls  $pRD_{mittel}$  kleiner als Null ist.

$$pRD_{mittel}^-_{d,t} = \frac{1}{7} \sum_{j=1}^7 \min(pRD_{calc}_{d-j,t}, pTREneg\_last_{d-j,t})$$

$$pRD_{d,t}^- = pRD_{mittel}^-_{d,t} * \begin{cases} 0.7, & pRD_{mittel}^-_{d,t} \geq 0 \\ 1.3, & pRD_{mittel}^-_{d,t} < 0 \end{cases}$$

- (d) Für Laufwasser- und Kernkraftwerke beträgt der Vergütungssatz für die Energie für das Rückfahren von Kraftwerken maximal EUR 0.00 pro MWh. D.h. diese Kraftwerke zahlen keine Entschädigung für die abgenommene Energie an Swissgrid, erhalten aber die gleiche Vergütung wie die übrigen Kraftwerke, falls der oben definierte Vergütungssatz für die Energie negativ ist.
- (3) Für die Leistungsreduktion mit längerer Vorlaufzeit oder Dauer gemäss Ziff. 4.4 (2), also mit einer Vorlaufzeit der Aktivierung von über zwei Stunden plus die laufende Stunde gilt:
- (a) Für die Leistungsreduktion entspricht der Vergütungssatz für die Energie dem Preis gemäss Ziff. 4.6.2 (2)(2)plus
- (b) der Vergütung für die Opportunitätskosten aus der Reduktion der Kraftwerksflexibilität in die dem Redispatch entgegengesetzte Richtung. Diese Vergütung berechnet sich wie folgt:

$$E2_- = (P_{max_{PPS}} - P_{plan_{PPS}}) * (Max(0; Spot_{CH+20\%}; WAP_{DE}^{ID} - PCapa_{CH-DE}^{DA}; WAP_{FR}^{ID} - PCapa_{CH-FR}^{DA}; WAP_{IT}^{ID} - PCapa_{CH-IT}^{DA}; WAP_{AT}^{ID} - PCapa_{CH-AT}^{DA}) - max(0; Spot_{CH}))$$

Wobei:

$P_{plan_{PPS}}$	= $P_{plan}$ des Kraftwerks gem. PPS zum Zeitpunkt des Redispatch-Abrufs mit längerer Vorlaufzeit (MW*1h ; >0)
$P_{max_{PPS}}$	= $P_{max}$ des Kraftwerks gem. PPS zum Zeitpunkt des Redispatch-Abrufs mit längerer Vorlaufzeit (MW*1h ; >0)
$Spot_{CH}$	= EPEX SPOT CH für die MTU t
$Spot_{CH+20\%}$	= 120% des EPEX SPOT CH für die MTU t (Zuschlag von 20%)
$WAP_{DE}^{ID}$	= DE EPEX IDC ID3 für die MTU t
$WAP_{FR}^{ID}$	= FR EPEX IDC ID3 für die MTU t
$WAP_{IT}^{ID}$	= MI-XBID für die MTU t
$WAP_{AT}^{ID}$	= AT EPEX IDC ID3 für die MTU t
$PCapa^{DA}$	= Kapazitätspreis aus der Tagesauktion für die die betroffene MTU, Grenze und Richtung (sofern kein ID-Kapazitätspreis verfügbar)
$PCapa^{ID}$	= Kapazitätspreis aus der ID-Auktion für die die betroffene MTU, Grenze und Richtung (sofern eine ID-Auktion besteht)

#### 4.6.3 Sonderregelungen für Redispatch mit weniger als 15 Minuten Vorlaufzeit

- (1) Unterschreitet die Vorlaufzeit 15 Minuten, so entrichtet Swissgrid eine zusätzliche Kompensationszahlung an die KWB. Die Vorlaufzeit ist definiert als der Zeitraum zwischen dem Beginn des Abrufs gemäss Abrufmeldung und der Abrufmeldung durch Swissgrid. Die Kompensationszahlung durch Swissgrid erfolgt für die Kompensationszeit. Diese ist definiert als 10 Minuten abzüglich der Vorlaufzeit (in Minuten), jedoch mindestens 0 Minuten. Die Regelungen in Ziff. 4.6.1,

<sup>5</sup> Die Faktoren bilden die kurzfristigen Opportunitätsverluste durch die Reduktion der kurzfristigen Kraftwerksflexibilität in Gegenrichtung des Redispatch in den Märkten für Tertiär- und Sekundärregelenergie ab.

