

Frage	Dokument	Ziffer	Frage / Antworten SDV/KWB	Anpassung Vertrag	Antwort/Begründung Swissgrid
1	-	-	<b>Sind Sie mit beiliegendem Entwurf für den neuen Rahmenvertrag und die neuen Ausschreibungsbedingungen einverstanden? Falls nein, bitte detailliert angeben, bei welchen Ziffern es Vorbehalte gibt.</b>		
1	-	-	<i>Nein</i>		Antworten siehe spezifische Kommentare
1	-	-	Grundsätzlich sind wir mit dem Rahmenvertrag und mit den neuen Ausschreibungsbedingungen einverstanden, es gibt jedoch Vorbehalte in Bezug auf die nachfolgenden Ziffern.		
1	-	-	<i>Nein, folgende Anpassungen am RV werden vorgeschlagen:</i>		
1	-	-	<i>Ja</i>		
1	-	-	<i>Nein</i>		
1	-	-	<i>Ja.</i>		
1	-	-	<i>Ja</i>		
1	RV	0	<i>Folgender Satz soll klarer formuliert werden: "Um diesen Anforderungen zu entsprechen und internationale Redispatches durchführen zu können kauft Swissgrid unter anderem Tertiärregelenergie und Tertiärregelenergie ein." Swissgrid bezieht einzig Tertiärregelenergie für internationale Redispatchabrufe. Die Leistung sollte hier klar ausgeschlossen werden.</i>	Siehe RV Präambel.	Die Präambel wurde entsprechend umformuliert.
1	RV	2.1	<i>Eine EZE muss nicht unbedingt einem KWB zugeordnet werden falls auf unteren NE. Vorletzte Satz soll entsprechend angepasst werden.</i>	Siehe RV Ziffer 2.1.	Der Satz wird gestrichen. Die weiteren Details bezüglich EZE sind im PQ Dokument «Anforderungen an die Liste der Erzeugungseinheiten» zu finden.
1	RV	2.2	<i>Die Bestimmung (bisher 2.3) wonach die SDV bei einer Änderung der Präqualifikationsbestimmungen anzuhören sind, wurde ersatzlos gestrichen. Meines Erachtens sollte eine Anhörung wieder verbindlich aufgenommen werden.</i>	nein	Swissgrid ist an einem liquiden und kompetitiven Markt interessiert und hat daher kein Interesse an unrealistischen Präqualifikationsbedingungen.
1	RV	2.2	<i>Es ist nicht sinnvoll, dass Swissgrid die technischen Voraussetzungen der PQ eigenständig regelt. Wir beantragen daher folgende Textanpassung: "Der SDV erklärt sich damit einverstanden, dass Swissgrid die technischen Voraussetzungen und das Verfahren der Präqualifikation in Absprache mit den SDV regelt und....."</i>		
1	RV	2.2	<i>Eine Veröffentlichung der Änderungen nur auf der Webseite zu publizieren und davon ausgehend seiner Informationspflicht entbunden zu sein, ist nicht ausreichend, hier wäre wünschenswert, einen Zusatz zu formulieren, der auf Veröffentlichungen jeglicher Art hinweist.</i>	Siehe RV Ziffer 2.2, neu 2. Abschnitt.	Die Information erfolgt neu auch an die SDV über die Kontaktstellen. Ziffer 2.2 wurde entsprechend angepasst.
1	RV	2.2	<i>Die Lieferung von Tertiärregelenergie ist nicht automatisch gekoppelt an die Vorhaltung. Ein SDV kann Tertiärregelenergie anbieten ohne jemals Tertiärregelenergie. Ist der Verweis einzig in der Anmeldung mittels RPS zu verstehen?</i>	Siehe RV Ziffer 2.2 Absatz 1.	Derzeit gibt es nur eine Präqualifikation, die sowohl für TRL als auch TRE gilt. Der Vertrag wurde aber so umformuliert, dass es möglich wäre, in Zukunft bei Bedarf eine «erleichterte» PQ für das ausschliessliche Anbieten von TRE ohne TRL einzuführen.
1	RV	2.3	<i>Gewährleistung der betrieblichen Abwicklung : Wir begrüßen die Tatsache dass der SDV gemäss Ziffer 2.3 verantwortlich gegenüber Swissgrid ist und Pflichten nicht einzig dem Betriebsführer zukommen. Die Anwendung dieser Ziffer ist für uns aber noch unklar und möglicherweise problematisch. Was geschieht mit einem Angebot von 50 MW, welches auf einer EZE nur noch zum Teil angeboten werden kann? Oder wie werden Gebote von verschiedenen Anbieter aufgeteilt und pönalisiert? Eine Ausführung dieses Sachverhalts wäre wünschenswert, vor allem hinsichtlich der Wahrscheinlichkeit von häufigen Abwicklungen durch Drittparteien. Beispiel: Auf einer Anlage reserviert der Betriebsführer 50 MW TRL-, der Partner A 10 MW TRL- und der Partner B 10 MW TRL- und 10 MW TRL+. Nach einem ungeplanten Ausfall fällt 50% der reservierten Leistung weg. Wie werden die jeweiligen SDV von Swissgrid pönalisiert?</i>	nein	Die Entscheidung, wem die noch verfügbare Leistung gehört liegt in der Verantwortung der anbietenden SDVs und des Betriebsführers. Es müssen entsprechend Angebote reduziert/delegiert werden, so dass die Gesamtsumme der übrigen Angebote technisch verfügbar ist.
1	RV	3	<i>Tertiärregelenergie wird nicht ausgeschrieben, es werden lediglich Gebote Abgegeben. Sonst müsste sich Swissgrid auch verpflichten eine gewisse Menge zu beziehen oder eine Abrufwahrscheinlichkeit abzugeben. Der zweite Satz sollte angepasst werden.</i>	Siehe RV Ziffer 3.	Ziffer 3 wurde entsprechend angepasst.
1	RV	3	<i>"... Ausschreibungsbedingungen auf der Swissgrid Website und/oder einer anderen öffentlich zugänglichen Website bekanntgemacht" Die Formulierung "anderen öffentlich zugänglichen Website" ist zu unpräzise. Wir fordern eine klare Definition, wo die Ausschreibungsbedingungen abgelegt sind.</i>	Siehe RV Ziffer 3.	Die Ausschreibungsbedingungen sind nur auf der Swissgrid Webseite verfügbar. Ausserdem erfolgt bei Änderung eine schriftliche Mitteilung. Ziffer 3 wurde entsprechend angepasst.
1	RV	3	<i>2.Abs: ...Gebotspreis als alleinigem Zuschlagskriterium ... gestrichen Gemäss altem RV gab es einen 2. Absatz, in welchem geregelt war, dass der Gebotspreis grundsätzlich alleiniges Zuschlagskriterium sei. --&gt; Wir bitten um eine Erklärung, mit welcher Absicht dieser 2.Absatz nicht gestrichen wurde</i>	nein	Diese Formulierung war ungenau. Die genaue Definition der Zuschlagskriterien ist neu in den Ausschreibungsbedingungen geregelt.

1	RV	4	Bitte nur auf das aktuell, gültige Notkonzept verweisen, dort steht in ausreichender Form beschrieben, wie sich der Prozess gestaltet. Auf eine Beschreibung im RV kann verzichtet werden.	Siehe RV Ziffer 4.1, Überschrift	Das Zuteilungsverfahren (korrekte Bezeichnung des Notkonzeptes) findet im Rahmen der Ausschreibung Anwendung (siehe Ziffer 4.2). Ziffer 4.1 findet bei kurzfristig nicht ausreichender Regelleistung Anwendung. In diesem Fall ist die Zeit für die Anwendung des Zuteilungsverfahrens nicht ausreichend. Zur Klarstellung dieser Abgrenzung, wurden die Überschrift und der erste Absatz von Ziffer 4.1 angepasst.
1	RV	4	Auf aktuell gültiges Notkonzept verweisen, auf Doppelsurigkeiten mit anderen Vereinbarungen verzichten.		
1	RV	4.1	(3) "... verpflichtet Swissgrid präqualifizierte SDV zur Vorhaltung von Regelleistung. Die SDV werden dafür voll entschädigt." --> Wir bitten um eine klare Definition, in welcher Höhe ein SDV verpflichtet wird und wie die Entschädigung aussieht.	Siehe RV Ziffer 4.1, Punkt 3.	Bis heute kam das Verfahren noch nie zum Einsatz: Käme es jedoch einmal zu der Situation der in Ziffer 4.1 beschriebenen betrieblichen Notbeschaffung aufgrund kurzfristig nicht ausreichender vorhandener Regelleistung, wird die beschriebene Kaskade in Ziffer 4.1 zum Einsatz kommen. Eine Verpflichtung eines SDV bestände erst in der dritten und letzten Stufe und wäre damit die allerletzte Möglichkeit in dem Verfahren.  Die Höhe der Verpflichtung richtet sich nach der Menge der fehlenden Regelleistung und der Möglichkeiten des SDV. «Voll entschädigt» bedeutet, dass der SDV grundsätzlich für seine gesamten Kosten inkl. Opportunitätskosten entschädigt wird. Die Bestimmung der Höhe dieser Kosten ist im Einzelfall natürlich nicht einfach.  Aufgrund der voraussichtlich aussergewöhnlichen Lage in welcher diese Bestimmung zur Anwendung käme, ist Swissgrid der Meinung, dass eine genauere vorgängige Bestimmung der Höhe der Vergütung nicht sinnvoll vorhersagbar bzw. bezifferbar ist. Mit der bestehenden Formulierung soll eine allgemeine Grundlage geschaffen werden um den betroffenen SDV für alle entstehenden Kosten entschädigen zu können. Eine weitergehende Präzisierung ist aus Sicht Swissgrid für diesen unwahrscheinlichen Sonderfall nicht zielführend.
1	RV	4.1	3) "Die SDV werden dafür voll entschädigt". Kann den Entschädigungsprozess beschrieben oder zitiert werden ?		
1	RV	5	--> Wir beantragen folgende Ergänzung: "Die Vorhaltepflicht erlischt jeweils mit Beginn eines Viertelstundenintervalls." Erklärung: Swissgrid kann diese Leistung nicht mehr abrufen, da sie eine Vorlaufzeit von 15 Min. einhalten muss. Erfährt nun ein KWB einen KW-Ausfall, wäre ein kurzfristiger Zugriff auf diese Leistung im Sinne des stabilen Netzbetriebes, da er damit Ausfälle eigenständig kompensieren kann.	Siehe RV Ziffer 5.	Die Ergänzung wurde wie vorgeschlagen übernommen.
1	RV	5	Der Absatz einer wirtschaftlichen Optimierung ist zu streichen. Der vordere Absatz: "Ruft Swissgrid ein Tertiärregelenergieangebot ab, so ist der SDV verpflichtet, die vollständige Energie zu liefern beziehungsweise Abzunehmen." ist genügend.	Siehe RV Ziffer 5.	Der Satz wurde angepasst, um zu verdeutlichen, dass es sich um einen Spezialfall der allgemeinen Regel handelt.
1	RV	5	Die Formulierung im dritten Absatz ist unpräzise. Deshalb beantragen wir folgende Anpassung: "Die Entscheidung über die Vorhaltung der Leistung und Lieferung beziehungsweise Abnahme der Energie darf nicht auf wirtschaftliche Optimierung zurückgehen. Der SDV ist verpflichtet, Swissgrid unverzüglich darüber zu informieren, wenn er seinen vertraglichen Verpflichtungen nicht in vollem Umfang nachkommen kann. Eine Abweichung von der vertraglichen Verpflichtung darf nicht auf wirtschaftliche Optimierung zurückgehen."	nein	Aus unserer Sicht wäre dies nur eine Verdoppelung der Aussage.
1	RV	6	In einem Pool hat Swissgrid nie die Möglichkeit zu wissen wo ein Abruf stattfinden wird, somit hat Swissgrid auch keine Grundlage ein Angebot als nicht verfügbar zu deklarieren. Dies ist nur möglich bei nodalen Geboten oder falls ein SDV nur eine EZE auf dem Tertiärmarkt vermarktet.	Siehe RV Ziffer 6.	Eine genaue Zuordnung von Angebot zu EZE ist in der Regel nicht möglich, deshalb kommt das beschriebene Verfahren nur sehr selten (einige wenige Fälle pro Jahr) und nur bei äusserst angespannter Netzsituation zur Anwendung.  In einem solchen, seltenen Fall, wird der Swissgrid Dispatcher den SDV kontaktieren, dieser hat dann die Möglichkeit, bestimmte EZE nicht für den Abruf zu verwenden. Falls dies nicht möglich ist, würden für den folgenden Abruf alle Angebote des SDV vom Abruf ausgeschlossen.
1	RV	6	--> Wir beantragen folgende Änderung: "Wenn ein Netzengpass auftritt vorhergesehen werden kann, dass die Aktivierung von einem Tertiärregelenergieangebot zu einem Netzengpass führt, kann Swissgrid ein Tertiärregelenergieangebot, welches vom Netzengpass betroffen ist, als nicht verfügbar deklarieren." Begründung: Swissgrid soll Gebote nicht auf Basis von Vermutungen einschränken können, sondern nur, wenn effektiv ein Netzengpass aufgetreten ist.	Siehe RV Ziffer 6.	Die Formulierung in Ziffer 6 wurde angepasst. Allerdings konnte die vorgeschlagenen Formulierung nicht übernommen werden. Es kann Situationen geben, in denen der Netzengpass nicht vor dem Abruf auftritt, sondern erst durch den Abruf eines Angebots auftreten würde.
1	RV	6	"Wenn vorhergesehen werden kann, dass die Aktivierung von einem Tertiärregelenergieangebot zu einem Netzengpass führt, kann Swissgrid dieses Angebot als nicht verfügbar deklarieren. Ein als nicht verfügbar deklariertes Tertiärregelenergieangebot ist sowohl von der Aktivierung durch Swissgrid als auch von der Weiterleitung an gemeinsam mit anderen TSO's betriebene Plattformen (vgl. Ziff. 3) ausgeschlossen."  Frage: Wie wird ein SDV über ein von Swissgrid "als nicht verfügbar" deklariertes Angebot informiert? Wie wird mit TRE-Angebote umgegangen, die infolge der Leistungsvorhaltung verpflichtend sind? Muss dann die Vorhaltung innerhalb des Pools verlagert werden? Wie soll diese Regelung auf Partnerwerke angewendet werden?	Siehe RV Ziffer 6.	Das von Swissgrid als nicht verfügbar deklarierte Angebot wird weiterhin für die Erfüllung der Leistungsvorhaltungspflicht angerechnet. Insofern ist keine weitere Aktion seitens SDV notwendig. Das Angebot ist lediglich von einem Abruf ausgeschlossen.

