



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

# Die im StromVG stipulierte Reservehaltung

---

Bericht des Bundesrates in Beantwortung des Postulates 08.3757 der UREK-N  
vom 10. November 2008

Juni 2009



## Inhaltsverzeichnis

Die im StromVG stipulierte Reservehaltung.....	1
1. Ausgangslage.....	4
2. Systemdienstleistungen .....	6
Allgemeines .....	6
Regelenergie .....	6
Primärregelung.....	7
Sekundärregelung .....	7
Tertiärregelung .....	7
Weitere Systemdienstleistungen .....	8
3. Mengengerüst.....	9
Einleitende Bemerkungen .....	9
Primärregelleistung .....	9
Sekundär- und Tertiärregelleistung.....	9
Fazit Mengengerüst.....	10
4. Preisbildung.....	11
Einleitende Bemerkungen .....	11
Präqualifikationsverfahren.....	11
Marktbasierte Ausschreibung.....	11
Vergabe und Vergütung .....	12
Regelenergiemarkt Schweiz.....	13
Fazit Preisbildung .....	13



5. Kostenüberwälzung .....	15
Einleitung.....	15
Tarif allgemeine Systemdienstleistungen für Endverbraucher.....	15
Tarif allgemeine Systemdienstleistungen für Betreiber von Kraftwerken.....	16
Kostentragung Systemdienstleistungen .....	16
Literaturverzeichnis .....	17



## 1. Ausgangslage

Der Bundesrat hat das Stromversorgungsgesetz (StromVG; SR 734.7) – mit gewissen Ausnahmen – auf den 1. Januar 2008 in Kraft gesetzt. Diese Ausnahmen betreffen u.a. den diskriminierungsfreien Netzzugang Dritter (Art. 13 Abs. 1 und 2 StromVG; Inkrafttreten: 1. Januar 2009). Mit der Gewährleistung des diskriminierungsfreien Netzzugangs ist auch die Einführung des zentralen Bilanzmanagements für die Regelzone Schweiz verbunden. Die nationale Netzgesellschaft swissgrid betreibt und überwacht das gesamtschweizerische Übertragungsnetz und führt es als eine Regelzone (Art. 20 Abs. 2 Bst. a StromVG). Weiter ist swissgrid für das Bilanzmanagement verantwortlich und stellt die Systemdienstleistungen einschliesslich Bereitstellung von Regelenergie sicher (Art. 20 Abs. 2 Bst. b StromVG). Die zu diesem Zweck benötigten Kraftwerkskapazitäten sind nach Artikel 22 Absatz 1 Stromversorgungsverordnung (StromVV; SR 734.71) in einem marktorientierten, diskriminierungsfreien und transparenten Verfahren zu beschaffen.

Swissgrid hat Ende Mai 2008 die ab 1. Januar 2009 für das Übertragungsnetz gültigen Tarife publiziert. Neben dem Tarif für die Netznutzung wurde der Tarif für die allgemeinen Systemdienstleistungen in der Höhe von 0,90 Rappen pro Kilowattstunde bekannt gegeben. Im Juni 2008 hat die Eidgenössische Elektrizitätskommission (EiCom) von Amtes wegen eine Untersuchung betreffend die Kosten und Tarife für die Netznutzung Netzebene 1 und Systemdienstleistungen eingeleitet.

Am 10. November 2008 reichte die UREK-N ein Postulat (08.3757) mit folgendem Wortlaut ein:  
*„In Anbetracht der auf Anfang 2009 angekündigten Strompreiserhöhungen wird der Bundesrat beauftragt, dem Parlament bis Ende Mai 2009 einen ausführlichen Bericht über die im StromVG stipulierte Reservehaltung vorzulegen. Dabei soll insbesondere über das Mengengerüst, die Preisbildung und die Kostenüberwälzung Auskunft erteilt werden.“*

In seiner Stellungnahme vom 5. Dezember 2008, mit der er die Annahme des Postulates beantragte, führte der Bundesrat aus: „Auf der Grundlage verschiedener Gespräche mit Vertretern der Strombranche sowie weiterer Abklärungen auch bei den Kantonen und Gemeinden hat das UVEK dem Bundesrat einen Entwurf zur Revision der StromVV unterbreitet. Der Entwurf enthält praxistaugliche und kurzfristig wirksame Massnahmen u.a. im Bereich der Reserveenergie zur Reduktion der von der Strombranche angekündigten Strompreiserhöhungen per Januar 2009.“

In der Folge hat der Bundesrat Änderungen an der StromVV vorgenommen: Die Kosten für die Systemdienstleistungen (Reserveenergie) müssen neu verursachergerecht verrechnet werden. Die Endkonsumenten dürfen nur mit einem Teil der Gesamtkosten belastet werden, das heisst mit maximal 0,40 Rappen statt 0,90 Rappen pro Kilowattstunde. Den Rest der Kosten müssen die Betreiber der grossen Kraftwerke mit einer elektrischen Leistung grösser als 50 Megawatt (MW) tragen.

