



13. Januar 2011

Revision Stromversorgungsgesetz

Schlussbericht der Arbeitsgruppe System- dienstleistungen

Lösungsvorschläge für die Anpassung der Re-
geln für die Bereitstellung und Beschaffung von
Systemdienstleistungen



1	Zusammenfassung und Stossrichtung BFE.....	4
1.1	Zusammenfassung	4
1.2	Stossrichtung der BFE-Vertreter in der AG SDL	5
2	Ausgangslage	6
3	Gesetzliche Grundlagen und politischer Hintergrund	7
3.1	StromVG	7
3.2	StromVV.....	8
3.3	Postulate UREK-S (08.3756) und UREK-N (08.3758)	9
3.4	Medienmitteilung BFE vom 18. November 2009	9
3.5	Mandat der externen Arbeitsgruppen zur Revision Strom VG (Auszug).....	9
4	Umgesetzte Massnahmen zur Wettbewerbsförderung in der SDL-Beschaffung	10
5	Grundlagen	13
5.1	Markt und Regulierung in der Stromversorgung.....	13
5.2	SDL früher – SDL heute.....	13
5.3	Preisbildung von SDL	14
5.4	„Wirksamer Wettbewerb“	17
5.5	„Verursachergerechte Kostenaufteilung von SDL“	19
5.6	„Schwere Mangellage“	19
5.7	Erweiterung des „Monitorings Swissgrid“ bezüglich SDL	21
5.8	Zusätzliche kostensenkende Massnahmen.....	21
5.9	Schweizerische Bundesbahnen.....	22
6	Vorhaltung von Regelleistung	23
6.1	Drei Ausgestaltungen zur SDL-Beschaffung	24
6.2	Gesetzliche Verankerung der teilweisen Verrechnung von SDL-Kosten an Kraftwerke (G-Komponente)	38
7	Gesetzliche Anpassungen	40
7.1	Zu löschende Artikel (allgemein)	40
7.2	Einzufügende Artikel (allgemein)	40
7.3	Anpassungen für eine vollständig regulierte Beschaffung.....	40
7.4	Anpassungen für eine marktbasierende Beschaffung	40
7.5	Anpassungen für eine teilregulierte Beschaffung	40
8	Literatur	41
	Anhang 1: Grundlagen und Basisdokumente	43
1	Grundlagen	43
1.1	Begriffe.....	43
1.2	Kostenblöcke und -wälzung	44
2	Basisdokumente.....	47
2.1	Technische Dokumente	47
2.2	Verfügungen und Gutachten.....	50
	Anhang 2: Verfügung ElCom zu Kosten und Tarifen 2009	54
	Anhang 3: Beispiel eines alternativen Auktionsverfahrens	59
	Anhang 4: Stellungnahmen zum Schlussbericht.....	61



Mitglieder der Arbeitsgruppe Systemdienstleistungen (AG SDL):

Roland Althaus (VSE / SBB)
Mario D'Agostini (BWL)
Beat Deuber (VSE)
Heini Glauser (SGB)
Jean-Philippe Kohl (Swissmem)
Gaudenz Koeppel (VSE)
Christof Lindemann (GGS)
Martin Michel (ElCom)
André Moro (VSE / Schweizerischer Städteverband)
Paul Niggli (Swissgrid)
Daniel Schepp (IGEB)
Claudia Siebert Sutter (WEKO)
Claudia Truschzinski (swisselectricity)
Hermann Willi (BAV)

Autoren:

Christian Holzner (BFE)
Michel Piot (BFE, bis Oktober 2010)
Christian Schaffner (BFE, ab November 2010)

Dieser Bericht wurde im Rahmen der Arbeiten zur Revision des Stromversorgungsgesetzes erstellt.
Für den Inhalt ist allein das Bundesamt für Energie (BFE) verantwortlich.