4.6.2 sowie 4.8 gelten unverändert. Es kommt der entsprechende Ausgleichsenergiepreis derjenigen Zeitperiode zum Zuge, in welcher der Lieferstart liegt.

- (2) Bei Leistungserhöhung wird, sofern der Ausgleichsenergiepreis für die betroffene Periode positiv ist, eine Kompensationszahlung fällig, die sich wie folgt berechnet:

$$\text{Kompensationszahlung [EUR]} = \text{Kompensationszeit [min]} * \text{Leistungserhöhung [MW]} \\ * \text{Ausgleichsenergiepreis [EUR/ MWh]} / 60 [\text{min/h}]$$

- (3) Bei Leistungsreduktion wird, sofern der Ausgleichsenergiepreis für die betroffene Periode negativ ist, eine Kompensationszahlung fällig, die sich wie folgt berechnet:

$$\text{Kompensationszahlung [EUR]} = \text{Kompensationszeit [min]} * \text{Leistungsreduktion [MW]} \\ * \text{Ausgleichsenergiepreis [EUR/ MWh]} / 60 [\text{min/h}].$$

- (4) Die Kompensationszahlung beträgt mindestens EUR 0.00. Allfällige Erlöse die sich bei den Bilanzgruppen der KWB durch Redispatch mit weniger als 15 Minuten Vorlaufzeit ergeben, werden im Rahmen dieser Sonderregelung nicht berücksichtigt.

#### 4.6.4 Vergütung des Single Redispatch

- (1) Die Vergütung für den Single Redispatch gemäss Ziff. 4.5 besteht aus drei Komponenten:

(a) Die Vergütung für die Leistungsreduktion im betroffenen Kraftwerk bzw. die Leistungserhöhung der betroffenen VE erfolgt gemäss Ziff. 4.6.2.

(b) Die Vergütung für die Beschaffung der Energie im deutschen Intraday-Markt zum Ausgleich der Leistungsreduktion im betroffenen Kraftwerk entspricht

(i) Bei positivem Preis (DE EPEX IDC ID1):

Menge \* 120% des «DE EPEX IDC ID1»

(ii) Bei negativem Preis (DE EPEX IDC ID1)

Menge \* 80% des «DE EPEX IDC ID1»

(c) Für jeden Abruf wird zusätzlich eine Pauschale von 600 € vergütet.

- (2) Auf Wunsch des KWB und gegen Vorlegen eines entsprechenden Nachweises des Beschaffungspreises wird die Komponente in Abs. (1) (b) ersetzt durch:

(i) Bei positivem Beschaffungspreis:

Menge \* 120% des Beschaffungspreises

(ii) Bei negativem Beschaffungspreis:

Menge \* 80% des Beschaffungspreises

#### 4.7 Rundung bei der Preisberechnung

- (1) Alle berechneten Preise werden kaufmännisch auf Eurocent gerundet.

#### 4.8 Korrektur des Bilanzgruppen-Saldos Redispatch gemäss Ziff. 4.1 und 4.3

- (1) Im Post Scheduling Verfahren stimmt Swissgrid am nächsten Arbeitstag einen Korrekturfahrplan mit den BGVs der betroffenen KWB ab. Dieser korrigiert das Ausgleichsenergiekonto um die gelieferte resp. bezogene Redispatch-Energie und gleicht die betroffenen Bilanzgruppen nach dem Eingriff in den Kraftwerkseinsatz bzw. in den Einsatz von Pump-/Umwälzwerken wieder aus.