1	RV	6	"Wenn Aktivierung zu einem Netzengpass führt, kann Swissgrid dieses Angebot als nicht verfügbar deklarieren." Dieser Prozess ist für Anbieter intransparent und könnte von Swissgrid zur wirtschaftlichen Optimierung genutzt werden.	Siehe RV Ziffer 6.	Wenn Swissgrid ein Angebot als nicht verfügbar deklariert, kann der SDV im Nachhinein eine Begründung dafür von Swissgrid verlangen.
1	RV	6	Die Kosten einer Verschiebung der Regelleistung durch den SDV inner- oder ausser des betroffenen Pools sollten entschädigt werden. Werden diese Kosten vom SDV getragen, so werden die echten Netzkosten verschleiert und ausschliesslich seitens Produzenten getragen.	Siehe RV Ziffer 6.	Die Pflicht zur unentgeltlichen Verschiebung der Vorhaltung aufgrund von Netzengpässen wurde gestrichen (siehe Ziffer 6). Der SDV erhält die Vergütung der Vorhaltung auch bei einem Netzengpass. Tritt aufgrund von Netzengpässen eine Situation kurzfristig nicht ausreichender Regelleistung ein, geht Swissgrid wie unter Ziffer 4.1 beschrieben vor.
1	RV	6	"Swissgrid wird den betroffenen SDV im Rahmen ihrer Möglichkeiten und der verfügbaren Zeit dazu auffordern....." Bezieht sich die Formulierung "im Rahmen ihrer Möglichkeiten" auf Swissgrid oder SDV? War schon im alten RV so formuliert. --> Wir bitten um eine klarere Formulierung		
1	RV	6	Das Vorgehen bei Netzengpässen gehört nicht in den RV, dies ist im KWB oder BFH zu regeln. Ferner erschliesst sich mir nicht das beschriebene Vorgehen, bei Netzengpässen in irgendeiner Art und Weise pönalisiert zu werden. Dem betroffenen Kraftwerk ist es in einer solchen Situation weiterhin möglich, die Regelleistung zu liefern. Das Problem liegt im Übertragungsnetz.		
1	RV	6	"Swissgrid wird den betroffenen SDV im Rahmen ihrer Möglichkeiten und der verfügbaren Zeit dazu auffordern, in Höhe der fehlenden, dem SDV zugeteilten Regelleistung Ersatz aus EZE inner- oder ausserhalb des betroffenen Pools zu stellen, die von Eingriffen in Fahrpläne oder ähnlichen Einschränkungen nicht betroffen sind, aber in vergleichbarer Weise für die Vorhaltung von Regelleistung eingesetzt werden können."  Frage: Ist die Verlagerung von TRL bei einem Netzengpass, der zur Nicht-Einhaltung von TRL führt, im Pool verpflichtend oder freiwillig? Was passiert, wenn diese Verlagerung gar nicht möglich ist? Zudem ist die geforderte Vorhaltungsverlagerung unter Umständen mit Kosten verbunden. Diese sollten dem SDV entschädigt werden, da dieser den Netzengpass nicht verursacht hat.		
1	RV	6	Ziffer 6: Wenn wegen Netzengpässen die Regelleistung technisch nicht vollständig erbracht werden kann, muss dem SDV der entgangene Gewinn trotzdem vergütet werden. Daher wird Folgender Satz vorgeschlagen: "Ist dies dem SDV nicht möglich, so entfällt für den betreffenden Zeitraum seine Verpflichtung zur Vorhaltung; seine Vergütung wird entsprechend der Arbeitsverfügbarkeit <del>pro-rata</del> gekürzt, um die Hälfte der nicht erbrachten Leistung gekürzt."		
1	RV	7	Die Meldung von Nichtverfügbarkeiten sind nicht innerhalb dieses Rahmenvertrags zu klären. Dieser Absatz ist zu streichen. Dies ist eine Überschneidung mit dem KWB-Vertrag.	Siehe RV Ziffer 7.	Die Pflicht zur Lieferung von Verfügbarkeitsdaten ist für EZE auf Netzebene 1 im KWB Vertrag geregelt. Für diese EZE gilt die Pflicht jederzeit und unaufgefordert. Gemäss TRL/TRE Rahmenvertrag gilt diese Pflicht für alle präqualifizierten EZE (also auch solche auf NE > 1). Die Pflicht gemäss RV wurde dahingehend angepasst, dass diese erst auf und gemäss Verlangen von Swissgrid gilt.  Insgesamt müssen die Verfügbarkeitsdaten somit für EZE auf NE 1 jederzeit geliefert werden und für EZE der unteren Netzebenen erst auf Verlangen von Swissgrid.
1	RV	7	"Jeder präqualifizierte SDV hat Swissgrid (unabhängig davon, in welchem Umfang er sich an Ausschreibungen beteiligt) die geplante Nichtverfügbarkeit von EZE während einer Ausschreibungsperiode bis spätestens zum Beginn der Ausschreibung zu melden. Ungeplante Nichtverfügbarkeiten, die länger als ein Tag dauern, sind unverzüglich zu melden, unabhängig davon, ob in der aktuellen Ausschreibungsperiode Tertiärregelleistung vorgehalten wird oder nicht."  Nichtverfügbarkeiten werden nur für Kraftwerke, die direkt am Übertragungsnetz angeschlossen sind, per APS und PPS gemeldet. Für Kraftwerke auf anderen Netzebenen und Verbraucher ist dies in der Regel nicht der Fall. Dieser Absatz sollte somit komplett gestrichen werden; die Pflichten für NE1-Kraftwerke werden in der Betriebsvereinbarung für KWB geregelt.		
1	RV	9	Im vierten Absatz werden SDL-Fahrpläne und Fristen erwähnt, ohne die genauen Details zu kennen. Diese zwei Punkte sollten ergänzt werden. Einfügen einer Referenz und Klarheit schaffen.	Siehe RV Ziffer 9, Absatz 5.	Die Fristen sind im Schnittstellenhandbuch respektive in den darin referenzierten Dokumenten festgelegt. Ziffer 9 wurde entsprechend ergänzt.
1	RV	10 neu 11	Dritter Absatz: „Swissgrid hat jedoch das Recht die tatsächliche Lieferung bzw. Abnahme durch Auswertung der vom SDV dezentral aufzuzeichnenden Daten nachträglich zu überprüfen und die Abrechnung soweit möglich gestützt auf diese Daten vorzunehmen.“ D.h. die Abrechnung kann basierend auf Messwerten erfolgen und nicht auf Fahrplänen. In diesem Fall ist noch auszuführen was für die Berechnung der Ausgleichsenergie verwendet wird.	Siehe RV Ziffer 9 /11.	Nur die Abrechnung kann basierend auf Messwerten erfolgen. Für die Ausgleichsenergie gelten immer die Korrekturfahrpläne, für welche die Annahme «geliefert=abgerufen» gilt. Die Ziffern 9 und 11 wurden zur Klärung entsprechend umformuliert.