Dem Bundesrat ist es gemäss seinen Ausführungen zu vorstehendem Postulat ein Anliegen gewesen, dass mit dieser Revision der StromVV die laufenden Untersuchungen der EiCom nicht behindert oder gestoppt werden, da auch die Entscheide des Regulators zu weiteren Absenkungen der Preise führen können. Mit der beschlossenen Revision der StromVV und den darauf basierenden Entscheidungen der EiCom kann das Ziel, die Strompreiserhöhungen per Anfang 2009 wesentlich zu senken, erreicht werden.



Das Postulat der UREK-N war in der Debatte zu den Strompreisen im Nationalrat unbestritten und wurde am 9. Dezember 2008 überwiesen.

Mit Verfügung vom 6. März 2009 hat die EICom ihre Untersuchungen betreffend die Kosten und Tarife für die Netznutzung Netzebene 1 und Systemdienstleistungen abgeschlossen. Der Tarif 2009 für allgemeine Systemdienstleistungen wurde von der EICom auf 0,77 Rappen pro Kilowattstunde festgelegt (Quelle [1], Seite 69).

Der vorliegende Bericht wurde auf Basis und in Kenntnis der obgenannten Verfügung der EICom erstellt.



## 2. Systemdienstleistungen

### Allgemeines

Systemdienstleistungen (SDL) sind die „für den sicheren Betrieb (des Stromnetzes) notwendigen Hilfsdienste. Diese umfassen insbesondere Systemkoordination, Bilanzmanagement, Primärregelung, Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit von Erzeugern, Spannungshaltung (inkl. Anteil Blindenergie), betriebliche Messungen und Ausgleich der Wirkverluste“ (Art. 4 Abs. 1 Bst. g StromVG). Weiter umfassen die Systemdienstleistungen die Bereitstellung von Regelenergie im Allgemeinen, also nicht nur die Primär-, sondern auch die Sekundär- und Tertiärregelung (Art. 20 Abs. 2 Bst. b StromVG).

### Regelenergie

Strom, bzw. elektrische Energie lässt sich mit konventionellen Mitteln nicht in grösseren Mengen speichern. Es muss deshalb zu jedem Zeitpunkt exakt genau so viel Strom erzeugt werden, wie verbraucht wird. Dieses Gleichgewicht gewährleistet die sichere Versorgung der Endverbraucher und den sicheren Betrieb der Stromnetze mit konstanter Frequenz und Spannung (Quelle [2], Seite 1). Unvorhergesehene Schwankungen im Stromnetz müssen durch die Vorhaltung und den Einsatz von Leistungsreserven in regelfähigen Kraftwerken ausgeglichen werden. Die Ausbalancierung von Verbrauch und Erzeugung im Stromnetz durch Regelenergie ist ein kontinuierlicher Prozess und lässt sich trotz Einsatz von Statistik und Prognosemodellen nicht vermeiden. Die Gründe liegen zum einen in Kraftwerksausfällen, Verbrauchsschwankungen, Prognosefehlern (z.B. aufgrund von abweichenden Witterungseinflüssen wie etwa Sonneneinstrahlung und Temperatur) oder Abweichungen bei der Erzeugung (z.B. kurzfristig variierende Zuflüsse bei Laufwasserkraftwerken), aber auch aufgrund von Stromnetzausfällen.

Technisch gesehen erfolgt die Erbringung der Regelenergie durch einen dreistufigen Regelungsvorgang (Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung) innerhalb des synchronen europäischen Verbundnetzes der „Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity“ (UCTE). Dieser wird in der Folge beschrieben.

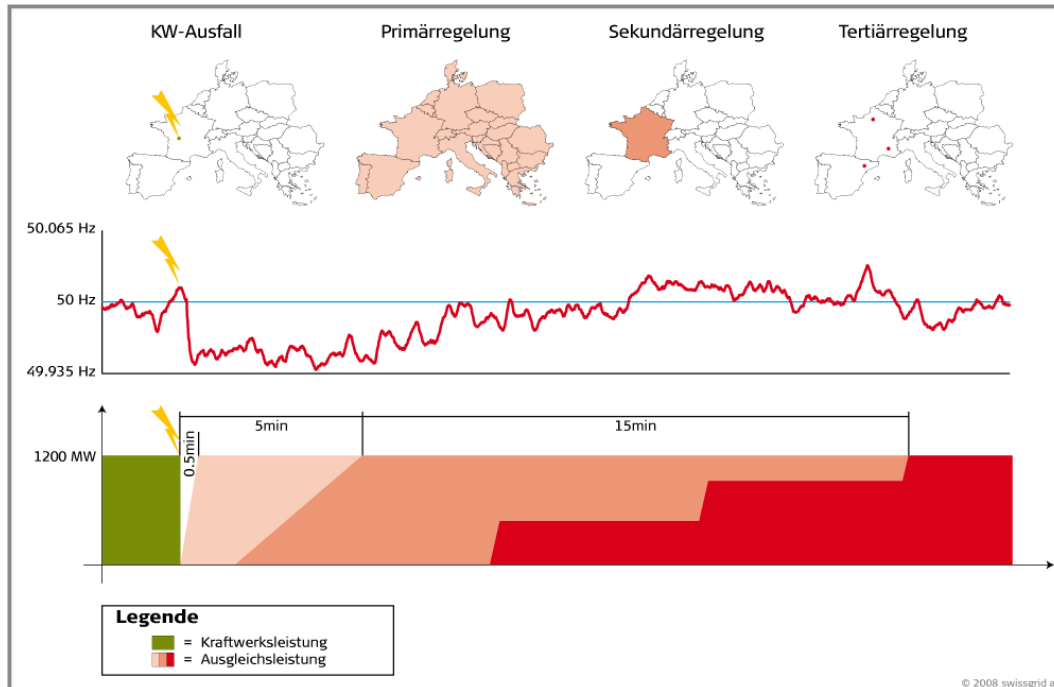


Abbildung 1:

Beispiel eines Kraftwerksausfalls in Frankreich (Quelle [3], Seite 62). Im gesamten Gebiet der UCTE wird unmittelbar Primärregelung aktiviert. Nach 30 Sekunden wird in Frankreich automatisch Sekundärregelenergie abgerufen, die nach 15 Minuten durch die Tertiärregelung abgelöst wird, im Beispiel durch Kraftwerke in Frankreich und Spanien.

## Primärregelung

Die Primärregelung trägt innerhalb von Sekunden zur Wiederherstellung des Gleichgewichts zwischen Produktion und Verbrauch nach Störungen bei. Die Aktivierung erfolgt automatisch und direkt in den beteiligten Kraftwerken mittels Turbinenregler. Dabei wird die momentane Netzfrequenz mit der Sollfrequenz von 50 Hertz (Hz) verglichen. Kommt es zu einer Abweichung, so wird Leistung aktiviert und damit die Frequenz gestützt.

## Sekundärregelung

Die Sekundärregelung dient der Einhaltung des gewollten Energieaustauschs einer Regelzone mit den anderen Regelzonen im UCTE-Verbund bei gleichzeitiger integraler Stützung der Frequenz. Dafür werden die geplanten mit den tatsächlichen Leistungsflüssen zu anderen Regelzonen verglichen und ausgeregelt. Die Ausregelung findet vollautomatisch im zentralen Netzregler der jeweiligen Regelzone statt mittels Abruf von Leistung in den Kraftwerken. Als Voraussetzung müssen die Kraftwerke nebst der leittechnischen Einbindung so betrieben werden, dass jederzeit die geforderte positive oder negative Regelleistung zur Verfügung steht. Der Einsatz der Sekundärregelung beginnt nach wenigen Sekunden und ist typischerweise nach 15 Minuten abgeschlossen. Falls die Regelleistungsabweichung nach 15 Minuten nicht beseitigt ist, wird die Sekundärregelung von der Tertiärregelung abgelöst.

## Tertiärregelung

Die Tertiärregelreserve wird zur Ablösung der Sekundärregelreserve und damit zur Wiederherstellung des ursprünglichen Netzzustandes eingesetzt. Sie ist vor allem notwendig, um grössere, länger an-



dauernde Regelabweichungen, insbesondere nach Kraftwerksausfällen oder unvorhergesehenen, lang anhaltenden Laständerungen, auszugleichen. Die Aktivierung der Erbringung von Tertiärregelung wird telefonisch und per Fahrplanmeldung vom Übertragungsnetzbetreiber beim Kraftwerk ausgelöst. Die positive Tertiärregelleistung wird durch regelfähige Kraftwerke erbracht, welche entsprechende Leistungsreserven vorhalten müssen, um im Bedarfsfall innerhalb 15 Minuten zusätzliche Leistung über einen längeren Zeitraum liefern zu können. Negative Tertiärregelleistung wird in erster Linie durch das Zurückfahren der Leistung von Kraftwerken und das Einschalten von Pumpen in Speicherkraftwerken erbracht. Dabei muss im Betrieb der jeweiligen Kraftwerke die entsprechende Vorhaltung der Tertiärregelleistung eingeplant und jederzeit sichergestellt werden.

### **Weitere Systemdienstleistungen**

Die Systemdienstleistungen beinhalten zahlreiche weitere Massnahmen, die zur Aufrechterhaltung eines stabilen Stromnetzes zur Verfügung stehen. Es handelt sich um Systemkoordination, das Bilanzgruppenmanagement, die Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit von Erzeugern, die Spannungshaltung, die betrieblichen Messungen und den Ausgleich von Wirkverlusten.

Die nachfolgenden Ausführungen stützen sich auf die Abklärungen, welche die ECom im Rahmen der Untersuchung der von swissgrid publizierten Tarife für die Netzebene 1 getroffen hat. Diese Erkenntnisse sind auch in die Verfügung vom 6. März 2009 eingeflossen (Quelle [1], Seiten 49 – 66).





### 3. Mengengerüst

#### Einleitende Bemerkungen

Nach Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe b StromVG ist die nationale Netzgesellschaft „für das Bilanzmanagement verantwortlich und stellt die weiteren Systemdienstleistungen einschliesslich Bereitstellung von Regelenergie sicher“. Sie trifft zusammen mit den Netzbetreibern, Erzeugern und übrigen Beteiligten vorbereitende Massnahmen zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs (Art. 5 Abs. 1 und 2 StromVV). Dabei berücksichtigt sie internationale Verträge, Normen und Empfehlungen anerkannter Fachorganisationen, namentlich die Vorgaben der UCTE (Art. 5 Abs. 1 StromVV).