1 Zusammenfassung und Stossrichtung BFE

1.1 Zusammenfassung

Dieser Bericht gibt die Arbeiten der Arbeitsgruppe Systemdienstleistungen (AG SDL) wieder, die sich im Laufe des Jahres 2010 im Rahmen der Arbeiten für die Revision des Stromversorgungsgesetzes (StromVG, SR 734.7) mit der Thematik eines möglichst effizienten Systems zur Bereitstellung und Beschaffung von Systemdienstleistung (SDL) durch die Schweizer Übertragungsnetzbetreiberin Swissgrid auseinandergesetzt hat. Auslöser dieser Untersuchungen waren die mit dem Systemwechsel per 1.1.2009 in Zusammenhang stehenden massiven Kostensteigerungen für die Beschaffung von SDL, die die Swissgrid nach Rücksprache mit der ElCom zu preissenkenden Massnahmen gezwungen hat und einen erheblichen politischen Druck erzeugt hat.

Die Revision des StromVG hat zum Ziel, eine effiziente, sichere, kostengünstige und nicht investitionsbehemmende Bereitstellung und Beschaffung von SDL zu ermöglichen.

In den Kapiteln 2 und 3 wird die Ausgangslage der Arbeiten und die entsprechenden gesetzlichen Grundlagen beschrieben. Kapitel 4 erläutert die Massnahmen, die bis jetzt (mit den heutigen gesetzlichen Grundlagen) zur effizienteren Ausgestaltung des Anbietermarktes von SDL umgesetzt wurden. Diese Massnahmen haben zu einer deutlichen Verbesserung des Wettbewerbes geführt und konnten die SDL-Beschaffungskosten signifikant senken. In Kapitel 5 werden die Grundlagen der SDL-Bereitstellung und Beschaffung diskutiert. U.a. werden verschiedene Begriffe – wie z.B. „wirksamer Wettbewerb“ – erläutert.

Kapitel 6 stellt drei unterschiedliche Modelle vor, wie die SDL-Beschaffung prinzipiell ausgestaltet werden könnte:

- **Vollständig regulierte Beschaffung:** In einem System mit vollständig regulierter Beschaffung besteht für die Kraftwerksbetreiber eine sogenannte Andienpflicht, d.h., die Betreiber müssen Leistungen vorhalten, die bei Bedarf von der Swissgrid zur Systemstabilisierung eingesetzt werden können. Die ElCom legt die Vergütungen fest oder muss diese ex-post regulieren. Die Vergütung kann nach unterschiedlichen Methoden berechnet werden (z.B. Opportunitätskosten oder Vollkosten). Die wichtigsten *Vorteile* dieser Methode liegen in der klaren Planbarkeit der notwendigen Kapazitäten und der Preisstabilität für die Konsumenten. Die wichtigsten *Nachteile* liegen in den mangelnden Investitionsanreizen, dem Nichtvorhandensein der allokativen Effizienz, dem höheren Aufwand der Swissgrid im Vergleich zur marktorientierten Beschaffung, den Schwierigkeiten bei der Festlegung angemessener Vergütungen und der mangelnden Kompatibilität mit den Regelungen im Ausland (EU). Details sind in Kapitel 6.1.1 beschrieben.
- **Marktorientierte Beschaffung:** Dieses Modell entspricht weitgehend den heutigen gesetzlichen Vorgaben: die nationale Netzgesellschaft Swissgrid beschafft die SDL in einem marktorientierten, diskriminierungsfreien und transparenten Verfahren. Sind nicht genügend Angebote am Markt vorhanden, um die Systemstabilisierung sicher zu stellen, kann die Swissgrid Kraftwerke gemäss einem Notkonzept verpflichten. Diese Verpflichtung soll – im Gegensatz zur heutigen Regelung – vergütet werden. Die wichtigsten *Vorteile* liegen in den Anreizen für Investitionen und Innovationen und der Zukunftsausrichtung, der Möglichkeit, den Schweizer SDL-Markt mit ausländischen Märkten zu koppeln (und dadurch eine erhöhte Liquidität sicher zu stellen) und der Kompatibilität mit den Regeln des EU-Strommarktes. Die wichtigsten *Nachteile* liegen bei den negativen Erfahrungen aus dem ersten Jahr der Umsetzung (2009) und der Notwendigkeit von Zwangsmassnahmen bei nicht ausreichendem Angebot. Details sind in Kapitel 6.1.2 beschrieben.