1	RV	11 neu 12	<i>Wir sehen es nicht als zielführend und effizient die Kontaktstelle im Anhang eines Vertrags festzulegen. Aktualisierungen werden häufig versäumt und der Anhang enthält somit schnell keine relevanten Informationen mehr. Swissgrid soll eine Plattform aufbauen, auf welcher die Kontaktstellen definiert werden und einseitig von jeder Partei mit ihren Daten angepasst werden können.</i>	nein	Dieser Vorschlag wird unterstützt. Swissgrid möchte langfristig eine solche Plattform einführen. Im Zuge der Einführung des integrierten Marktes wird dies aber noch nicht möglich sein.
1	RV	13.1 neu 14.1	<i>Der Begriff Testat und dessen Bedeutung sollte erläutert werden. Handelt es sich um eine Bestätigung einer erfolgreichen Präqualifikation?</i>	nein	Der Begriff «Testat» ist in den technischen und Verfahrensregelungen zur PQ beschrieben (Anhang 1 des Vertrags). Der Anhang 1 bleibt gegenüber der aktuell gültigen Version unverändert und kann auf der Swissgrid-Webseite heruntergeladen werden.
1	RV	13.2 neu 14.2	<i>Eine EZE wird einzeln präqualifiziert wird aber innerhalb eines Pools angeboten. Das Nichteinhalten der Präqualifikationskriterien sollte nur die EZE betreffen und nicht den gesamten Pool des SDVs. Diese Unterscheidung ist unter Ziffer 13.2 nach klarer darzustellen.</i>	Siehe RV Ziffer 14.2.	Ziffer 14.2 wurde entsprechend angepasst.
1	RV	14 neu 10	<i>"In allen anderen Fällen wird der Pönalfaktor auf einen Wert von 10 (zehn) festgesetzt und eine Konventionalstrafe wird fällig, sobald die Arbeitsverfügbarkeit den Wert von 100% unterschreitet." --&gt; Wir fordern eine Erklärung, welche "anderen Fälle" Swissgrid sieht (insbesondere solche mit Unterschreitung von 100% Arbeitsverfügbarkeit) und weshalb es keine Beispiele mehr gibt</i>	nein	In Ziffer 10 Absatz 2 ist die Konventionalstrafe für Fälle geregelt, in denen kein Verschulden des SDV vorliegt. Die Formulierung «In allen anderen Fällen» in Absatz 3, bezieht sich auf alle Fälle, in denen der SDV nicht nachweisen kann, dass er keine Schuld trägt.  In Zukunft soll der Prozess der Ex Post Kontrolle im SDL Schnittstellenhandbuch genauer geregelt werden. Deshalb wurde das Beispiel aus dem Vertrag gelöscht.
1	RV	15	<i>"... sowie im Rahmen von Aufträgen, welche ihr von Behörden übertragen werden, ist ihr ausdrücklich erlaubt." --&gt; Es braucht eine Präzisierung, um welche Behörden es sich hierbei handelt</i>	nein	Grundsätzlich handelt es sich hierbei um BFE und EICom. Zudem kann es aber auch zu einer Auftragserteilung u.a. von BWL oder anderen Behörden kommen. Swissgrid prüft aber in jedem Fall, ob die auftraggebende Behörde eine genügende Rechtsgrundlage anrufen kann (ausdrückliches Recht auf Einsicht oder implizit aus der Sachkompetenz) und inwieweit die Daten zur Erfüllung der Aufgabe bekannt gegeben werden müssen (möglichst nur aggregierte Daten, Rückschlüsse auf Rohdaten werden soweit möglich vermieden).
1	AB	0	<i>Wir fordern eine Bezugnahme in den AB auf das Swissgrid-Dokument "Neuer TRE Angebots- und Abrufprozess". In diesem Dokument werden Möglichkeiten für Datenanpassungen, wie Produkt oder EZEP beschrieben. Wichtig ist, dass der Betriebsführer bei Partnerkraftwerken seine Pflichten (Senden eines neuen RPS) erfüllen kann.</i>	Siehe AB Ziffer 1.	Die Spezifikationen aus dem Dokument «Neuer TRE Angebots und Abrufprozess» wurden in das Schnittstellenhandbuch respektive die darin referenzierten Dokumente übernommen. Das Schnittstellendokument ist ein «subsidiär anwendbares Dokument» des Rahmenvertrages. In den Ausschreibungsbedingungen Ziffer 1 wurde ausserdem ergänzt, dass die darin beschriebenen Prozesse einzuhalten sind.
1	AB	02.1.1	<i>Die ausgeschriebenen Mengen und Perioden sind nicht bekannt einzig die maximale Menge wird publiziert.</i>	Siehe AB Ziffer 2.1, Punkt 1 und Punkt 7.	Bei der Tertiärregelung werden keine festen Mengen ausgeschrieben. Die Perioden sind im Dokument «Grundlagen Systemdienstleistungen» ersichtlich. Die Ausschreibungsbedingungen wurden entsprechend ergänzt.
1	AB	02.1.5	<i>Ein Angebot welches nicht angenommen wird, muss so schnell wie möglich wieder freigegeben werden. Der Nachtrag „...spätestens jedoch mit dem im Ausschreibungskalender hierfür vorgesehenen Zeitpunkt.“ ist für unverständlich. Im Ausschreibungskalender finden wir keine entsprechende Information. Dieser Punkt sollte überarbeitet werden.</i>	Siehe AB Ziffer 2.1, Punkt 5.	Zweiter Satz wurde gestrichen, es gibt keinen fixen Zeitpunkt.
1	AB	02.1.9	<i>Tertiärregelenergie Punkt Nr. 9 "Allfällige Netznutzungsentgelte sind ausschliesslich vom SDV zu tragen und im Energiepreis des SDVs zu berücksichtigen." Damit haben haben SDV/ BGV mit Kraftwerken im eigenen Versorgungsgebiet einen Nachteil gegenüber jenen die an Netzebene 1 angeschlossen sind.</i>	nein	Allfällige Netznutzungsentgelte sind bei allen Regelleistungs/-energie Produkten vom SDV zu tragen und sollen entsprechend bei der Angebotserstellung berücksichtigt werden. Eine Abweichung davon ist nicht möglich.
1	AB	02.2	<i>In den letzten Jahren hat Swissgrid regelmässig TRL frühzeitig beschafft. Für diese Ausschreibung sind ebenfalls die zusätzlichen Bedingungen zu erwähnen. Vor allem die Menge ist anzugeben.</i>	nein	Die zusätzlichen Bedingungen der vorzeitigen Beschaffung werden jeweils zusammen mit der Einladung für diese Ausschreibungen kommuniziert.
1	AB	03.1	<i>Unter Tertiärregelenergie nur von MW zu sprechen erscheint nicht richtig, wenn von Menge die Rede ist. Hier sollte von MWh gesprochen werden</i>	Siehe AB Ziffer 3.1, Punkt 2	Die Angebote erfolgen in MW (Leistung) für die in der Ausschreibung bestimmte Dauer. Insofern ergibt sich implizit eine Angebotene Energiemenge (MWh).
1	AB	03.2	<i>--&gt; Wir fordern folgende Anpassung: "Grundsätzlich erfolgt der Abruf auf das Viertelstundenraster. Nur in Notsituationen darf ein Abruf ausserhalb des Viertelstundenrasters erfolgen."</i>	siehe AB Ziffer 3.2, Punkt 2	Swissgrid hat die Formulierung angepasst, so dass klarer wird, dass nur in Ausnahmefällen das Viertelstundenraster verlassen werden kann. Die Vergangenheit hat gezeigt, dass es zu 10 bis 20 Abrufen po Jahr ausserhalb des Viertelstundenrasters kam.
1	AB	03.2.4	<i>--&gt; Wir beantragen folgende Anpassung: "Die minimale Abrufdauer beträgt im Normalfall 15 Minuten." Erklärung: der nachfolgende Anstrich 5.) präzisiert, dass kürzere Abrufe nur erlaubt sind, wenn das folgende Viertelstundenintervall zeitgleich aktiviert wird. Somit ist die Bedingung immer erfüllt, dass die minimale Abrufdauer 15 Minuten beträgt.</i>	Siehe AB Ziffer 3.2, Punkt 4.	Ziffer 3.2 wurde umformuliert.

1	AB	03.2.5	--> <i>Wir beantragen folgende Präzisierung: "In Ausnahmefällen ist ein Abruf mit einer Lieferdauer kürzer als 15 Minuten möglich. Dies ist aber nur zulässig, wenn in der Folgeviertelstunde beim gleichen Anbieter [...]"</i>	Siehe AB Ziffer 3.2, Punkt 5.	Ziffer 3.2 wurde umformuliert.
1	AB	03.3	--> <i>Die Auflistung ist mit folgenden Punkten zu ergänzen: "1. Ein Abruf erfolgt mit einer minimalen Vorlaufzeit von 20 Minuten. 2. Grundsätzlich erfolgt der Abruf auf das Stundenraster. Nur in Notsituationen darf ein Abruf ausserhalb des Stundenrasters erfolgen. 3. Ein Abruf endet (Ende der Lieferdauer) immer auf das Stundenraster. 4. Ein Abruf erfolgt immer für eine Lieferdauer von einer Stunde (ganze Angebotsstunde). 5. Ein vorzeitiges Beenden eines Abrufs ist nicht möglich.</i>	Siehe AB Ziffer 3.3, Punkt 2.	Ziffer 3.3 wurde teilweise umformuliert.  zu Punkt 2 «Grundsätzlich»: die vorgeschlagenen Änderungen braucht es nicht, da Abrufe abweichend vom Stundenraster ganz ausgeschlossen sind. zu Punkt 3: Aus diesem Grund ist der vorgeschlagene Punkt 3 überflüssig, da er implizit erfüllt ist.
2	-	-	<b>Sind Sie mit beiliegendem Entwurf für den neuen Anhang 5 der BV-KWB einverstanden? Falls nein, bitte detailliert angeben, bei welchen Ziffern es Vorbehalte gibt.</b>		
2	-	-	Ja.		Antworten siehe spezifische Kommentare
2	-	-	Nein.		
2	-	-	Mit dem vorliegenden Entwurf sind wir nicht einverstanden, Anpassungsbedarf gibt es aus unserer Sicht bei den nachfolgenden Ziffern.		
2	-	-	Ja.		
2	-	-	Nein		
2	-	-	Siehe Nachstehende Vorbehalte		
2	-	-	Ja		
2	BV-KWB	1	<i>Der erste Absatz ist zu präzisieren. Anhand der Formulierung ist unklar, ob der ganze Anhang 5 oder nur die Bestimmungen zum Engpasswarnungsprozess erst 3 Monate nach Implementierung in Kraft tritt. Ist letzteres der Fall ist zu präzisieren, welche Teile davon genau betroffen sind.</i>	Es wurde die bisherige Version der präventiven Massnahmen übernommen. Siehe Anhang 5 Ziffer 1	Aufgrund der vielen noch offenen Detailfragen bezüglich neuem Kraftwerksprozess (Engpasswarnungen) hat Swissgrid entschieden, die Vertragsanpassungen dafür erst dann vorzunehmen, wenn diese Details geklärt sind. Um eine Verzögerung der Einführung des integrierten Marktes zu vermeiden, werden diese Anpassungen zu einem späteren Zeitpunkt separat erfolgen.
2	BV-KWB	1	<i>Die Anpassung eines solchen Prozesses soll nicht unilateral von Swissgrid innerhalb von 3 Monaten verändert werden können. Die KWB's und SDV sollten die Anpassung der Prozesse mitgestalten können. Dieser Satz ist zu streichen. Die Anpassung der Prozessbeschreibung wird von Alpiq abgelehnt und kann so nicht in den Anhang 5 aufgenommen werden. Grundsätzlich begrüssen wir eine Anpassung des heutigen Engpasswarnungsprozess, welcher nicht zielführend ist für keine Partei eine zufriedenstellende Lösung darstellt. Um aber die Anpassungen genehmigen zu können, müssen wir die Methodik der Sensitivitätsanalyse kennen. Dies im Hinblick auf einer verbindlichen Einschränkung mit möglicher Pönale bei nicht Einhalten der Limite. Die aktuellen Netzberechnungen von Swissgrid erlauben keine Pönale im Falle von nicht Einhaltung der Einspeisebeschränkung (auch bei fehlendem Redispatchabruf), da diese viel zu ungenau sind. Dieses Kapitel muss neu verfasst werden und vor Einführung innerhalb der Branche diskutiert und erarbeitet werden. Zudem muss sichergestellt werden, dass strukturelle Engpässe nicht zu einer Diskriminierung von gewissen EZE führt. Die Handhabung der Import-, sowie Exportflüsse muss auch berücksichtigt werden. Die Kosten einer Einschränkung müssen ebenfalls transparent dargestellt werden sonst besteht das Risiko das Netzausbauten sistiert werden, da Swissgrid die reellen Kosten nicht zu tragen hat. Alpiq sieht ein Verbesserungspotential in der aktuellen Koordination von Y-1, M-1 und W-1 Einschränkungen, welche durch die Ausserbetriebnahme von NE1 Elementen resultiert. Die groben Einschränkungen sind kaum brauchbar und der KW Betreiber ist zu wenig involviert bei dieser Planung.</i>	Siehe Anhang 5 Ziffer 1	Aus oben genannten Gründen wurden die Formulierungen der präventiven Massnahmen aus dem aktuell gültigen Anhang 5 inhaltlich unverändert übernommen und lediglich an die geänderte Struktur der neuen Version angepasst.  Swissgrid hält nach wie vor an der Absicht fest, den Kraftwerksprozess in der Vorgeschlagenen Form zu überarbeiten.
2	BV-KWB	1	<i>"Bis zu einer system- und prozesstechnischen Implementierung bleibt der Engpasswarnungsprozess (präventive Massnahmen) gemäss Anhang 5 Version 3.0 vom 1. Januar 2014 gültig. Swissgrid informiert die Vertragspartner über die Anpassung und Inkraftsetzung des neuen Prozesses mit einem Vorlauf von 3 Monaten."  Aus unserer Sicht sollte sich hier nicht auf ein Dokument bezogen wird, das mit dem vorliegenden Dokument abgelöst werden soll. Besser wäre es, die Absicht zu nennen, die aktuellen Regelungen zu überarbeiten, und die gültigen Regelungen im Folgenden zu nennen. Formulierungsvorschlag: Swissgrid plant, den Engpasswarnungsprozess zu überarbeiten. Bis zu einer system- und prozesstechnischen Implementierung bleibt der Engpasswarnungsprozess (präventive Massnahmen), der im Folgenden beschrieben wird, gültig.</i>		