Die nationale Netzgesellschaft swissgrid ist Mitglied der UCTE. Diese hat ein sogenanntes Operation Handbook herausgegeben, welches Empfehlungen für den Betrieb des Übertragungsnetzes enthält (Quelle: [4], policy 1). Um den Empfehlungen der UCTE im Operation Handbook mehr Gewicht und verbindlichen Charakter zu verleihen, haben sich die Übertragungsnetzbetreiber verschiedener Länder vertraglich verpflichtet, die Vorgaben des Operation Handbook einzuhalten.

#### Primärregelleistung

Die Bestimmung der bereitzustellenden Menge an Primärregelleistung ist im UCTE Operation Handbook geregelt. Die für den UCTE-Verbund ermittelte Gesamtregelreserve von 3000 MW wird jährlich entsprechend der Nettostromerzeugung der Mitglieder auf die Regelzonen proportional aufgeteilt. Der Anteil für die Schweiz beträgt +/- 74 MW für das Jahr 2009.

Aufgrund des von der UCTE vorgegebenen Schlüssels zur jährlichen Aufteilung der gesamten Primärregelleistung auf die einzelnen Regelzonen ist für den Umfang der Vorhaltung von Primärregelleistung in der Regelzone Schweiz kein Interpretationsspielraum vorhanden.

#### Sekundär- und Tertiärregelleistung

Bei der Festlegung der vorzuhaltenden Menge an Sekundär- und Tertiärregelleistung besteht mehr Interpretationsspielraum. Die Grundlage für die Festlegung der notwendigen Sekundär- und Tertiärregelleistung in der Regelzone Schweiz erfolgte für die Regelzone Schweiz auf Basis von statistischen Verfahren. Das verwendete Verfahren zur Berechnung der vorzuhaltenden Regelleistung entspricht dem Stand der Technik und ist aus methodischer Sicht nicht bestritten. Ebenfalls unbestritten ist das bei diesem Verfahren festgelegte Defizitniveau von 0,1 %. Bei diesem Grenzwert geht man davon aus, dass während ca. 9 Stunden innerhalb eines Jahres (0,1 % von 8760 h) die Schweiz auf Hilfe aus dem Ausland angewiesen ist. Da man diese Vorgabe für vergleichbare Regelgebiete in Europa oft antrifft, ist dies eine sinnvolle Vorgabe für die Festlegung der notwendigen Leistungsvorhaltung. Die Resultate der Berechnungen hängen jedoch weitgehend von den zugrunde gelegten Annahmen ab. Wesentliche Faktoren, die den Umfang der Vorhaltung von Sekundär- und Tertiärregelleistung beeinflussen sind einerseits die Grösse und Verfügbarkeit des Kraftwerkparkes und die Güte der Last- und Erzeugungsprognosen und andererseits die jeweiligen kurzfristigen Lastabweichungen (das sogenannte Lastrauschen) einer Regelzone. Zum Zeitpunkt der Berechnungen von swissgrid lagen nicht für alle Eingangsgrössen der Regelzone Schweiz statistisch erhärtete Werte vor. Teilweise mussten Annahmen getroffen werden oder auf vergleichbare Werte aus dem Ausland zurückgegriffen werden. Dies hängt damit zusammen, dass es die Regelzone Schweiz erst seit dem 1. Januar 2009 gibt. Vorher war die Schweiz aufgeteilt in sieben Regelzonen.

Im Zusammenhang mit der Festlegung der notwendigen Menge an Regelleistung ist zu beachten,



dass für die Regelzone Schweiz das Verhältnis der Regelzonenhöchstlast (ca. 10'000 MW) zum grössten Kraftwerksblock (1165 MW Kernkraftwerk Leibstadt) als im Vergleich mit dem benachbarten Ausland ungünstig zu bezeichnen ist. Daraus resultiert ein verhältnismässig hoher Bedarf an Leistungsvorhaltung.

Wichtig im Sinne der UCTE ist jedoch nicht nur die ausgewiesene Menge der Vorhaltung, sondern die effektive Regelqualität. Diese wird nebst der Aufteilung der Gesamtleistungsvorhaltung zwischen Sekundär- und Tertiärregelleistung, auch von den entsprechenden Aktivierungszeiten der jeweiligen Systemdienstleistungsprodukte und der effektiven Verfügbarkeit der jeweiligen Regelkraftwerke beeinflusst. Damit das Ziel einer hohen Regelqualität erreicht wird, gibt es für die jeweiligen Anbieter von Regelleistung entsprechende Vorschriften wie etwa ein Online-Monitoring der Kraftwerke oder Konventionalstrafen bei Nichteinhalten der hohen Anforderungen betreffend Verfügbarkeit der Kraftwerke (Quelle [5], Seite 7).