- (2) Die KWB verpflichtet sich, den BGV zu beauftragen, die Abwicklung der Korrekturfahrpläne gemäss Bilanzgruppenvertrag sicherzustellen.

#### 4.9 Bestimmung der verfügbaren Leistung für Redispatch

- (1) Nachfolgende Bestimmungen sind nur auf den Redispatch gemäss Ziff. 4.1 und 4.3 anwendbar.

- (2) Für die Bestimmung der verfügbaren Redispatch-Leistung der EZE/VE haben die KWB der Swissgrid gemäss Anhang «Anforderungen an Fahrplandaten und elektronischen Datenaustausch» rechtzeitig die korrekten PPS- und RPS-Daten zu übermitteln. Via PPS sind neben dem geplanten Arbeitspunkt auch die Grenzwerte (max./min. Produktions- und/oder Pumpleistung) unter Berücksichtigung der hydrologischen Gegebenheiten pro EZE/VE zu melden (vgl. Anhang «Daten», Ziffer «Fristen, Zeithorizonte und zeitliche Auflösung der Daten in der Verfügbarkeitsplanung»). Des Weiteren melden die SDV über die Reserve Responsible Party Schedule (RPS) die Vorhaltung für Regelleistung und Regelenergie für jede EZE/VE (vgl. Anhang «Schnittstellenhandbuch Systemdienstleistungen zum Rahmenvertrag für die Teilnahme an der Tertiärregelung» und Anhang «Anforderungen an Fahrplandaten und elektronischen Datenaustausch»).

#### 4.9.1 Berechnung

- (1) Die verfügbare Redispatch-Leistung einer EZE/VE wird aus den PPS- und RPS-Daten wie folgt berechnet:

##### (a) Bestimmung der Betriebsart

- (1) Zuerst wird basierend auf den Werten  $P_{plan-}$  und  $P_{plan+}$  aus den PPS gemäss folgender Logik die aktuelle Betriebsart bestimmt:

$P_{plan-}$	$P_{plan+}$	Betriebsart
$\leq 0$	$\leq 0$	Aus
$\leq 0$	$> 0$	Turbinieren
$> 0$	$\leq 0$	Pumpen
$> 0$	$> 0$	Mix

##### (b) Bestimmung verfügbare Redispatch-Leistung zur Leistungserhöhung 1. Priorität

- (1) Die verfügbare Redispatch-Leistung zur Leistungserhöhung (PRD+) wird abhängig von der aktuellen Betriebsart wie folgt bestimmt:

$$\text{Betriebsart ‚Aus‘: } P_{RD+} = P_{max+} - P_{pri+} - P_{sek+} - P_{ter+}$$

$$\text{Betriebsart ‚Turbinieren‘: } P_{RD+} = P_{max+} - P_{plan+} - P_{pri+} - P_{sek+} - P_{ter+}$$

$$\text{Betriebsart ‚Pumpen‘: } P_{RD+} = P_{plan-} - P_{min-} - P_{pri+} - P_{sek+} - P_{ter+}$$

$$\text{Betriebsart ‚Mix‘: } P_{RD+} = (P_{max+} - P_{plan+}) + (P_{plan-} - P_{min-}) - P_{pri+} - P_{sek+} - P_{ter+}$$

##### (c) Bestimmung verfügbare Redispatch-Leistung zur Leistungsreduktion 1. Priorität

- (1) Die verfügbare Redispatch-Leistung zur Leistungsreduktion (PRD-) wird abhängig von der aktuellen Betriebsart wie folgt bestimmt:

$$\text{Betriebsart ‚Aus‘: } P_{RD-} = P_{max-} - P_{pri-} - P_{sek-} - P_{ter-}$$

$$\text{Betriebsart ‚Turbinieren‘: } P_{RD-} = P_{plan+} - P_{min+} - P_{pri-} - P_{sek-} - P_{ter-}$$

$$\text{Betriebsart ‚Pumpen‘: } P_{RD-} = P_{max-} - P_{plan-} - P_{pri-} - P_{sek-} - P_{ter-}$$

$$\text{Betriebsart ‚Mix‘: } P_{RD-} = (P_{plan+} - P_{min+}) + (P_{max-} - P_{plan-}) - P_{pri-} - P_{sek-} - P_{ter-}$$