2	BV-KWB	1	<p>Letzter Absatz der Ziffer ist stossend, wonach neu gebaute Kraftwerke zuerst eingeschränkt werden sollen. Zumindest wird es darauf beschränkt dass durch den Neubau strukturelle Engpässe entstehen. Nicht gelöst ist aber die Frage, was geschieht, wenn schon vor dem Neubau strukturelle Engpässe bestehen. Der ganze Absatz soll einfach gestrichen werden vor allem da dieser Punkt in den NA schon enthalten ist..</p>
2	BV-KWB	1.1	<p>"Wenn sie in radialer Lage mit dem Übertragungsnetz verbunden sind und ..."</p> <p>--&gt; Bitte erläutern, was unter "in radialer Lage verbunden" verstanden wird und in welchen Situationen dies nicht der Fall ist.</p>
2	BV-KWB	1.1	<p>--&gt; Wir fordern folgende Anpassung: "Swissgrid ordnet Produktions- oder Bezugsbeschränkungen nur bei Engpässen an, welche einen längerfristigen strukturellen Charakter haben."</p> <p>Begründung: Es fehlt eine klare Definition eines "strukturellen Engpasses". Swissgrid soll nur in Ausnahmefällen und nicht bei jedem sich abzeichnenden Engpass eine Produktions- oder Bezugsbeschränkung aussprechen können. Mit Ausnahme von Ausserbetriebnahmen von Netzleitungen (z.B. für Revisionsarbeiten) sollen Einschränkungen nur dann ausgesprochen werden können, wenn die Engpässe über einen längeren Zeitraum immer wieder auftreten und es bereits wiederholt zu Redispatch-Einsätzen gekommen ist. Ansonsten kann Swissgrid die Kosten für die Netzengpässe auf die Kraftwerksbetreiber abwälzen, obwohl Swissgrid für den Netzbetrieb verantwortlich ist.</p>
2	BV-KWB	1.2.2	<p>D-2 Einschränkungen: In der Vergangenheit gab es sehr oft Einschränkungen die nicht zu einem Redispatch geführt haben. Es kann durchaus Gründe geben die Einschränkung zu ignorieren, beispielsweise durch Kraftwerksausfälle oder drohenden Überlauf. Zudem kann Swissgrid erst Intraday eine effektive drohende N-1 Verletzung verlässlich prognostizieren.</p>
2	BV-KWB	1.2.2	<p>Regelmässige Produktionseinschränkungen von Kraftwerken aufgrund von Netzengpässen steht im Widerspruch zu StromVG Art. 1 Abs. 2b. Wie bereits im Kommentar zu Ziffer 1.1 ausgeführt, dürfen solche Einschränkungen nur in Ausnahmefällen nach klar definierten Kriterien ausgesprochen werden. Die Berechnungsgrundlage für die Feststellung von längerfristigen strukturellen Engpässen ist zu veröffentlichen.</p> <p>--&gt; Wir erwarten mehr Transparenz bezüglich der Berechnungsgrundlage für die Feststellung von längerfristigen strukturellen Engpässen</p>
2	BV-KWB	1.2.2	<p>--&gt; Wir fordern folgende Anpassung: "Swissgrid informiert die Betreiber <b>D-2 um 17:00 Uhr mittels ERRP-File via ECP</b> über die Einschränkung <b>und/oder stellt ein geeignetes API zur Verfügung.</b>"</p> <p>Begründung: Push-Prinzip ist notwendig, da diese Einschränkungen hohe Pönalen zur Folge haben können. Die Kommunikation soll via ECP erfolgen, sobald die entsprechende Lösung verfügbar ist. Der Zeitpunkt ist festzulegen, damit die Informationen in der Planung verarbeitet werden können.</p>
2	BV-KWB	1.2.2	<p>"Swissgrid informiert die Betreiber in geeigneter Form über die Einschränkung."</p> <p>Einschränkungen werden derzeit von Swissgrid nur über die Web-Plattform kommuniziert und müssen von dieser manuell abgefragt werden. Aus unserer Sicht muss die Kommunikation von Swissgrid dahingehend verbessert werden, dass die Einschränkungen automatisiert von den KWB eingelesen und verarbeitet werden können (eventuell auch per ECP).</p>
2	BV-KWB	1.2.3	<p>--&gt; Wir beantragen folgende Anpassung:</p> <p>"1.2.3 <b>D-1 und IntraDay</b> Swissgrid überprüft die D-2 Einschränkungen <b>laufend</b> mittels neuster Erkenntnisse und weiteren Input-Daten, wie beispielsweise den vorhandenen Fahrplänen. ... Swissgrid informiert den/die Betreiber <b>unverzüglich</b> in geeigneter Form über die aktualisierte verbindliche Einschränkung."</p> <p>Begründung: Swissgrid soll D-2 Einschränkungen bereits D-1 überprüfen und neue Erkenntnisse so rasch wie möglich kommunizieren respektive bei Entspannung der Lage die Einschränkungen so rasch wie möglich aufheben.</p>

2	BV-KWB	1.3	<p>--&gt; Wir fordern eine umfassende Überarbeitung dieses Abschnitts.</p> <p>(1) Eine Pönale ist nur gerechtfertigt, wenn es zu einem Redispatch gekommen ist, andernfalls war die Berechnung von Swissgrid falsch und die Einschränkung des Kraftwerkbetreibers nicht gerechtfertigt.</p> <p>(2) Zudem ist die Höhe der Pönale nicht begründbar und übertrieben. Die Pönale ist deutlich tiefer anzusetzen, zumal der Betreiber ja bereits die Kosten des notwendigen Redispatches zu tragen hat. (3) Es ist ein stufenweises Vorgehen anzuwenden, bei welchem zuerst eine Warnung ausgesprochen wird und erst bei wiederholter Missachtung oder im Falle von Vorsätzlichkeit Pönalen ausgesprochen werden. (4) Ausserdem muss ein Prozess festgelegt werden, in welchem beschrieben wird, wie genau und wann eine Missachtung festgestellt wird (DA Fahrplan, ID Fahrplan, etc.), wie der Verursacher ermittelt wird und was Swissgrid unternimmt, um die Missachtung, welche möglicherweise unbeabsichtigt ist, korrigieren zu lassen. (5) Swissgrid hat den Betreiber mündlich über die Nichteinhaltung der Einschränkung zu informieren, damit dieser die Möglichkeit hat seinen Fahrplan entsprechend zu korrigieren.</p>		
2	BV-KWB	1.3	<p>"Die Pönale beträgt unabhängig davon, ob die Missachtung zu einem Redispatch führt, das Fünffache des SwissIX-DA Preises der entsprechenden Stunde, mindestens jedoch 100 EURO/MWh, multipliziert mit dem Betrag der maximalen Überschreitung der Produktions/Bezugseinschränkung in der entsprechenden Stunde. Verursacht der Betreiber mit der Missachtung einen Redispatch, trägt er zusätzlich zur oben beschriebenen Pönale die durch einen notwendigen Redispatch entstandenen Kosten. Wird der Redispatch dadurch verursacht, dass mehrere Betreiber die Einschränkungen missachten, so werden die Kosten für den Redispatch im Verhältnis der maximalen Überschreitung der Produktions- und/oder Bezugseinschränkungen (in MW) auf diese Betreiber aufgeteilt."</p> <p>Die Pönale ist unverhältnismässig hoch und das Tragen der Kosten für den Redispatch ist nicht akzeptabel. Sofern Engpässe häufig als Folge der Nichtbeachtung der D-2 Warnungen auftreten, ist dies ein Zeichen dafür, dass der aktuelle Prozess nicht sinnvoll aufgesetzt ist. Daher sollte Swissgrid mit höchster Priorität an der Überarbeitung des Engpasswarnungsprozesses arbeiten, statt die (Folge-)Kosten dieses schlecht aufgesetzten Prozesses auf die KWB abzuwälzen. Eine Pönale sollte zudem nur dann ausgesprochen werden, wenn die Nichtbeachtung der Einschränkung tatsächlich zu einem Redispatch führt. Es kann dazu kommen, dass Einschränkungen wegen operativer Fehler, IT-Problemen etc. nicht befolgt werden. Diese Fälle sollten von der Pönale ausgenommen werden.</p>		
2	BV-KWB	1.3	<p>Nichteinhaltung der Einschränkungen: Aus besagten Gründen wie Überlauf oder nach Ausfällen wären 100EUR oder 5x SwissIX unverhältnis gross, wenn kein Redispatch erfolgen muss.</p>		
2	BV-KWB	2	<p>--&gt; Letzter Absatz ("Wenn die Engpässe ...") streichen.</p> <p>Begründung: Sinn und Zweck dieser Formulierung ist nicht ersichtlich. Nur der KWB soll auf die Kraftwerke zugehen dürfen.</p>	nein	<p>Swissgrid benötigt auch weiterhin den «direkte Eingriff in den Kraftwerkseinsatz» als letzte Massnahme zur Sicherstellung des Netzbetriebes gemäss ihres Auftrages.</p> <p>Die diversen Änderungen mit dem integrierten Markt sollen aber dazu führen, dass diese letzte Massnahme nur im äussersten Notfall zur Anwendung kommt.</p>
2	BV-KWB	2	<p>Es scheint uns wichtig zuerst topologische Massnahmen vorzunehmen bevor Kraftwerke eingeschränkt oder Einspeiserestriktionen gefordert werden. Gemäss BFH V4.0 § 2.5.7.8, die Prozeduren zur Beseitigung von Netzengpässen und zum Wiedererreichen der (n-1) Sicherheit umfasst folgende Aktionen vor dem Redispatch / Eingriff in den Kraftwerkeinsatz:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Topologische Massnahmen (Sammelschienenwechsel, Errichtung von Mehrschienenbetrieben usw.)</li> <li>- Zuschaltung von zusätzlichen Kompensationsanlagen (Kondensatoren oder Drosseln)</li> <li>- Einsatz von Phasenschiebertransformatoren (Umstufen von Quer- oder Schräggleitern)</li> </ul> <p>erst danach sind Redispatch Massnahmen vorgesehen.</p>	nein	<p>Die Priorität von topologischen Massnahmen ist bereits enthalten: Um einen möglichst effizienten Redispatch-Einsatz zu erreichen werden prioritär topologische Massnahmen und sekundär Redispatch zur Lösung der Engpasssituation eingesetzt.</p>
2	BV-KWB	2	<p>--&gt; Wir beantragen folgende Anpassung: "Wenn die Engpässe trotz der präventiven Massnahmen immer noch bestehen bzw. kurzfristige Ereignisse eintreten, wird Swissgrid entweder <b>Massnahmen in folgender Priorität ergreifen</b>:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- topologische Massnahmen oder</li> <li>- Redispatch in Form von</li> <li>- inter nationalem Redispatch oder</li> <li>- inter nationalem Redispatch oder</li> <li>- eine Kombination von topologischen Massnahmen und von Redispatch anwenden."</li> </ul> <p>Begründung: Swissgrid soll zuerst topologische Massnahmen ergreifen, bevor sie auf Redispatch anordnet.</p>		