Die nationale Netzgesellschaft swissgrid legte basierend auf den obgenannten Berechnungen und den Vorgaben der UCTE den Umfang der Vorhaltung von Sekundärregelleistung auf +/- 350 MW, für positive Tertiärregelleistung auf + 650 MW und für negative Tertiärregelleistung auf – 560 MW fest (Quelle [6], Seiten 5 und 6).

### **Fazit Mengengerüst**

Die Bestimmungen über den Umfang der Vorhaltung von Primärregelleistung nach Vorgaben der UCTE lassen keinen Interpretationsspielraum für die nationale Netzgesellschaft zu, weil diese sich mit ihrer Mitgliedschaft bei der UCTE zur Einhaltung deren Richtlinien verpflichtet hat.

Die von Swissgrid verwendete Methode zur Festlegung des Bedarfs der Vorhaltung von Sekundär- und Tertiärregelleistung entspricht dem Stand der Technik. Ein Spielraum besteht bei der Optimierung der Aufteilung von Sekundär- und Tertiärregelleistung nach ökonomischen Gesichtspunkten. Weiter ist in den nächsten Monaten eine Überprüfung der vorzuhaltenden Regelleistung für die Regelzone Schweiz aufgrund der nun zur Verfügung stehenden effektiven Einflussgrössen für die Berechnung der notwendigen Mengen und unter Berücksichtigung der Regelqualität vorzunehmen.



## 4. Preisbildung

### Einleitende Bemerkungen

Nach Artikel 20 Absatz 2 StromVG beschafft die nationale Netzgesellschaft die für die Erbringung von Systemdienstleistungen notwendigen Kraftwerkskapazitäten nach transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren. Artikel 22 Absatz 1 StromVV schreibt zusätzlich marktorientierte Verfahren vor und weist darauf hin, dass die nationale Netzgesellschaft die Systemdienstleistungen auch selber erbringen kann.

### Präqualifikationsverfahren

Marktteilnehmer die an den SDL-Ausschreibungen teilnehmen wollen, müssen die Kraftwerke gegenüber swissgrid präqualifizieren. Mit der Präqualifikation müssen sie vorgängig nachweisen, dass sie in der Lage sind, die angebotene Systemdienstleistung zu erbringen. Dabei geht es einerseits um die Erfüllung von technischen und organisatorischen Anforderungen (nach Transmission Code der Strombranche), die Datenüberlieferung zum Online-Monitoring der Leistungsvorhaltung, die Überprüfung der Regelfähigkeit des Kraftwerkes, sowie die Datenübermittlung von Fahrplänen im Zusammenhang mit der Leistungsvorhaltung nach spezifischen Vorgaben von swissgrid. Die entsprechenden Präqualifikationsbedingungen sind auf der homepage der swissgrid (Quelle [7] ) im Detail veröffentlicht.

Dabei können grundsätzlich alle geeigneten Kraftwerke an den SDL-Ausschreibungen teilnehmen. Einzig für die Erbringung der SDL „Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit“ gibt es aus technischen Gründen einen Vorrang von Kraftwerken mit einer elektrischen Leistung von über 100 MW. Zurzeit treten die grossen Verbundunternehmen der Schweiz als Anbieter von SDL auf. Die EICom hat mit ihrer Verfügung vom 6. März 2009 verlangt, dass swissgrid die Voraussetzungen schafft, damit mehr Marktakteure (insbesondere auch solche aus dem Ausland) teilnehmen können. Ziel ist, die Liquidität des Regelenergiemarktes Schweiz zu erhöhen.

Aufgrund der Tatsache, dass im Wesentlichen nur die Eigner von Swissgrid als Anbieter von SDL auftreten, besteht ein gewisses Risiko von möglichen Marktverzerrungen. Die EICom und die Wettbewerbskommission (WEKO) sind sich dessen bewusst und beobachten die Entwicklung des Regelenergiemarktes Schweiz sehr genau.

### Marktbasierte Ausschreibung

Da die nationale Netzgesellschaft keine eigenen Kraftwerke besitzt, hat sie sich entschieden die Systemdienstleistungen mittels Ausschreibung zu beschaffen. Dabei werden insbesondere die Systemdienstleistungsprodukte Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung sowie Wirkverluste in marktbasierter Ausschreibeverfahren beschafft. Die präqualifizierten Marktteilnehmer, sogenannte Systemdienstleistungsverantwortliche (SDV) können Ihre verfügbaren Leistungsscheiben in den Kraftwerken monatlich (teilweise wöchentlich für einen Anteil der Tertiärregelleistung) in den Ausschreibungen anbieten.