##### (d) Bestimmung der Redispatch-Leistung 2. Priorität

- (1) Die Bestimmung der verfügbaren Redispatch-Leistung gemäss 2. Priorität erfolgt analog der Bestimmung der 1. Priorität, allerdings wird die Vorhaltung für Tertiärregelenergie ( $P_{ter+}$ ,  $P_{ter-}$ ) nicht berücksichtigt.
- (2) Bei einer Redispatch-Anweisung, die auf die Leistung gemäss 2. Priorität zurückgreift, kann die Vorhaltung der Tertiärregelleistung verletzt werden. Swissgrid wird deshalb in diesen Fällen Angebote für Tertiärregelenergie im Umfang der Verwendung der Vorhaltung für Tertiärregelenergie ( $P_{ter+}$ ,  $P_{ter-}$ ) als nicht verfügbar deklarieren, ohne dass der SDV dafür eine Pönale schuldet und ohne Auswirkung auf eine allfällige Vergütung für die Leistungsvorhaltung.

- (3) Es werden jeweils die günstigsten zu diesem Zeitpunkt noch nicht abgerufenen Tertiärregelenergieangebote des betriebsführenden SDV der betroffenen EZE/VE als nicht verfügbar deklariert, unabhängig davon, ob es sich um eigene Angebote dieses SDV oder um Angebote von beteiligten Partnern handelt.

**(e) Bestimmung der Redispatch-Leistung 3. Priorität**

- (1) Die Bestimmung der verfügbaren Redispatch-Leistung gemäss 3. Priorität erfolgt analog der Bestimmung der 1. Priorität, allerdings wird die Vorhaltung für Tertiärregelenergie ( $P_{\text{ter}+}$ ,  $P_{\text{ter}-}$ ) und für Sekundärregelenergie ( $P_{\text{sek}+}$ ,  $P_{\text{sek}-}$ ) nicht berücksichtigt.
- (2) Bei einer Redispatch-Anweisung, die auf die Leistung gemäss 3. Priorität zurückgreift, kann die Vorhaltung der Tertiärregelenergie, wie auch die Vorhaltung der Sekundärregelenergie verletzt werden. Swissgrid wird deshalb in diesen Fällen Angebote für Tertiärregelenergie bzw. Sekundärregelenergie im Umfang der Verwendung der Vorhaltung für Tertiärregelenergie ( $P_{\text{ter}+}$ ,  $P_{\text{ter}-}$ ) bzw. Sekundärregelenergie ( $P_{\text{sek}+}$ ,  $P_{\text{sek}-}$ ) als nicht verfügbar deklarieren, ohne dass der SDV dafür eine Pönale schuldet und ohne Auswirkung auf eine allfällige Vergütung für die Leistungsvorhaltung.
- (3) Es werden jeweils die günstigsten zu diesem Zeitpunkt noch nicht abgerufenen Tertiärregelenergieangebote bzw. Sekundärregelenergieangebote des betriebsführenden SDV der betroffenen EZE/VE als nicht verfügbar deklariert, unabhängig davon, ob es sich um eigene Angebote dieses SDV oder um Angebote von beteiligten Partnern handelt.