2	BV-KWB	2.1.1	--> Wir fordern folgende Präzisierung: "Nationale Redispatches werden von Swissgrid <del>mittels Eingriff in den Kraftwerkseinsatz bzw. den Einsatz von Pump-/Umwälzwerken</del> wie folgt angewendet ..." Begründung: die Formulierung "Eingriff in den Kraftwerkseinsatz" sorgen für Unklarheiten; Redispatch als Begriff sollte genügen.	nein	Der Begriff «Eingriff in den Kraftwerkseinsatz» wird beibehalten, auch wenn eine Verwechslungsgefahr mit dem «direkten Eingriff in den Kraftwerkseinsatz» nicht von der Hand zu weisen ist. Swissgrid ist aber der Meinung, dass die beiden Begriffe in der Fussnote hinreichend genau beschrieben und voneinander abgegrenzt sind. Die Verwendung des Begriffs «Eingriff in den Kraftwerkseinsatz» erlaubt eine klare Abgrenzung von Redispatch-Massnahmen, die über die Aktivierung von TRE umgesetzt werden.
2	BV-KWB	2.1.1	Für nationale sowie internationale Redispatch Prozesse soll die gleiche Berechnung der frei verfügbaren Leistung gelten. Ein Tertiärangebot kann mit der Festlegung des Preises die Wahrscheinlichkeit eines Abrufs beeinflussen. Wird dieses Angebot für den nationalen Redispatch gleichgestellt mit allen anderen Tertiärregelenergiegeboten ist es eine Aushebelung der ursprünglichen Absicht des Integrierten Markts. Der SDV muss jederzeit damit rechnen, dass sein Kraftwerk bei einem von ihm nicht festgelegten Preis abgerufen wird. Es soll für beide die Berechnung gemäss 1. Priorität gelten.	nein	Der Vorschlag kann nicht umgesetzt werden. Es ist uns bewusst, dass die Definition der Leistung 1. und 2. Priorität eine gewisse Komplexität mit sich bringt. Allerdings muss sichergestellt werden, dass für nationale Redispatches auch die für TRE reservierte Leistung zur Verfügung steht. Nur dann kann das heute gültige Limit von 100MW freiwillige TRE-Gebote pro SDV aufgehoben werden. Ansonsten könnte es passieren, dass die gesamte verfügbare Leistung für TRE reserviert ist und ein notwendiger nationaler RD nicht durchgeführt werden kann.
2	BV-KWB	2.1.2	Durch die Verbindung von internationalem Redispatch mit Tertiärregelenergie sollte der Rahmenvertrag zur Lieferung von Tertiärregelenergie und die relevanten Kapitel explizit im Anhang erwähnt werden	Siehe BV-KWB Anhang 5 Ziffer 2.1.2	Ziffer 2.1.2 verweist explizit auf den Rahmenvertrag. Die Ziffer wurde zusätzlich um den Hinweis ergänzt, wo der Rahmenvertrag zu finden ist.
2	BV-KWB	2.1.3	Der Eingriff in den Kraftwerkseinsatz zu Gunsten eines internationalen Redispatches, der nicht von Swissgrid angefordert worden ist, ist nicht gerechtfertigt. Allfällige Verpflichtungen seitens Swissgrid über ENTSO-E-Guidelines oder bilaterale Verträge sind als Grundlage nicht ausreichend, es sei denn, es besteht ein Staatsvertrag oder die vertraglichen Verpflichtungen werden vom Bund als verbindlich erklärt. --> Anstrich ii ist entsprechend anzupassen	nein	TRE-Gebote erfolgen nur auf freiwilliger Basis. Damit kann ein sicherer Netzbetrieb nicht sichergestellt werden, da Angebote jederzeit fehlen können. Deshalb ist ein Zugriff auf ein weiteres Produkt/Verfahren mit Teilnahmepflicht zwingend erforderlich.
2	BV-KWB	2.1.3	Anstrich i ("Eine auf einzelne EZE ...") ist zu präzisieren. Es ist unklar in welchen Fällen eine knotenscharfe Umsetzung erforderlich ist.	Siehe BV-KWB Anhang 5 Ziffer 2.1.3 i)	Die Ziffer wurde entsprechend ergänzt.
2	BV-KWB	2.1.4	Allgemeine Bestimmungen: Bitte vermerken, dass auch Betroffene KWB/Partner die Telefonanrufe aufzeichnen und ohne Meldung an Swissgrid abhören können.	Siehe BV-KWB Anhang 5 Ziffer 2.1.4 Absatz 1.	Die Ziffer wurde entsprechend ergänzt.
2	BV-KWB	2.1.4	Grundsätzlich sollte die Differenzierung zwischen Notmassnahme und regulärem Abruf im internationalen Redispatchabruf klarer formuliert werden.	nein	Es gibt keine Unterscheidung in regulären Abruf und Notmassnahmen. Es gibt lediglich eine Kaskade von Aktivierungen der verschiedenen Produkte/Verfahren. Diese Kaskade ist aus Sicht Swissgrid in Ziffer 2.1.3 ii) ausreichend genau beschrieben.
2	BV-KWB	2.1.4	--> Die Streichung des letzten Satzes ist zwingend: "In diesen Fällen trägt der Betreiber abweichend von der Haftungsklausel dieser Betriebsvereinbarung auch die Folgeschäden." Gemäss StromVV Art. 5 Abs. 4 kann der Betreiber nur für die Kosten für Ersatzmassnahmen verantwortlich gemacht werden.	Siehe BV-KWB Ziffer 2.1.4 letztes Aufzählungszichen	Dieser Abschnitt (konsultierte Version) wurde praktisch unverändert aus dem bisherigen Anhang 5 übernommen.  Die Formulierung wurde als Resultate der Konsultation noch leicht angepasst. Ein Betreiber, welcher Redispatch-Massnahmen nicht befolgt, handelt mindestens grobfahrlässig, damit greift die Ausnahme im Haftungsausschluss gemäss Ziffer 7.1 Absatz 2 letzter Satz Anhang 1 BV-KWB, d.h. eine Haftung diesfalls ist sowieso zu bejahen und damit ist kein Abweichen von der Haftungsklausel gegeben.
2	BV-KWB	2.1.4	"In diesen Fällen trägt der Betreiber abweichend von der Haftungsklausel dieser Betriebsvereinbarung auch die Folgeschäden."  Für die Verrechnung von Folgeschäden an die Betreiber gibt es gemäss Art. 5 Abs. 4 StromVV keine rechtliche Grundlage. Bitte diesen Satz ersatzlos streichen.		
2	BV-KWB	2.1.4	Kernkraftwerke können nicht als flexible EZE betrachtet werden. Abrufe sind mit grossen Folgekosten verbunden (Karenzzeit, maximale Anzahl von Anrufen etc...). Um das Vorgehen von Swissgrid zustimmen zu können müssten die Sensitivität der KKW transparent kommuniziert werden. Eine Information über Abrufanzahl und Menge in den vergangenen Jahren wäre da sehr hilfreich. Solange keine Information vorliegt, weigert sich Alpiq Redispatchabrufe auf KKW durchzuführen.	Siehe BV-KWB Anhang 5 Ziffer 2.1.4, Punkt 3.	Die Bedingung bezüglich Sensitivität wurde gestrichen. Die KKW kommen somit nur zum Zuge, wenn keine andere Alternativen bestehen. Die genannten Einschränkungen können in der Meldung der verfügbaren Leistung berücksichtigt werden. Zum Beispiel keine RD-Leistung aufgrund von Karenzfrist oder weil die maximale Anzahl an Abrufen überschritten wurde etc.
2	BV-KWB	2.1.4	Kernkraftwerke sind bisher für Redispatch nicht vorgesehen. Dazu müsste eine spezielle Freigabe beantragt werden. Die Häufigkeit von Abrufen muss beschränkt werden und je nach Werk ist eine minimale Abrufdauer von 1h nicht möglich. Kernkraftwerke müssen in der Lage sein, sich vom Redispatch abzumelden. So darf KKL momentan keine TRL anbieten und kann somit auch nicht für Redispatch genutzt werden. --> Die KWB klären mit den Kernkraftwerken und ENSI, wann und zu welchen Bedingungen Kernkraftwerke für Redispatch eingesetzt werden können		
2	BV-KWB	2.1.4	"... Ausnahmegrund nach Ziffer 7 Absatz 2 dieser Betriebsvereinbarung ..." --> Bitte um Klärung, auf welche Betriebsvereinbarung sich dies bezieht	Verschiedene Verweise.	Die Verweise wurden im Sinne der Konsistenz überarbeitet.

2	BV-KWB	2.1.4	--> Wir beantragen folgende Anpassung: "..., wobei aufgrund der Umsetzungsdauer eine Vorlaufzeit von 15 Minuten, ohne mit Bezug zum Fahrplanraster, durch Swissgrid angestrebt wird." Begründung: Für die Umsetzung von Redispatchmassnahmen soll eine minimale Vorlaufzeit von 15 Min. mit Bezug zum Fahrplanraster angestrebt werden. Redispatch ausserhalb des Fahrplanrasters und „schnellstmöglich“ kann nur als Notmassnahme, äusserst selten und ohne anfallende Ausgleichsenergie ausgeübt werden.	Siehe BV-KWB Anhang 5 Ziffer 2.1.4, Punkt 1.	Swissgrid strebt schon heute eine Vorlaufzeit von 15 min mit Bezug zum Fahrplanraster an. Die Formulierung wurde deshalb angepasst.
2	BV-KWB	2.2	Swissgrid bezieht in der Regel weniger TRL- als TRL+, die Menge der Abrufe von RED+ RED- ist aber mehr oder weniger identisch. Deshalb müssen zur Festlegung des Preises die gleiche Gesamtmenge angewendet werden. Der grössere Wert der beiden Gesamtmengen kann als Referenz dienen. In der Regel ist dies 400 MW für TRL+	nein	Der vorgeschlagene Mechanismus soll eine faire Vergütung gewährleisten und gleichzeitig ein mögliches Missbrauchspotential vermeiden. Aus Gründen speziell im Hinblick des Missbrauchspotential kann Swissgrid dem Anpassungsvorschlag nicht zustimmen.
2	BV-KWB	2.2	War der beschriebene Vergütungsmechanismus nicht für den nationalen RD gedacht und der internationale RD erfolgt nach der Vergütung der TRE?	nein	Der Vergütungsmechanismus gilt für alle «Eingriffe in den Kraftwerkseinsatz» das heisst für alle Redispatch-Anweisungen an Kraftwerke gemäss Anhang 5 der BV-KWB. Dieser Mechanismus kommt immer bei nationalen Redispatch-Massnahmen zum Zug. Bei internationalem Redispatch wird normalerweise TRE aktiviert, wobei die Vergütung gemäss Angebot erfolgt. In Ausnahmefällen (vgl. Ziffer 2.1.3) kommt auch bei internationalen Redispatches der Eingriff in den Kraftwerkseinsatz zur Anwendung. In diesen Fällen erfolgt dann auch die Vergütung gemäss diesem Vergütungsmechanismus.
2	BV-KWB	2.2.2	"Für Laufwasser- und Kernkraftwerke beträgt der Energiepreis..." Es ist kein Prozess für Laufwasserkraftwerke beschrieben.	nein	Der Prozess für LKW unterscheidet sich nicht von dem der übrigen EZE, nur die Vergütung ist unterschiedlich.
2	BV-KWB	2.2.2	Leistungsreduktion: "Für Laufwasser- und Kernkraftwerke beträgt der Energiepreis für das Rückfahren von Kraftwerken maximal 0." Bei Laufkraftwerken mit Laufverlusten gehen HKN verloren, die bei 0EUR zu Verlusten führen.	nein	Der festgelegte Vergütungsmechanismus ist ein Kompromiss. Einerseits soll dieser möglichst einfach und einheitlich sein, andererseits soll dieser Mechanismus eine faire Vergütung für alle Kraftwerke gewährleisten. Eine Berücksichtigung aller spezifischen Gegebenheiten der einzelnen Kraftwerke ist dabei nicht umsetzbar.
2	BV-KWB	2.4	Die Fristen für die Anmeldung der Fahrpläne sind unter dieser Ziffer anzugeben. Falls anderswo in einem Vertrag erwähnt sollte eine Referenz eingefügt werden.	Siehe BV-KWB Anhang 5 Ziffer 2.4.	Die Fristen sind im Schnittstellenhandbuch Systemdienstleistungen respektive in den darin referenzierten Dokumenten festgelegt. Ziffer 2.4 wurde entsprechend ergänzt.
2	BV-KWB	2.4.1	Die noch verfügbare Tertiärleistung während einem Redispatch Prio. 2 Abruf sollte direkt durch Swissgrid nachgeführt werden. Swissgrid verfügt über die nötigen Daten. Hier würde das Melden durch den SDV nur wertvolle Zeit kosten und unnötige Umtriebe bedeuten.	Siehe BV-KWB Anhang 5 Ziffer 2.4.1, 'Bestimmung der Redispatch-Leistung 2. Priorität.'	Das Vorgehen wurde wie folgt definiert (vgl. Ziffer 2.4.1): Bei einer Redispatch-Anweisung, die auf die Leistung gemäss Priorität 2 zurückgreift, wird die Vorhaltung der Tertiärregelleistung verletzt. Swissgrid wird deshalb in diesen Fällen Angebote für Tertiärregelenergie im Umfang der Verletzung der Vorhaltung als nicht verfügbar deklarieren, ohne, dass der SDV dafür eine Pönale schuldet und ohne Auswirkung auf eine allfällige Vergütung für die Leistungsvorhaltung. 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. Falls die Summe der Verletzung der Vorhaltung die Summe der zu diesem Zeitpunkt noch nicht abgerufenen Angebote übersteigt, so werden die zuletzt abgerufenen Angebote auf den Zeitpunkt des Beginns der Redispatch-Anweisung beendet.
2	BV-KWB	2.4.1	Bei einer Verletzung der Vorhaltung von Tertiärregelenergie ist die Problematik einer Gewährleistung der betrieblichen Abwicklung nicht mehr gegeben. Welches Gebot sollte gekürzt werden und wie wird sichergestellt das alle involvierten Parteien rechtzeitig ihre Systeme anpassen. Zudem ist die Verantwortung in einem solchen Fall nicht klar geklärt. Dieser Absatz von Ziffer 2.4.1 zur Bestimmung der Redispatch-Leistung 2. Priorität, muss um die oben erwähnten Punkte ergänzt werden.		
2	BV-KWB	2.4.1	Wir schlagen vor, dass Swissgrid ein Kontrollsystem bei sich entwickelt, sodass Sie automatisch sehen, welche TRE Vorhaltungen nicht mehr erbracht werden können, wenn auf diese über Redispatch 2. Prio zugegriffen wird. Die Meldungen erfordern sonst beiderseitig bei Swissgrid und den Betreibern einen hohen operativen Aufwand.  Bisher ist es nur möglich, eine Nichtverfügbarkeit von TRE-Geboten über Web-GUI/Fax an Swissgrid mitzuteilen. Bei einem Redispatchabruf mit wenigen Minuten Vorlaufzeit ist es damit fast nicht möglich, die Meldung zur Nichtverfügbarkeit rechtzeitig zu erbringen. Pönalen sind dann unvermeidlich. Sollte es Swissgrid nicht möglich sein, bei Redispatch Prio 2 auf eine Nichtverfügbarkeitsmeldung zu verzichten, erwarten wir, dass Swissgrid einen vereinfachten Meldungsprozess zur Verfügung stellt. Dann schlagen wir ausserdem eine Zeitspanne von >15 Minuten für die Erbringung einer rückwirkenden Meldung vor, bevor der Betreiber pönalisiert wird.  Wie ist zu gewährleisten, dass nicht lediglich preissensitiv auf einen Redispatchabruf gewechselt wird, um TRE abrufe bei sehr hohen Preisen zu stoppen?		