**Ordentlicher Ausschreibungskalender, April – Juni 2009**

SDL für Lieferung Mai 2009		April 2009																															Angebotsschluss		Bekanntgabe bis	
	Eröffnung	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	12:00	15:00		
Sekundärregelleistung	12:00	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	12:00	15:00		
Primärregelleistung	12:00	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	12:00	15:00		
Tertiärregelleistung negativ	12:00	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	12:00	15:00		
Tertiärregelleistung positiv	12:00	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	12:00	15:00		
Kompensation Wirkverluste	12:00	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	12:00	15:00		

SDL für Lieferung Juni 2009		Mai 2009																															Angebotsschluss		Bekanntgabe bis	
	Eröffnung	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	12:00	15:00		
Sekundärregelleistung	12:00	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	12:00	15:00	
Primärregelleistung	12:00	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	12:00	15:00	
Tertiärregelleistung negativ	12:00	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	12:00	15:00	
Tertiärregelleistung positiv	12:00	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	12:00	15:00	
Kompensation Wirkverluste	12:00	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	12:00	15:00	

SDL für Lieferung Juli 2009		Juni 2009																															Angebotsschluss		Bekanntgabe bis	
	Eröffnung	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	12:00	15:00		
Sekundärregelleistung	12:00	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	12:00	15:00	
Primärregelleistung	12:00	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	12:00	15:00	
Tertiärregelleistung negativ	12:00	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	12:00	15:00	
Tertiärregelleistung positiv	12:00	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	12:00	15:00	
Kompensation Wirkverluste	12:00	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	12:00	15:00	

A = Announcement C = Closing R = Release ■ = Feiertag

Abbildung 2: Ausschreibungskalender Systemdienstleistungen (Quelle: [www.swissgrid.ch](http://www.swissgrid.ch))

### Vergabe und Vergütung

Die Vergabe erfolgt kostenoptimiert, indem die Angebote aufsteigend nach dem jeweiligen Preis sortiert werden bis die notwendige Menge erreicht ist. Der SDV, welcher den Zuschlag erhält, bekommt von swissgrid für die Vorhaltung der Leistung eine entsprechende Vergütung. Für die Primär- und Sekundärregelleistung erfolgte die Vergütung im ersten Halbjahr 2009 nach dem sogenannten Grenzpreisverfahren (letztes Angebot, welches den Zuschlag erhält setzt den Preis) und für Tertiärregelleistung nach dem „pay as bid“ Prinzip (vergütet wird 1:1 was geboten wurde).

Wegen den hohen effektiven Kosten für die Beschaffung von Regelenergie in den ersten Monaten des Jahres 2009 hat Swissgrid die Ausschreibebedingungen per 1. Juli 2009 angepasst (Quelle [6], Seiten 4 und 5). Neu gilt für jedes einzelne Regelleistungsprodukt eine Preisobergrenze. Angebote die über der jeweiligen Grenze liegen, werden nicht berücksichtigt. Weiter erfolgt die Vergütung auch für Primär- und Sekundärregelleistung per 1. Juli 2009 nach dem „pay as bid“ Prinzip. Mit diesen Massnahmen sollen die Kosten für die Beschaffung von Regelenergie massgeblich gesenkt werden.

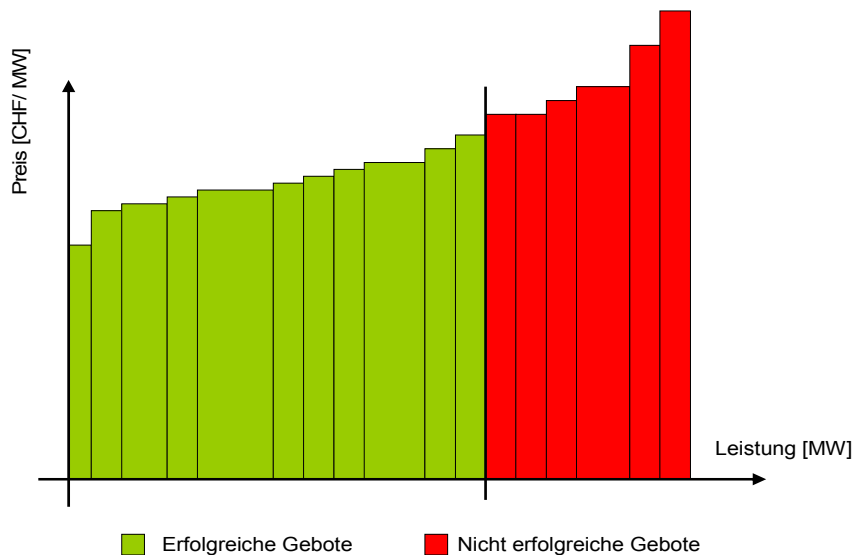


Abbildung 3:  
Vergabe von Regelleistung (theoretisches Beispiel)

Die Vergütung der Leistungsvorhaltung erfolgt unabhängig von der erbrachten Regelenenergie. Im Fall der Primärregelung erfolgt keine Entschädigung der gelieferten Regelenenergie. Für Sekundär- und Tertiärregelenenergie wird nachträglich ein entsprechender Fahrplan ermittelt und die Regelenenergie zu Marktbedingungen vergütet. In diesem Zusammenhang ist erwähnenswert, dass im Regelenenergiemarkt Schweiz die grossen Kostenblöcke bei der Vorhaltung der Leistung und nicht bei der Erbringung von Regelenenergie anfallen.