**4.9.2 Pönale bei fehlender oder nicht korrekter Meldung der verfügbaren Leistung**

- (1) Die KWB sind verpflichtet Swissgrid rechtzeitig die korrekten PPS- und RPS-Daten zu übermitteln (vgl. Ziff. 4.9). Insbesondere sollen die Werte  $P_{\text{max}}$  und  $P_{\text{min}}$  gemäss Anhang «Daten», Ziffer «Fristen, Zeithorizonte und zeitliche Auflösung der Daten in der Verfügbarkeitsplanung» nur basierend auf technischen und hydraulischen Gründen und/oder Sicherheitsbestimmungen festgelegt werden. Die Meldung einer davon abweichenden Leistung aus wirtschaftlichen Gründen ist nicht zulässig.
- (2) Swissgrid überprüft die gemeldeten Daten regelmässig auf Plausibilität. Fehlt eine Meldung oder besteht der Verdacht auf eine nicht korrekte Meldung der verfügbaren Leistung, wird Swissgrid den KWB zu einer schriftlichen Stellungnahme auffordern.
- (3) Bei wiederholter von KWB verschuldeter und eine Toleranz von 10% der  $P_{\text{max}}$  gemäss PPS überschreitender Abweichung der gemeldeten Redispatch-Leistung von der tatsächlich verfügbaren Redispatch-Leistung verpflichtet sich die KWB, Swissgrid eine Pönale zu entrichten. Die Pönale wird berechnet aus dem Vergütungssatz für die Energie multipliziert mit der Abweichung der gemeldeten Redispatch-Leistung von der gemäss Ziff. 4.9.1 festgelegten Redispatch-Leistung und der Zeitdauer der Abweichung. Der Energiepreis für die Pönale entspricht maximal dem höchsten SwissIX-DA Stundenpreis der laufenden Kalenderwoche.

**4.10 Veränderung geplanter Arbeitspunkt und Grenzwerte während Redispatch**

- (1) Eine KWB kann den Arbeitspunkt Pplan einer EZE/VE, welche an einem Redispatch gemäss Ziff. 4.1 oder 4.3 beteiligt ist, für die laufende Redispatch-Dauer bei Leistungserhöhung nur oberhalb und bei Leistungsreduktion nur unterhalb des durch die Redispatch-Anweisung geforderten Leistungsniveaus anpassen. Die Grenzwerte  $P_{\text{min}}$  und  $P_{\text{max}}$  sollen unabhängig vom Redispatch-Abruf weiterhin unter Berücksichtigung der technischen und hydraulischen Bedingungen gemeldet werden. Ohne Einschränkung anpassen kann die KWB die Arbeitspunkte und Grenzwerte für einen Zeitpunkt nach dem Redispatch. Die KWB muss die angepassten Arbeitspunkte und Grenzwerte aber in jedem Fall umgehend mittels PPS an Swissgrid melden.
- (2) Bei Gruppen von EZE/VE, die untereinander hydraulisch gekoppelt sind, kann Swissgrid zusätzliche Toleranzen gewähren, innerhalb welcher die Arbeitspunkte und Grenzwerte der einzelnen EZE/VE auch während eines laufenden Redispatch verändert werden dürfen. Für die Summe der

Arbeitspunkte und Grenzwerte der Gruppe von EZE/VE gelten die Regelungen gemäss vorhergehendem Abschnitt uneingeschränkt. Swissgrid und die KWB legen solche Toleranzen schriftlich fest.

#### **4.11 Transparenz**

- (1) Informationen über ausgeführte Redispatch werden zeitnah auf der Swissgrid Homepage (<http://www.swissgrid.ch>) publiziert.
- (2) Insbesondere veröffentlicht Swissgrid für jeden Redispatch den genauen Zeitraum, die Leistungsmenge sowie der Grund für den Redispatch.
- (3) Erfolgt der Redispatch gemäss Ziff. 4.1 oder 4.3, so werden zusätzlich die Namen der beteiligten Einheiten veröffentlicht.

#### **4.12 Änderungen im Falle von zwingenden Vorgaben**

- (1) Führt internationaler Redispatch zu erheblichen nicht verursachergerecht überwälzbaren Kosten, wendet Swissgrid auf Anweisung der EICom in Abänderung von Ziff. 4.6.2 i.V.m. Ziff. 4.2 und Ziff. 4.3 für Leistungsreduktionen bei internationalen Redispatch eine Preisuntergrenze von EUR 0.00 pro MWh an. Bei der Anwendung dieser Preisuntergrenze berücksichtigt Swissgrid ausschliesslich Tertiärregelenergieangebote mit einem Energiepreis von minimal EUR 0.00 pro MWh. Der nach Berücksichtigung dieser Angebote ungedeckt verbleibende Bedarf kann Swissgrid mittels Eingriff in den Kraftwerkseinsatz bzw. in den Einsatz von Pump-/Umwälzwerken decken und hierfür die EZE/VE anhand der Höhe des ungedeckten Bedarfs und der jeweils verfügbaren Redispatch-Leistung gemäss Priorität 2 (vgl. Ziff. 4.9.1) auswählen.
- (2) Swissgrid wird die Vertragspartner mindestens 30 Tage im Voraus schriftlich über die Änderung informieren, sofern die Anweisung der EICom keine kürzere Frist vorsieht.