2	BV-KWB	2.4.1	<p>"Bei einer Redispatch-Anweisung, die auf die Leistung gemäss Priorität 2 zurückgreift, wird allenfalls die Vorhaltung der Tertiärregelenergie verletzt. Ist dies der Fall, so hat der SDV die Möglichkeit, die entsprechenden Angebote für Tertiärregelenergie als nicht verfügbar zu melden, ohne, dass dafür die entsprechende Pönale geschuldet wird. Falls ein entsprechendes Angebot bereits abgerufen wurde, so wird der Abruf auf den Zeitpunkt der Nicht-Verfügbarkeit beendet."</p> <p>Frage: Wie erfolgt die Deklaration der Gebote als "nicht verfügbar"? Wie sieht der operative Prozess dazu aus?</p>		
2	BV-KWB	2.4.1 / 2.1.1	<p>Die Bestimmung der Redispatch-Leistung 2. Priorität sollte grundsätzlich nicht zur Anwendung kommen (siehe Antwort unter Ziffer 2.1.1.) Erst falls die Bestimmung der Redispatch-Leistung gemäss 1. Priorität nicht genügend Leistung für nationalen Redispatch gibt, kommt die 2. Priorität zum Zug.</p>	Siehe BV-KWB Anhang 5 Ziffer 2.1.1, Punkt 2.	Die Bestimmung wurde angepasst. Bei vergleichbarer Sensitivität wird zuerst die Leistung gemäss Priorität 1 abgerufen. Die vorgeschlagene Bestimmung, wonach zuerst die gesamte Leistung gemäss Prio 1 abgerufen werden soll, ist aus Sicht von Swissgrid nicht verhältnismässig. Damit könnte es vorkommen, dass 1000MW Prio 1 Leistung abgerufen werden muss, obwohl der Engpass z.B mit 50 MW Prio 2 Leistung behoben werden könnte.
2	BV-KWB	2.4.2	<p>Grundsätzlich sind wir gegen eine Pönale bei nicht korrekter Meldung der Daten, da wir nicht immer die Möglichkeit haben die Daten zu verifizieren.</p>	nein	Die Einführung einer Pönalen ist Teil der Gesamtlösung. Die Vergütung für Redispatch-Massnahmen wird in Zukunft deutlich höher ausfallen und soll alle Opportunitätskosten der Kraftwerke decken. Im Gegenzug erwartet Swissgrid eine vollständige Meldung der verfügbaren Redispatch-Leistung.
2	BV-KWB	2.4.2	<p>--&gt; Wir beantragen folgende Anpassung: "<del>Die Betreiber sind verpflichtet Swissgrid jederzeit die vollständige, technisch verfügbare Leistung zu melden und hierfür die korrekten PPS- und RPS-Daten zu übermitteln.</del> Die Bestimmung der Werte Pmax und Pmin erfolgt gemäss Anhang 2 Ziffer 2.1.3 und berücksichtigt technische <b>und hydraulische</b> Gegebenheiten. Eine Abweichung von den derart definierten Leistungen aus wirtschaftlichen Gründen ist nicht zulässig."</p> <p>Begründung: Ersten Satz komplett streichen, da bereits mit nachfolgendem Satz abgedeckt. Der zweite Satz ist entsprechend anzupassen. Zudem ist die Bezeichnung "jederzeit" abzulehnen, da z.B. bei einem Systemausfall die Meldung nicht möglich ist.</p>	Siehe BV-KWB Anhang 5 Ziffer 2.4.2.	Die Formulierung wurde ergänzt (technische und hydraulische Gründe und/oder Sicherheitsbestimmungen).
2	BV-KWB	2.4.2	<p>"Die Betreiber sind verpflichtet Swissgrid jederzeit die vollständige, technisch verfügbare Leistung zu melden und hierfür die korrekten PPS- und RPS-Daten zu übermitteln."</p> <p>Die Anpassung von Pmin und Pmax kann infolge von technischen, aber auch hydrologischen Bedingungen notwendig sein. Vorschlag: "Die Betreiber sind verpflichtet Swissgrid jederzeit die vollständige, technisch und hydrologisch verfügbare Leistung zu melden."</p>		
2	BV-KWB	2.4.2	<p>Sollte diese (Pönale) jedoch trotzdem eingeführt werden, gibt es seitens Alpiq weitaus mehr als nur technische Gründe für die Bestimmung von Pmax und Pmin, wie zum Beispiel hydrologische oder sicherheitstechnische Gründe. Diese müssen ebenfalls als mögliche Gründe zulässig sein. Es muss geklärt und klarer verfasst werden was unter nicht korrekter Meldung zu verstehen ist.</p>		
2	BV-KWB	2.4.2	<p>--&gt; Wir beantragen folgende Anpassung: "<del>Die Betreiber sind verpflichtet Swissgrid jederzeit die vollständige, technisch verfügbare Leistung zu melden und hierfür die korrekten PPS- und RPS-Daten zu übermitteln.</del> Die Bestimmung der Werte Pmax und Pmin erfolgt gemäss Anhang 2 Ziffer 2.1.3 und berücksichtigt technische <b>und hydraulische</b> Gegebenheiten. Eine Abweichung von den derart definierten Leistungen aus wirtschaftlichen Gründen ist nicht zulässig."</p> <p>Begründung: Ersten Satz komplett streichen, da bereits mit nachfolgendem Satz abgedeckt. Der zweite Satz ist entsprechend anzupassen. Zudem ist die Bezeichnung "jederzeit" abzulehnen, da z.B. bei einem Systemausfall die Meldung nicht möglich ist.</p>	Siehe BV-KWB Anhang 5 Ziffer 2.4.2.	Die Formulierung wurde ergänzt, die Pönale wird nur fällig, wenn die Abweichung vom Betreiber verschuldet wird, also zum Beispiel nicht bei einem unverschuldeten Systemausfall.
2	BV-KWB	2.4.2	<p>"Bei wiederholter unzulässiger und eine Toleranz überschreitender Abweichung der gemeldeten Redispatch-Leistung von der tatsächlich verfügbaren Redispatch-Leistung verpflichtet sich der Betreiber, Swissgrid eine Pönale zu entrichten."</p> <p>Eine Pönale sollte nur bei Vorsatz zur Anwendung kommen. Operative Fehler, Probleme mit dem Fahrplan-System, andere IT-Probleme müssen zwingend von einer Pönale ausgenommen werden.</p>		

2	BV-KWB	2.4.2	--> Wir beantragen folgende Anpassung: "Die Pönale wird berechnet aus dem Energiepreis multipliziert mit der Abweichung der gemeldeten Redispatch-Leistung von der tatsächlich verfügbaren Redispatch-Leistung <b>abzüglich des Toleranzwerts</b> und der Zeitdauer der Abweichung." Begründung: Im Vertrag ist zu ergänzen, dass, wie im Konsultationsdokument beschrieben, bei der Berechnung der Pönale die Toleranz von der Abweichung zwischen der gemeldeten und der tatsächlich verfügbaren Redispatch-Leistung abzuziehen ist.	nein	Vorschlag wird nicht übernommen. Bei einer Überschreitung der Abweichung von 10% wird die Pönale auf die gesamte Überschreitung berechnet. Das heisst bis zu 10% wird keine Pönale fällig, bei einer Abweichung von 11% wird die Pönale auf die gesamten Abweichung von 11% berechnet. Damit soll ein Anreiz geschaffen werden, die verfügbare Menge möglichst genau zu melden.
2	BV-KWB	2.4.2	--> Dieser Absatz ist unpräzise und muss überarbeitet werden. Insbesondere ist nicht klar, (1) was unter "wiederholt unzulässig" verstanden wird, (2) basierend auf welchen Werten die Abweichung berechnet wird und (3) wie Swissgrid den Energiepreis für die Pönale festlegt. Hinzu kommt, dass es zwischen dem Konsultationsdokument und dem Vertragstext Unstimmigkeiten gibt, u.A. Abweichung der Grenzwerte vs. Abweichung der Redispatch-Leistung.	Siehe BV-KWB Anhang 5 Ziffer 2.4.2.	Ziffer 2.4.2 wurde überarbeitet.  Der Prozess sieht wie folgt aus: - Wenn Swissgrid einen Verdacht hat, dass die Meldung nicht korrekt ist, dann wird KWB zur Stellungnahme aufgefordert - Kann der KWB nachweisen, dass die Meldung gemäss zulässigen Gründen (technisch..... Toleranz) korrekt war, dann keine Konsequenz - War die Meldung nicht korrekt, erfolgt beim ersten Mal eine Ermahnung. Im Wiederholungfall wird die Pönale fällig
2	BV-KWB	2.4.2	Frage: Wie wird die tatsächlich verfügbare Redispatch-Leistung berechnet?		
2	BV-KWB	2.4.2	Unterschiedliche Toleranzen und eine Einteilung in verschiedene Kategorien sind abzulehnen --> Wir fordern, dass die Toleranz einheitlich bei 10% festgelegt wird.	Siehe BV-KWB Anhang 5 Ziffer 2.4.2.	Der Einfachheit halber soll eine einheitliche Toleranz von 10% für alle EZE gelten. Ziffer 2.4.2 wurde entsprechend angepasst. Swissgrid erwartet aber trotzdem, dass die KWB die verfügbare Redispatch-Leistung so genau wie möglich melden. Die Toleranz soll nicht als Freigrenze interpretiert werden, die permanent ausgenutzt wird, sondern soll dem Umstand dienen, dass die genaue Bestimmung der verfügbaren Redispatch-Leistung im Echtzeitbetrieb nicht immer möglich ist.
2	BV-KWB	2.4.2	"Für die Bestimmung der Höhe der Toleranz werden die EZE/VE in drei Kategorien eingeteilt wobei die Toleranzabhängig von der Kategorie 2%, 5% oder 10% der Nennleistung beträgt. Die Einteilung der EZE/VE in eine der drei Kategorien erfolgt anhand der Anzahl Einflussfaktoren auf die Grenzwerte (z.B. Anzahl Speicherbecken) und der Geschwindigkeit mit welcher sich diese Einflussfaktoren im laufenden Betrieb verändern (z.B. Grösse der Speicherbecken)."  Die Einteilung der Kraftwerke in die unterschiedlichen Kategorien führt zu einer Ungleichbehandlung der Kraftwerke und ist nicht diskriminierungsfrei. Diese lehnen wir klar ab und sprechen uns für einen Toleranzwert für alle Kraftwerke aus (10%).		
2	BV-KWB	2.4.2	Toleranzen von 2%,5%,10% können bei Betriebsführern die nicht 24h Bürobesetzung haben und dies im Bereitschaftsdienst anpassen müssen nicht eingehalten werden. Sogar beim Kraftwerk Birsfelden weicht die Produktion bei wenigabfluss aufgrund Schleusungen etc. 20% ab. Bei Gewittern etc. ist dies auch bei Speicherkraftwerken insbesondere mit Zwischenbecken zu restriktiv.		
2	BV-KWB	2.5	Änderungen in die gleiche Richtung sollten generell und ohne Nachfrage bei SG erlaubt sein.	Siehe BV-KWB Anhang 5 Ziffer 2.5.	Der Vorschlag wurde übernommen. Änderungen in die gleiche Richtung wie ein Redispatch sind ohne Rückfrage erlaubt. Dabei müssen allerdings die Engpasswarnungen berücksichtigt werden.
2	BV-KWB	2.5	Änderungen in gleiche Richtung wie Redispatch sollten ohne Rückfrage erlaubt sein.		
2	BV-KWB	2.7	Diese Ziffer ist viel zu allgemein gehalten. Wann greift EICom ein? Unter welchen Bedingungen wird die Massnahme wieder aufgehoben? Eine wirtschaftliche Optimierung seitens Italien (bspw.) und eine zwangsweise Übernahme in der Schweiz zum Preis 0 €/MWh ist nicht akzeptabel, insbesondere wenn in den umliegenden Ländern ebenfalls negative Preise im Intraday bezahlt werden. Marktteilnehmer sollen nicht für Verpflichtungen von Swissgrid büssen. In der Arbeitsgruppe IM wurde vereinbart, die Untergrenze von 0.00 €/MWh CH intern aufzuheben bis Swissgrid massive Mehrausgaben hat. Erst dann kann EICom eine andere Weisung erlassen, was aber vertraglich nicht schon vorgesehen und detailliert geregelt werden muss. --> Diese Ziffer ist entsprechend anzupassen und zu präzisieren	nein	Ziffer 2.7 wird unverändert beibehalten.  Die gemeinsame Stellungnahme von Swissgrid und EICom dazu lautet wie folgt:  - Heute sind die negativen TRE-Preise häufig und teilweise stark negativ. In Einzelfällen mag dies gerechtfertigt sein. Im Allgemeinen ist dies in Anbetracht der Energiemarktpreise und des Schweizer Kraftwerkparcs aber schwer nachvollziehbar. Im Zusammenhang mit dem integrierten Markt werden diverse Verbesserungen des TRE-Marktes umgesetzt (Möglichkeit der automatisierten Gebotsabgabe, schnelle und umfassende Veröffentlichung, kurzfristige Änderbarkeit der Angebote). Swissgrid erwartet deshalb, dass sich die Häufigkeit und Höhe die Situation der negativen TRE-Preise dadurch aufgrund von Marktmechanismen verringert und es im Normalfall keine Marktbeschränkungen brauchen wird.  - Sollte das Preisniveau für negative TRE im Mittel trotz der ergriffenen Massnahmen weiterhin (stark) negativ bleiben, braucht es
2	BV-KWB	2.7	Die Bestimmung des Eingriffs in den Kraftwerkseinsatz ist aus diesem Artikel zu streichen. Wie wird das Limit definiert, ab wann erhebliche Kosten nicht mehr verursachergerecht überwälzbar sind?		