- **Teilregulierte Beschaffung:** Die teilregulierte Beschaffung sieht eine marktorientierte Beschaffung wie oben beschrieben vor, allerdings mit Eingriffsmöglichkeiten für ElCom, um auf Anzeichen eines Nichtfunktionierens des Marktes („ungerechtfertigt hohe Preise“) reagieren zu können. Die wichtigsten *Vorteile* dieses Systems liegen darin, dass trotz grundsätzlichem Marktsystem (siehe Vorteile oben) mögliche „Fehlentwicklungen“ dieses Marktes rasch korrigiert werden könnten. Die wichtigsten *Nachteile* liegen in der potentiellen Willkürlichkeit des Entscheides, ob in den Markt eingegriffen werden muss, im hohen Vollzugaufwand und in der Ungleichbehandlung in- und ausländischer Anbieter, falls ein grenzüberschreitender Regelenenergiemarkt entstehen soll. Details sind in Kapitel 6.1.3 beschrieben.

Weiter wird in Kapitel 6.2 auf die Vor- und Nachteile einer teilweisen Verrechnung von SDL-Kosten an Kraftwerke („G-Komponente“) aus der Sicht der AG eingegangen. Das Kostensenkungspotential und die Auswirkungen bezüglich Verursachergerechtigkeit einer teilweisen Verrechnung von SDL-Kosten an Kraftwerke waren innerhalb der Arbeitsgruppe umstritten. *Nachteile* einer solchen Lösung bestehen insbesondere in der mangelnden Kompatibilität mit dem EU-Binnenmarkt. Das BFE wird über die Einsetzung einer neuen AG zum Thema „G-Komponente“ entscheiden, da diese Fragestellung über den Rahmen der AG SDL hinausgeht und weitere Analysen notwendig macht.

In Kapitel 7 werden schliesslich Möglichkeiten skizziert, wie die vorgeschlagenen Anpassungen bei der Bereitstellung und Beschaffung von SDL im revidierten StromVG als Gesetzestexte formuliert werden könnten.

1.2 Stossrichtung der BFE-Vertreter in der AG SDL

Die in diesem Kapitel umschriebene Stossrichtung ist nicht ein Konsens aus den Diskussionen der AG SDL, sondern gibt die Position der BFE-Vertreter in der Arbeitsgruppe wieder.

Eine mögliche Stossrichtung für einen Lösungsvorschlag der SDL-Problematik in der Revision des StromVG stützt sich auf folgende Kriterien ab. Die Lösung soll:

- *Anreize* schaffen, dass weiterhin in flexible Kraftwerkskapazitäten und in Beschaffungslösungen investiert wird;
- möglichst einfach *umsetzbar* sein, insbesondere im Bezug auf die Festlegung etwaiger Vergütungen;
- eine hohe *Kompatibilität* mit dem umliegenden Ausland aufweisen;
- und eine gute *Berechenbarkeit* des regulatorischen Umfeldes für Anbieter (d.h. Planbarkeit und Investitionssicherheit) bieten.

Die Tabelle 1.1 stellt die Beurteilung dieser Kriterien auf Grund der oben zusammengestellten Vor- und Nachteile der Modelle zusammen.



Tabelle 1.1: Beurteilung der vorgeschlagenen Beschaffungsmodelle anhand von vier Kriterien (+ Vorteile des Modells überwiegen, 0 neutral, - Nachteile überwiegen).

Kriterium	Reguliert	Marktorientiert	Teilreguliert
Anreize	–	+	+
Umsetzbarkeit	0	+	–
Kompatibilität Ausland	–	+	0
Berechenbarkeit	+	0	–