### Regelenenergiemarkt Schweiz

Die Preise für die Vorhaltung von Regelleistung orientieren sich im Wesentlichen an den Opportunitätskosten der entsprechenden Hydro-Speicherkraftwerke. Dabei haben sowohl die Marktpreise für börsengehandelte Stromprodukte, die alternativen Vermarktungsmöglichkeiten, die geplanten natürlichen Zuflüsse, wie auch die effektive Verfügbarkeit des Kraftwerkes in der jeweiligen Ausschreibeperiode einen Einfluss auf die Preisbildung. Weiter sind in der Schweiz die meisten für die Erbringung von Systemdienstleistungen relevanten Speicherkraftwerke sogenannte Partnerwerke. In diesem Zusammenhang sind für eine effiziente Bewirtschaftung des jeweiligen Kraftwerkes angepasste Partnerwerksmodelle wichtig. Letztlich hängt die Preisbildung in einem wenig liquiden Markt, wie dies der Regelenenergiemarkt Schweiz ist, auch von der Einschätzung und dem Verhalten der einzelnen Marktteilnehmer ab.

### Fazit Preisbildung

Die nationale Netzgesellschaft hat als Regelzonenverantwortlicher (ohne eigene Kraftwerke) die entsprechenden Systemdienstleistungen öffentlich ausgeschrieben. Dies entspricht im Wesentlichen den Vorgaben des StromVG und der StromVV. Der Regelenenergiemarkt Schweiz ist ein wenig liquider Markt mit einer beschränkter Anzahl Anbieter. Weiter wird zurzeit die Vorhaltung von Regelleistung in der Schweiz zum grössten Teil mit Hydro-Speicherkraftwerken erbracht, welche hohe Opportunitäts-



kosten aufweisen. Dementsprechend wird es für die nationale Netzgesellschaft, als Verantwortliche für einen effizienten Netzbetrieb, eine Herausforderung sein, rasch kostensenkende Massnahmen umzusetzen wie dies die EICom im Rahmen ihrer Verfügung betreffend die Kosten und Tarife für die Netznutzung Netzebene 1 und Systemdienstleistungen vom 6. März 2009 fordert (Quelle [1], Seite 55 – Seite 58).



## 5. Kostenüberwälzung

### Einleitung

Die Zuordnung der Kosten für Systemdienstleistungen ist in Artikel 15 StromVV geregelt. Es gibt den allgemeinen SDL-Tarif, individuelle SDL-Tarife und ein Preissystem für Ausgleichsenergie. Weiter sind die Übergangsbestimmungen in Artikel 31b StromVV zu berücksichtigen, welche eine Kostenbeteiligung der Betreiber von Kraftwerken am allgemeinen SDL-Tarif vorsehen.

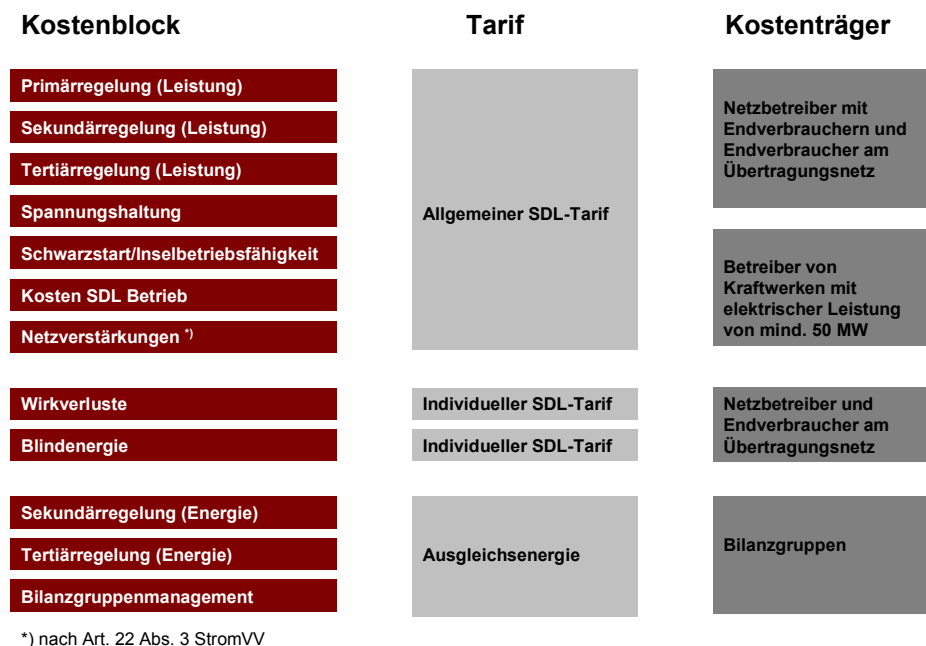


Abbildung 4:  
Kostentragung Systemdienstleistungen gemäss Tarifierung swissgrid

### Tarif allgemeine Systemdienstleistungen für Endverbraucher

Nach Artikel 31b Absatz 1 StromVV stellt die nationale Netzgesellschaft in den Jahren 2009 – 2013 den Netzbetreibern und den am Übertragungsnetz direkt angeschlossenen Endverbrauchern entsprechend der bezogenen elektrischen Energie der Endverbraucher die allgemeinen Kosten für Systemdienstleistungen, welche nicht einer Bilanzgruppe zugeordnet werden können, zu höchstens 0,40 Rappen pro Kilowattstunde in Rechnung.