2	BV-KWB	2.7	<p>"Führen internationale Redispatches zu erheblichen nicht verursachergerecht überwälzbaren Kosten, wendet Swissgrid auf Anweisung der EICOM in Abänderung von Ziff. 2.2.2 i.V.m. Ziffer 2.1.2 und Ziffer 2.1.3 für Leistungsreduktionen bei internationalen Redispatches eine Preisuntergrenze von 0.00 Euro/MWh an. Bei der Anwendung dieser Preisuntergrenze berücksichtigt Swissgrid ausschliesslich Tertiärregelenergieangebote mit einem Energiepreis von minimal 0.00 Euro/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. 2.4.1) auswählen. Swissgrid wird die Vertragspartner mindestens 30 Tage im Voraus schriftlich über die Änderung informieren, sofern die Anweisung der EICOM keine kürzere Frist vorsieht."</p> <p>Für den Abschluss von internationalen Verträgen mit den europäischen TSOs ist Swissgrid verantwortlich. Sofern diese Verträge im Zusammenhang mit der Durchführung von Internationalen Redispatches zu nicht verursachergerecht überwälzbaren Kosten führen, sollten diese Verträge neu verhandelt werden. Eine Überwälzung der Kosten auf die KWB ist nicht verursachergerecht und führt bei den KWB unter Umständen zu hohen (Opportunitäts-)Kosten. Daher sollte eine solche Massnahme aus unserer Sicht, wenn überhaupt, nur temporär und mit genügender Vorlaufzeit (mindestens 30 Tage) eingesetzt werden und der Fokus auf die Vertragsverhandlungen mit den ausländischen TSO gelegt werden, um die Ursache des Problems zu beheben. Zudem sollten die Kriterien, die zu einem Regimewechsel führen, klar definiert und den KWB transparent kommuniziert werden. Des Weiteren sollten die KWB regelmässig über die jeweiligen Werte der Kriterien informiert werden.</p>		<p>insbesondere im Hinblick auf die Kostenfolgen für den internationalen Redispatch mit Italien ein Instrument, um die Folgen dieser (nicht zu erwartenden) Entwicklung abzdämpfen. Dabei ist davon auszugehen, dass eine Anweisung der EICOM i. S. v. Ziffer 2.7 im Normalfall nicht ohne vorgängige Konsultation der betroffenen KWB und SDV erfolgt.</p> <p>- Die Beurteilung, ob Ziffer 2.7 angewendet werden soll, hängt von vielen Einflussfaktoren ab. Unter anderem sind dies die Preisentwicklung auf dem Energiemarkt und die Häufigkeit, Höhe und Dauer der durchgeführten Redispatch-Massnahmen. Mit einer Festlegung von fixen Kriterien könnten diese Faktoren bei der Beurteilung nicht mehr adäquat berücksichtigt werden.</p>
2	BV-KWB	2.7	<i>... nicht verursachergerecht überwälzbare Kosten... nicht objektiv definiert -&gt; präzisieren oder streichen</i>		
3		-	<b>Würden Sie einer kurzfristigeren Änderung (kürzere Vorlaufzeit als 7 Monate) zustimmen, unter der Voraussetzung, dass die Einschränkungen bezüglich Einführungsstermin (vgl. 2.3) berücksichtigt sind?</b>		
3			Ja		keine
3			Ja		
3			Wir würden einer kurzfristigen Änderung zustimmen, sofern die offenen/kritischen Punkte bzgl. TRL-Rahmenvertrag und Anhang 5 zum KWB-Vertrag im Vorfeld geklärt werden können.		
3			<i>Wenn unsere Bemerkungen berücksichtigt werden, können wir eine kürzere Vorlaufzeit als 7 Monate akzeptieren.</i>		
3			Ja		
3			Ja		
3			Ja		
3			<i>Angesichts der noch offenen Punkte und der Komplexität der Aufgabe sehen wir eine Umsetzung welche wesentlich kürzer ist als 7 Monate als nicht realistisch.</i>		
4a		-	<b>Sind Sie damit einverstanden, dass bei Ziffer 2.4.2 unterschiedliche Toleranzen, abhängig von der Einteilung der Erzeugungseinheit in eine der drei Kategorien gelten?</b>		
4a			Ja.	siehe Antwort zu Frage 2, Pönale: Toleranz.	Es gibt neu eine einheitliche Toleranz von 10% für alle EZE. Vgl. Antworttext weiter oben.
4a		ja			
4a		Ja.			
4a		ja			
4a			<i>Wir begrüssen die Einführung von Toleranzbänder im Falle einer möglichen Pönale bei nicht korrekter Meldung der verfügbaren Daten. Die Grössenordnung ist für uns nicht nachvollziehbar und scheint uns arbiträr. Um diesen abschliessend zustimmen zu können brauchen wir eine detaillierte Liste der EZE und der entsprechenden Toleranzbänder. Zudem ist es nicht zielführend und sehr aufwendig auf häufige Anfragen zu reagieren. Die Identifikation von freier Leistung für Redispatch ist nicht immer klar identifizierbar. Die Fehlermarge kann in gewissen Fällen über 10% liegen und stark von der Jahreszeit abhängig. Alpiq würde eine einheitliche Fehlermarge für alle Kraftwerke begrüssen.</i>		
4a			<i>Nein, für alle Erzeugungseinheiten soll eine einheitliche Toleranz von 10% gelten</i>		
4a			Wir sind mit unterschiedlichen Toleranzen nicht einverstanden, da diese zu einer Ungleichbehandlung der Kraftwerke führen würde.		

4a			Nein		
4a			Wir müssen mehr details über die Kategorien bekommen. Die grösse der Beckenaber auch das Wassereinzugsgebiet, die Rampen, Sicherheitsprozessen,.. haben Einfluss auf die Qualität der PPS.		
4a			kann nicht beurteilt werden		
4b		-	<b>Finden Sie die angegebenen Kriterien (Anzahl der Einflussfaktoren und Geschwindigkeit mit welcher sich diese ändern) für die Einteilung zweckmässig?</b>		
4b			siehe Antwort 4a		
4b			Nein, für alle Erzeugungseinheiten soll eine einheitliche Toleranz von 10% gelten (ansonsten müssten die Kriterien exakter definiert werden)		Frage ist nich mehr relevant, da eine einheitliche Toleranz für alle EZE gilt.
4b			Nein.		
4b			Die grösse der Beckenaber auch das Wassereinzugsgebiet, die Rampen, Sicherheitsprozessen,.. haben Einfluss auf die Qualität der PPS.		
4b			Nein		
4b			kann nicht beurteilt werden		
4b			Ja.		
4b			Ja.		
4b			ja		
4c		-	<b>Wie würden Sie ihre Erzeugungseinheiten am Übertragungsnetz in die drei Kategorien einteilen?</b>		
4c			Eine klare Einteilung scheint uns schwierig da die EZE je nach Jahreszeit andere Betriebsmodi haben und unterschiedlich vom Laufwasser abhängig sind und grössere Toleranzen brauchen. Unklar ist ebenfalls ob solche Pönalen ebenfalls für EZE auf unterer Netzebene sowie Pooling-einheiten gelten. In diesem Fall haben wir eine Diskriminierung der Kraftwerke auf der Netzebene 1, was wir vehement zurückweisen.		Frage ist nich mehr relevant, da eine einheitliche Toleranz für alle EZE gilt.
4c			Alle Erzeugungseinheiten in die Kategorie 10%.		
4c			Wir lehnen unterschiedliche Toleranzenab und präferieren eine einheitliche Toleranz von 10 % für alle Kraftwerke.		
4c			In der grössten Kategorie		
4c			kann nicht beurteilt werden		
4c			Ja.		
4c			Ja.		
4c			Ja		
4c			Der Vorschlag von Swissgrid ist aus unserer Sicht sinnvoll abgestuft.		
5		-	<b>Was ist für Ihr Unternehmen der früheste mögliche Einführungstermin. Auf diesen Termin muss mindestens die Handhabung der zwingenden Änderungen gewährleistet sein.</b>		
5			rasch, nicht zeitkritisch		
5			Unsere Möglichkeiten wurden in den Arbeitsgruppen Swissgrid eingebracht.		Die Einführung des integrierten Marktes erfordert bei Swissgrid umfangreiche Systemanpassungen und auch Anpassungen von Verträgen mit ausländischen TSOs. Eine Einführung im 2018 wird aus diesen Gründen nicht mehr möglich sein.
5			Die Einführung soll noch vor Ende 2018 erfolgen.		
5			November/Dezember		Swissgrid wird für den Einführungstermin wie gewünscht eine Vorlaufzeit von einigen Monaten vorsehen.
5			Unsere Möglichkeiten wurden in den Arbeitsgruppen Swissgrid eingebracht.		
5			01.11.2018		
5			November/Dezember		
5			gegen Ende 2018, wie vorgeschlagen, passt für uns. Nicht nur am 1.1.2019!		
5			Die Umsetzung der zwingenden Änderungen erfordert bei uns nur geringe Eingriffe in die IT-Systeme, so dass wir diese innerhalb von vier Wochen nach der Klärung aller kritischen/offenen Vertragsdetails bzgl. TRL-Rahmenvertrag und Anhang 5 der Betriebsvereinbarung für KWB umsetzen könnten.		
5			Ab Unterzeichnung der Verträge kann der IM innerhalb von 6 bis 8 Monaten eingeführt werden. Dies in Abhängigkeit der zu überbrückenden Periode, sprich Sommerferien oder Weihnachten.		
5			9 Monate		
6		-	<b>Welche der optionalen Möglichkeiten beabsichtigen Sie zu nutzen? Ab wann wären Sie dazu in der Lage respektive beabsichtigen Sie diese zu nutzen?</b>		
6			Alpiq plant den gesamten Austausch mit ECP abzuwickeln. Betreffend Fristen verweisen wir auf Antwort 5		
6			Alle; Nutzung sobald verfügbar.		
6			alle		