Anreize für Investitionen in Kraftwerke und für Innovationen für neue Produkte liefern die beiden marktbasierter Modelle, sind aber im regulierten Modell nicht vorhanden. Beim marktorientierten Modell ist es zudem denkbar und sinnvoll, auf der Käuferseite (sprich: Swissgrid) Anreize zu schaffen, die Beschaffung möglichst kostengünstig vorzunehmen, indem z.B. die vorzuhaltenden SDL-Mengen dynamisch dem Bedarf angepasst und das Marktdesign optimal gestaltet werden. Dieses Thema wird in der AG Anreizregulierung beim Thema „Regulierung des Übertragungsnetzbetreibers“ diskutiert. Eine Anreizregulierung muss konform sein mit den vertraglichen Bestimmungen der ENTSO-E. Bei der Umsetzbarkeit stellen sich vor allem beim teilregulierten Modell Fragen, da nicht klar ist, nach welchen Kriterien in den Markt eingegriffen werden soll (Gefahr der „Willkür“). Aber auch beim vollständig regulierten Modell stellen sich Umsetzungsfragen, insbesondere bei der Festlegung von Vergütungen (basierend auf Opportunitätskosten oder Vollkosten). Mit der EU-Regelung wäre nur ein rein marktorientierter Ansatz voll kompatibel. Zudem stellt nur dieser Ansatz sicher, dass der Anbietermarkt realistischere grenzüberschreitend organisiert werden kann. Bei der Berechenbarkeit scheint der vollständig regulierte Ansatz am besten geeignet zu sein, wohingegen ein teilregulierter Ansatz aus oben genannten Gründen zu regulatorischen Unsicherheiten führen kann.

Aus diesen Überlegungen heraus wird als Stossrichtung des BFE ein marktorientiertes Verfahren nach dem heutigen Modell vorgeschlagen, mit folgenden Anpassungen:

- Bei Swissgrid werden institutionalisierte Anreize geschaffen, die SDL-Beschaffung möglichst kostenoptimiert durchzuführen (z.B. Optimierung der Produktgestaltung)¹.
- SDL-Kosten im Rahmen eines Notkonzeptes sollen vergütet werden. Die Vergütung im Rahmen des Notkonzeptes soll auf zur Verfügung stehenden Marktdaten basieren (nicht auf Gestehungskosten) und darf keine Anreize schaffen, absichtlich zu wenig Leistung am SDL-Markt anzubieten, z.B. indem eine Vergütung unterhalb des Marktpreises festgelegt wird.

2 Ausgangslage

Am 18. November 2009 hat der Bundesrat das UVEK beauftragt, eine Revision des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) vorzubereiten. Dabei soll unter anderem im Sinne einer Stossrichtung die Verankerung der Andienpflicht für Regelenenergie sowie des Anteils der Systemdienstleistungskosten (SDL-Kosten), welcher durch die Kraftwerksbetreiber zu tragen ist, geprüft werden.

¹ Es ist anzumerken, dass von der Swissgrid bereits verschiedene Massnahmen zur Wettbewerbsförderung in der SDL-Beschaffung umgesetzt wurden (siehe Kapitel 4).



Das BFE hat als Folge dieses Auftrags beschlossen, für das Thema SDL eine Arbeitsgruppe „Systemdienstleistungen“ einzusetzen. Ziel dieser Arbeitsgruppe ist es, bis Ende Dezember 2010 einen Schlussbericht zu erstellen, der Empfehlungen enthält, wie die Kosten weiter gesenkt werden können, die dann in den Vernehmlassungsbericht einfließen, der im Verlaufe des nächsten Jahres in die Vernehmlassung geschickt wird.

Nachfolgendes Dokument fasst die Diskussionen der Arbeitsgruppe zusammen und zeigt auf, welche Handlungsoptionen im Bereich SDL vorliegen. In einem ersten Teil (Kapitel 3–5) werden die gesetzlichen Grundlagen sowie die politischen Forderungen aufgearbeitet. Als Ergänzung dazu sind die wichtigsten bestehenden Grundlagenpapiere zum Thema SDL zitiert im Anhang 1 zusammengefasst. In diesem Teil werden auch bereits umgesetzte Massnahmen zur Wettbewerbsförderung in der SDL-Beschaffung und die grundlegenden Diskussionspunkte aus der AG SDL beschrieben. In einem zweiten Teil (Kapitel 6 und 7) werden die verschiedenen Beschaffungsmodelle vorgestellt und je nach Modell konkrete Massnahmen abgeleitet, die im Rahmen der Revision StromVG umgesetzt werden müssten.