Die von der ECom im Rahmen der Verfügung (Quelle [1], Seite 69) anerkannten allgemeinen Kosten für Systemdienstleistungen entsprechen einem Tarif von 0,77 Rappen pro Kilowattstunde. Davon dür-



fen den Endverbrauchern 0,40 Rappen pro Kilowattstunde über das Netznutzungsentgelt überwältzt werden.

### **Tarif allgemeine Systemdienstleistungen für Betreiber von Kraftwerken**

Gemäss Artikel 31b Absatz 2 StromVV werden die Kosten, welche 0,40 Rappen pro Kilowattstunde übersteigen, den Betreibern von Kraftwerken mit einer elektrischen Leistung von mindestens 50 MW entsprechend ihrem Anteil an der Bruttoenergieerzeugung in Rechnung gestellt. Bei der Beschränkung auf grosse Kraftwerke ab 50 MW stand die Verursachergerechtigkeit im Vordergrund. Dies, da einerseits die grossen Kraftwerke die Reservehaltung mit verursachen und andererseits aktiv am Regenergiemarkt teilnehmen können.

Die ECom hat im Rahmen ihrer Verfügung im Hinblick auf die vorgesehenen Akontorechnungen einen „SDL-Tarif Kraftwerke“ von 0,45 Rappen pro Kilowattstunde verfügt (Quelle [1], Seite 65 und 69). Die Swissgrid hat bei den Kraftwerken mit einer elektrischen Leistung von mindestens 50 MW eine Erhebung der effektiv erzeugten Bruttoenergie durchzuführen. Weiter hat sie nach Vorliegen der tatsächlichen SDL-Kosten und Freigabe der ECom den Betreibern von Kraftwerken die effektiven Kosten individuell nachzubelasten oder gutzuschreiben.

Aufgrund der Ergebnisse der SDL-Ausschreibungen in den ersten Monaten des Jahres 2009 hat sich gezeigt, dass die effektiven Kosten über dem von der ECom veranschlagten „Akonto-SDL-Tarif-Kraftwerke“ liegen. Swissgrid hat mit Zustimmung der ECom diese erhöhten Kosten mit einer Nachverrechnung des „Akonto-SDL-Tarif-Kraftwerke“ in Rechnung gestellt.

### **Kostentragung Systemdienstleistungen**

Die dem allgemeinen SDL-Tarif zugeordneten Kosten werden, wie erwähnt von den Endverbrauchern und den Betreibern von Kraftwerken getragen. Hingegen werden Kosten, welche den direkt am Übertragungsnetz angeschlossenen Netzbetreibern und Endverbrauchern zugeordnet werden können, als individueller SDL-Tarif in Rechnung gestellt. Dies trifft auf Wirkverluste und Blindenergie (ab 2010) zu. Die Kosten für das Bilanzgruppenmanagement und die Regenergie bezahlen die Bilanzgruppen in Form von Ausgleichsenergie.

In ihrer Verfügung vom 6.März 2009 hat die ECom die Schwarzstart/Inselbetriebsfähigkeit, Kosten SDL Betrieb, Wirkverluste, Blindenergie, Sekundärregelenergie, Tertiärregelenergie und Bilanzgruppenmanagement nicht geprüft. Die ECom wird diese Bereiche in einer zukünftigen Tarifperiode einer vertieften Überprüfung unterziehen.





## Literaturverzeichnis

- [1] ElCom: Verfügung betreffend Kosten und Tarife für die Netznutzung Netzebene 1 und Systemdienstleistungen, Referenz 952-08-005, 6. März 2009, abrufbar unter [www.elcom.admin.ch](http://www.elcom.admin.ch)
- [2] Swissgrid: Veröffentlichung SDL Konzept im Internet, 02.12.2008, abrufbar unter [www.swissgrid.ch](http://www.swissgrid.ch)
- [3] Swissgrid: Informationsveranstaltung „Systemdienstleistungen im liberalisierten Markt“, 11.09.2008, abrufbar unter [www.swissgrid.ch](http://www.swissgrid.ch)
- [4] UCTE Operation Handbook, policy 1 “Load-frequency control and performance”, final policy 2.2 E, 20.07.2004; appendix 1, “Load-frequency control and performance”, final 1.9 E, 16.06.2004, abrufbar unter [www.ucte.org](http://www.ucte.org)
- [5] Swissgrid: Rahmenvertrag zur Lieferung von Sekundärregelleistung, Version 1.1, 11.11.2008, abrufbar unter [www.swissgrid.ch](http://www.swissgrid.ch)
- [6] Swissgrid: Systemdienstleistungsprodukte „Produktbeschreibung – gültig ab 1. Juli 2009“, 04.05.2009, abrufbar unter [www.swissgrid.ch](http://www.swissgrid.ch)
- [7] Swissgrid: Systemdienstleistungen / Präqualifikation – Dokumente zu Ablauf, Anforderungen und Antrag, abrufbar unter [www.swissgrid.ch](http://www.swissgrid.ch)