6			Wir sind bestrebt, die TRE-Angebote so schnell wie möglich per ECP abzugeben, RPS und PPS über ECP zu senden sowie den Empfang und die Bestätigung der TRE-Abrufe und Redispatches auf Basis von ECP abzuwickeln. Da hierzu Anpassungen in unseren IT-Systemen notwendig sein werden, wird die Umsetzung etwa drei Monate in Anspruch nehmen.		
6			XML-ESS		
6			Automatische Abgabe freiwillige TRE, 1.1.19		
6			alle		
6			Wir möchten ECP einführen. Wann wissen wir noch nicht. Wenn wir ECP einführen, stellen wir uns vor, dass das ganze Paket implementiert wird.		
6			keine		
6			Dies muss noch vertiefter analysiert werden.		
6			Dies muss noch vertiefter analysiert werden.		
6			Bitte Optionen präzisieren: Abruf in ERRP-Format via ECP. Zudem ist 2.3.1, 2. Anstrich verwirrend: "neues Format" für TRE Abrufe? XML-Datei nicht mehr gleich ERRP?		
7		-	<b>Was ist der präferierte Einführungsstermin? Bevorzugen Sie eine möglichst frühe Einführung, das heisst sobald die Handhabung der zwingenden Anpassungen gewährleistet ist, oder bevorzugen Sie eine spätere Einführung, damit Sie die optionalen Möglichkeiten von Beginn an nutzen können?</b>		
7			siehe Antwort 6 und 5		Siehe Antwort Frage 5
7			Unser optimaler Zeitpunkt wurde in den Arbeitsgruppen Swissgrid eingebracht.		
7			Die Einführung sollte möglichst früh (vor Ende 2018!) erfolgen, damit die seit Jahren unbefriedigende Redispatch-Situation verbessert und der Prozess nicht durch andere Projekte verzögert wird.		
7			So früh wie möglich		
7			Wir bevorzugen eine möglichst frühe Einführung des neuen Regimes.		
7			Unser optimaler Zeitpunkt wurde in den Arbeitsgruppen Swissgrid eingebracht.		
7			Früher Beginn		
7			so früh wie möglich		
7			keine Präferenz, flexibel		
7			spätere Einführung		
7			2. Variante: wir bevorzugen eine spätere Einführung, damit wir die optionalen Möglichkeiten von Beginn an nutzen können.		
99		-	<b>Kommentare zum erklärenden Dokument aus der Arbeitsgruppe (Konsultationsdokument)</b>		
99	Konsultationsdokument	allg.	Einige Aussagen im Konsultationspapier sind widersprüchlich, nicht korrekt oder so nicht in den Vertragsvorschlägen umgesetzt. U.a. <ul style="list-style-type: none"> <li>• Pönale bei mangelhafter PPS-Meldung: 10% der Kraftwerksnennleistung vs. 2%, 5%, 10%</li> <li>• 2.3.1: PPS, RPS neu auch über ECP vs. S15/17 ganz oben: langfristig auch PPS, RPS über ECP</li> <li>• ...wird Swissgrid im Q1/2018 Workshop durchführen</li> <li>• 3.1.1 Sonderregelungen Kernkraftwerke: Als letzte Möglichkeit sollen diese auch zur Verfügung stehen abruf KKW erst, wenn alle anderen Redispatchmöglichkeiten ausgeschöpft sind vs. Anhang 5 §2.1.4: ..., respektive wenn die Sensitivität der übrigen EZE so gering ist, dass zur Behebung ohne Kernkraftwerke eine unverhältnismässig hohe Redispatch-Leistung notwendig wäre."</li> </ul>	nein	- Die Pönale beträgt nun einheitlich 10%. - Die Möglichkeit PPS und RPS über ECP zu übermitteln wird von Beginn an angeboten, da dies mit einem geringen zusätzlichen Aufwand realisiert werden kann. - Die Workshops wurden im Q1/Q2 2018 durchgeführt. - Die Bestimmung bezüglich Sensitivität bei KKW wurde gestrichen.
99	Konsultationsdokument	3.1.1	Pönale bei mangelhafter PPS-Meldung "Bei wiederholter und ungerechtfertigter Abweichung der gemeldeten Daten von den tatsächlichen Werten..." Tatsächliche Werte sind nicht näher beschrieben. Wie werden diese bestimmt?	nein	Vgl. Antworten auf Kommentare zu Ziffer 2.4.2 BV-KWB
99	Konsultationsdokument	3.1.1	Priorität von Redispatch gemäss BV KWB gegenüber TRE Dieser Prozess ist mit den KWB noch detailliert abzustimmen, damit in Zukunft eine Automatisierung der Prozesse möglich ist.	nein	Vgl. Antworten auf Kommentare zu Ziffer 2.4.1 BV-KWB
99	Konsultationsdokument	3.1.1	Sonderregelung für hydraulisch gekoppelte Erzeugungseinheiten Die Liste der gekoppelten Erzeugungseinheiten ist nicht als abschliessend zu betrachten. Treten bei anderen Kraftwerken im operativen Betrieb Schwierigkeiten auf, sind diese angemessen zu berücksichtigen.	nein	Der Vertrag schafft nur die Grundlage, damit zusätzliche Toleranzen möglich sind. Die konkrete Festlegung im Einzelfall erfolgt bilateral zwischen dem KWB und Swissgrid.
99	Konsultationsdokument	3.1.1	Sonderregelung für Kernkraftwerke Die genaue Definition von Pmin bei Kern- und Laufwasserkraftwerken ist in Absprache mit den KWB festzulegen.	nein	Vgl. Antworten zu den Kommentaren zum Anhang 5 BV-KWB Ziffern 2.1.4 und 2.4.2.

99	Konsultationsdokument	3.1.2	<p><i>Anpassungen Produkte</i>  <i>Der Beginn eines Abrufes TREnergie+_s sowie TREnergie-_s und TREnergie-_l: Gate Closure 30 min vor Lieferbeginn</i>  <i>An dieser Stelle fehlt der Bezug zur Thematik Partnerwerke und dem Swissgrid-Dokument "Neuer TRE Angebots- und abrufprozess". Ein Gate Closure von 30 Minuten ist problematisch für den Betriebsführer in Bezug auf die Generierung neuer PPS-Fahrpläne.</i>  <i>--&gt; Das Dokument "Neuer TRE Angebots- und abrufprozess" sollte Teil des Vertragswerkes sein.</i></p>	nein	<p>Die Regelung zwischen Betriebsführer und beteiligten Partnern liegt nicht in der Verantwortung von Swissgrid. Mit der Unterzeichnung des Dokumentes «Gewährleistung der betrieblichen Abwicklung» müssen der anbietende SDV und der betriebsführende SDV bestätigen, dass geeignete Vereinbarungen getroffen wurden und die betriebliche Abwicklung somit gewährleistet ist.</p> <p>Die Spezifikationen aus dem Dokument «Neuer TRE Angebots und Abrufprozess» wurden in das Schnittstellenhandbuch respektive die darin referenzierten Dokumente übernommen. Das Schnittstellendokument ist ein «subsidiär anwendbares Dokument» des Rahmenvertrages. In den Ausschreibungsbedingungen Ziffer 1 wurde ausserdem ergänzt, dass die darin beschriebenen Prozesse einzuhalten sind.</p>
99	Konsultationsdokument	3.1.2	<p><i>Ausgleichsenergiepreis</i>  <i>«- TREabrufe für Redispatch fließen nicht in die Berechnung des Ausgleichsenergiepreises ein</i>  <i>...</i>  <i>- Gibt es in der Schweiz gleichzeitig einen Bedarf für verschiedene Zwecke, zum Beispiel für Balancing und einen Internationalen Redispatch (von Swissgrid angefordert), so gilt für beide der gleiche Preis.»</i>  <i>Gemäss 1. Anstrich fließen TREabrufe für Redispatch nicht in die Berechnung des Ausgleichsenergiepreises ein. Das heisst, dass bei gleichzeitigem Abruf von TRE für Balancing und Redispatch die günstigeren Gebote für Balancing verwendet werden (und damit für den Ausgleichsenergiepreis relevant sind) und die teureren für Redispatch. Damit ist der Preis nicht für beide Zwecke gleich.</i>  <i>--&gt; Die Prinzipien sind genauer zu spezifizieren</i></p>	nein	<p>Gemäss Konsultationsdokument gilt:  <i>Der Ausgleichsenergiepreis hängt unter anderem vom durchschnittlichen Preis aller Tertiärabrufe des entsprechenden Zeitintervalls ab (Siehe Bilanzgruppenvertrag Anhang 1, Ziffer 7.1.) Mit dem gleichzeitigen Abruf von TRE für Balancing und Redispatch kann nicht vermieden werden, dass die verschiedenen Abrufzwecke einen gegenseitigen Einfluss auf die Preise haben. Um eine möglichst verursachergerechte Anrechnung der Kosten zu gewährleisten, sollen die folgenden Prinzipien angewendet werden:</i>  <i>- TRE Abrufe für Redispatch fließen nicht in die Berechnung des Ausgleichsenergiepreises ein</i>  <i>- Bezüglich Preise bei gleichzeitigem Abruf gilt der Vorrang des CH-Bedarfs. Dies wird auch bereits heute bei «MEAS», «Notreserve» und «RD Italien trilateral» angewendet.</i>  <i>- Gibt es in der Schweiz gleichzeitig einen Bedarf für verschiedene Zwecke, zum Beispiel für Balancing und einen Internationalen Redispatch (von Swissgrid angefordert), so gilt für beide der gleiche Preis.</i></p> <p>Die angegebenen Interpretation dieser Prinzipien ist nicht korrekt. Die Prinzipien sollen anhand folgender Beispiele illustriert werden.  1) Es erfolgt ein einziger TRE Abruf von 50MW zum Zweck der Tertiärregelung → Der Preis fliesst in die Berechnung des Ausgleichsenergiepreises ein  2) Es erfolgt ein einziger TRE Abruf von 50MW für einen internationalen Redispatch. → Der Preis fliesst nicht in die Berechnung des Ausgleichsenergiepreises ein, das heisst, der AEP wird nur basierend auf dem Spotpreis und dem SRE-Preis berechnet  3) Es erfolgen zwei TRE Abrufe von 50MW einer zum Zweck der Tertiärregelung und einer für einen von Deutschland angeforderten Redispatch. → der günstigere Abruf fliesst in den AEP ein, der teurere Abruf wird an Deutschland verrechnet.  4) Es erfolgen zwei TRE Abrufe von 50MW einer zum Zweck der Tertiärregelung und einer für einen von Swissgrid angeforderten Redispatch. → Der durchschnittliche Preis beider Abrufe fliesst in den AEP ein und der durchschnittliche Preis beider Abrufe ist für die Berechnung der RD-Kosten massgebend.</p>
99	Konsultationsdokument	3.2.1	<p><i>Anpassungen nationale TRE Produkte</i>  <i>Das Standardprodukt bei TERRE ist gemäss aktuellem Vorschlag (Proposal for the Implementation Framework for the Exchange of Balancing Energy from Replacement Reserves, 21. Februar 2018) ein Block- und kein Rampenprodukt</i></p>	nein	<p>Beim TERRE-Produkt handelt es sich um ein Rampenprodukt.</p> <p>Akzeptiert werden bei TERRE alle Lieferformen (Rampen von 30 Minuten bis zur Lieferung eines Blocks ohne Rampen). Die TSOs sollen in ihren nationalen Regelungen geeignete Anreize schaffen, damit die Lieferung möglichst mit 10-Minuten Rampen erfolgt. Die konkrete Umsetzung dieser Anreize liegt im Ermessen der einzelnen (nationalen) TSOs. Swissgrid wird dies dahingehend umsetzen, dass bei der Berechnung der Korrekturfahrpläne die 10-Min Rampen berücksichtigt werden. Eine davon abweichende Lieferung wird somit zu Ausgleichsenergie führen.</p>