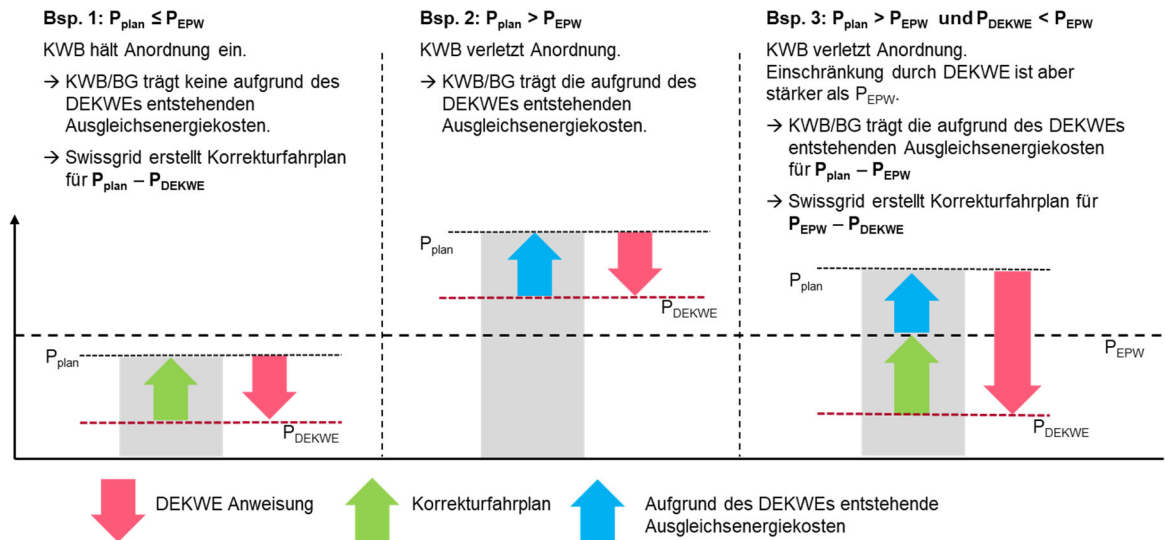
### **5 Kostentragung und Vergütung im Falle eines DEKWE**

#### **5.1 Kostentragung**

##### **5.1.1 Kostentragung im Falle eines DEKWE als engpassreduzierende Massnahme**

- (1) Sofern der DEKWE eine engpassreduzierende Massnahme ist, trägt die zuständige Bilanzgruppe eines von einem DEKWE betroffenen Kraftwerks keine aufgrund des DEKWEs entstehenden Ausgleichsenergiekosten, wenn die KWB vorgängig sämtliche Anordnungen und Prozesse gemäss der Betriebsvereinbarung, des vorliegenden Anhangs «Massnahmen von Swissgrid bei Gefährdung des stabilen Netzbetriebs» und des Anhangs «Schnittstellenhandbuch Betriebsführung» eingehalten hat. Das beinhaltet insbesondere folgende Ziffern des vorliegenden Anhangs «Massnahmen von Swissgrid bei Gefährdung des stabilen Netzbetriebs»
  - den Engpasswarnungsprozess gemäss Ziff. 2,
  - die Durchführung von Redispatch gemäss Ziff. 3 und
  - die fristgerechte und korrekte Meldung der PPS und RPS gemäss Ziff. 4.9.
- (2) Die Freistellung von den aufgrund des DEKWEs entstehenden Ausgleichsenergiekosten wird durch einen Korrekturfahrplan gemäss Ziff. 5.4 oder 5.5 sichergestellt.
- (3) Wenn die KWB vorgängig die oben genannten Anordnungen und Prozesse nicht eingehalten hat, trägt die zuständige Bilanzgruppe eines von einem DEKWE betroffenen Kraftwerks die aufgrund des DEKWEs entstehenden Ausgleichsenergiekosten (vgl. blaue Pfeile in der folgenden grafischen Darstellung Beispiel 2 und 3) im Umfang der Nichteinhaltung der oben genannten Anordnungen und Prozesse.

- (4) Die folgende grafische Darstellung veranschaulicht mögliche Konstellationen der Kostentragung am Beispiel der Einhaltung bzw. Verletzung der maximalen Leistungswerte gemäss Engpasswarnung ( $P_{EPW}$ ) durch ein Kraftwerk, bei dem ein DEKWE angewendet wird.



### 5.1.2 Kostentragung im Falle eines DEKWE als spannungsstützende Massnahme

- (1) Sofern der DEKWE eine spannungsstützende Massnahme ist, trägt die zuständige Bilanzgruppe eines von einem DEKWE betroffenen Kraftwerks keine aufgrund des DEKWEs entstehenden Ausgleichsenergiekosten, wenn die Voraussetzungen gemäss Anhang «Kostentragung», Ziffer «DEKWE» erfüllt sind.
- (2) Die Freistellung von den aufgrund des DEKWE entstehenden Ausgleichsenergiekosten wird durch einen Korrekturfahrplan gemäss Ziff. 5.4 oder 5.5 sichergestellt.
- (3) Wenn die KWB vorgängig die oben genannten Voraussetzungen nicht eingehalten hat, trägt die zuständige Bilanzgruppe eines von einem DEKWE betroffenen Kraftwerks die aufgrund des DEKWEs entstehenden Ausgleichsenergiekosten.

### 5.1.3 Kostentragung im Falle eines DEKWE als frequenzstützende Massnahme

- (1) Sofern der DEKWE eine frequenzstützende Massnahme ist, trägt die zuständige Bilanzgruppe eines von einem DEKWE betroffenen Kraftwerks gemäss Anhang «Kostentragung», Ziffer «DEKWE» keine aufgrund des DEKWEs entstehenden Ausgleichsenergiekosten.
- (2) Die Freistellung von den aufgrund des DEKWEs entstehenden Ausgleichsenergiekosten wird durch einen Korrekturfahrplan gemäss Ziff. 5.4 oder 5.5 sichergestellt.

## 5.2 Vergütung

- (1) Bei einer Korrektur des Bilanzgruppensaldos gemäss Ziff. 5.4 oder 5.5
  - (a) bezahlt die zuständige KWB eines von einem DEKWE betroffenen Kraftwerks, bei einer Produktionsreduktion die erhaltene Energie zum Preis 80% EPEX SPOT Day Ahead CH. Die Bezahlung der erhaltenen Energie entfällt, falls der DEKWE Kernkraftwerke oder Laufwasserkraftwerke betrifft. Bei einem negativen EPEX SPOT Day Ahead CH wird ein Preis von EUR 0.00 pro MWh angesetzt.
  - (b) erhält die zuständige KWB eines von einem DEKWE betroffenen Kraftwerks bei einer Produktionserhöhung eine Vergütung für die gelieferte Energie zum Preis 120% EPEX SPOT Day Ahead CH. Bei einem negativen EPEX SPOT Day Ahead CH wird ein Preis von EUR 0.00 pro MWh angesetzt.

### **5.3 Rundung bei der Preisberechnung**

- (1) Alle berechneten Preise werden kaufmännisch auf Eurocent gerundet.

### **5.4 Korrektur des Bilanzgruppen-Saldos bei DEKWE bei Einhaltung der Anordnungen und Prozesse durch KWB**

- (1) Die Freistellung von Ausgleichsenergiekosten gemäss Ziff. 5.1 wird durch einen Korrekturfahrplan sichergestellt. Hierzu stimmt Swissgrid im Post Scheduling Verfahren am nächsten Arbeitstag einen Korrekturfahrplan mit den BGVs der betroffenen KWB ab. Dieser korrigiert das Ausgleichsenergiekonto um die im Rahmen des DEKWE gelieferte resp. bezogene Energie und gleicht die betroffenen Bilanzgruppen nach dem DEKWE wieder aus.
- (2) Die bezogene resp. gelieferte Energie ergibt sich aus der Differenz zwischen dem im Rahmen des DEKWE vorgegebenen Betriebspunkts und der zum Zeitpunkt der Anweisung geplanten Produktion des Kraftwerks (gemäss letzter PPS, die Swissgrid vorliegt)
- (3) Die KWB verpflichtet sich, den BGV zu beauftragen, die Abwicklung der Korrekturfahrpläne gemäss Bilanzgruppenvertrag sicherzustellen.

### **5.5 Korrektur des Bilanzgruppen-Saldos bei DEKWE bei Nichteinhaltung der Anordnungen und Prozesse durch KWB**

- (1) Falls das Ausmass des DEKWE jenem der Nichteinhaltung der Anordnungen und Prozesse gemäss Ziff. 5.1 entspricht, versendet Swissgrid keinen Korrekturfahrplan (vgl. auch Beispiel 2 in der Abbildung in Ziff. 5.1).
- (2) Falls das Ausmass des DEKWE jenes der Nichteinhaltung der Anordnungen und Prozesse gemäss Ziff 5.1 übersteigt, wird Swissgrid für den übersteigenden Teil des DEKWE einen Korrekturfahrplan senden (vgl. auch Beispiel 3 in der Abbildung in Ziff. 5.1).

## **6 Abrechnung**

- (1) Die Abrechnung erfolgt in der Regel im Folgemonat, sofern alle Daten fristgerecht, vollständig und korrekt bei Swissgrid eingegangen sind. Die KWB erhält vor der definitiven Abrechnung einen Abstimmungsrapport von Swissgrid zur Bestätigung der Ergebnisse.
- (2) Die KWB hat den von Swissgrid in der Regel bis zum zehnten Arbeitstag des Folgemonats zugestellten Abstimmungsrapport, innerhalb von fünf Arbeitstagen an Swissgrid per Mail zu bestätigen oder ihre Korrekturanforderungen zu melden.
- (3) Die Verrechnung erfolgt nach Vorliegen der Bestätigung oder Bereinigung der angemeldeten Korrekturanforderungen.
- (4) Der Rechnungsbetrag ist fällig nach 30 Tagen ab Erhalt der jeweiligen Abrechnung durch den KWB. Für die Rechtzeitigkeit der Zahlung ist der Zahlungseingang massgebend (Valuta). Nach Ablauf von 30 Tagen ab Zustellungsdatum an den KWB ist die Schuldnerpartei automatisch in Verzug und schuldet ab diesem Zeitpunkt einen Verzugszins von 5% pro Jahr.
- (5) Alle Zahlungen sind seitens der KWB ohne Abzug und kostenfrei zu leisten.
- (6) Swissgrid versendet Rechnungen und Gutschriften nur elektronisch als PDF-Datei.
- (7) Fehler und Irrtümer bei Rechnungen und Zahlungen können innerhalb der gesetzlichen Verjährungsfrist richtiggestellt werden. Eine (auch nachträgliche) Korrektur von Rechnungen hat insbesondere dann zu erfolgen, wenn dies durch behördliche Anordnungen erfolgt (so z.B. für den Fall, dass die EICom nach einer Überprüfung der Kosten dies verfügt).

## Swissgrid AG

---

Ort/Datum

---

Name: [Ranghöhere Person]

Funktion: [Funktion]

---

Name: [Zuständige Person]

Funktion: [Funktion]

### [Name der Vertragspartnerin]

---

Ort/Datum

---

Name: [Name]

Funktion: [Funktion]

---

Name: [Name]

Funktion: [Funktion]