Es sei darauf hingewiesen, dass sowohl zahlreiche publizierte als auch zahlreiche nicht publizierte Studien und Gutachten zum Thema SDL existieren. Im Rahmen dieses Berichtes können nur Erkenntnisse und Resultate aus Studien und Gutachten verwendet werden, die öffentlich zugänglich sind und somit dem BFE vorliegen.

3 Gesetzliche Grundlagen und politischer Hintergrund

Die folgenden Abschnitte enthalten Auszüge aus Gesetzen und politischen Debatten, die im Vorfeld der Arbeiten für die Revision StromVG stattfanden. Nicht alle Texte widerspiegeln somit den aktuellen Stand zum Zeitpunkt der Finalisierung dieses Schlussberichtes sondern zeigen vielmehr die Hintergründe der Diskussionen im Bereich SDL. Allgemeine Grundlagen und Basisdokumente zum Thema SDL sind im Anhang 1 beschrieben.

3.1 StromVG

Systemdienstleistungen Definition: Die für den sicheren Betrieb der Netze 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. g).

Anrechenbare Netzkosten: Als Betriebskosten gelten die Kosten für die mit dem Betrieb der Netze direkt zusammenhängenden Leistungen. Dazu zählen insbesondere die Kosten für Systemdienstleistungen sowie für den Unterhalt der Netze. (Art. 15, Abs. 2, siehe auch StromVV Art. 7, Abs. 3).

Nationale Netzgesellschaft: Die Netzgesellschaft darf weder Tätigkeiten in den Bereichen Elektrizitätserzeugung, -verteilung oder -handel ausüben noch Beteiligungen an Unternehmen besitzen, die in diesen Bereichen tätig sind. Der Bezug und die Lieferung von Elektrizität aus betriebsnotwendigen Gründen, insbesondere zur Bereitstellung der Systemdienstleistungen, sind zulässig (Art. 18, Abs. 6).

Aufgaben der nationalen Netzgesellschaft: Sie ist für das Bilanzmanagement verantwortlich und stellt die weiteren Systemdienstleistungen einschliesslich Bereitstellung von Regelenergie sicher. Die zu diesem Zweck benötigten Kraftwerkskapazitäten sind nach transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren zu beschaffen (Art. 20, Abs. 2b). Bei Gefährdung des stabilen Netzbetriebs ordnet sie die notwendigen Massnahmen an. Sie regelt die Einzelheiten mit den Kraftwerksbetreibern, den Netzbetreibern und weiteren Beteiligten. (Art. 20, Abs 2c).



3.2 StromVV

Gewährleistung eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzbetriebs: Bei einer Gefährdung des stabilen Netzbetriebs hat die nationale Netzgesellschaft von Gesetzes wegen alle Massnahmen zu treffen oder anzuordnen, die für die Gewährleistung der Netzsicherheit notwendig sind. Wird eine Anordnung der nationalen Netzgesellschaft nicht befolgt, so kann diese auf Kosten des Adressaten der Anordnung eine Ersatzmassnahme treffen (Art. 5, Abs. 4).

Systemdienstleistungen (Art. 22)

1. Die nationale Netzgesellschaft beschafft die Systemdienstleistungen in einem marktorientierten, diskriminierungsfreien und transparenten Verfahren, sofern sie diese nicht selber erbringt.
2. Sie legt die Preise für die Systemdienstleistungen so fest, dass deren Kosten gedeckt werden. Resultiert aus dem Verkauf von Systemdienstleistungen ein Gewinn oder ein Verlust, so ist er mit den Kosten nach Artikel 15 Absatz 2 Buchstabe a zu verrechnen.
3. Die Netzverstärkungen, welche durch Einspeisungen von Erzeugern von Energie nach Artikel 7, 7a und 7b des Energiegesetzes vom 26. Juni 1998¹⁰ notwendig werden, sind Teil der Systemdienstleistungen der nationalen Netzgesellschaft.
4. Vergütungen für notwendige Netzverstärkungen nach Absatz 3 bedürfen einer Bewilligung der ElCom.
5. Die nationale Netzgesellschaft vergütet dem Netzbetreiber gestützt auf die Bewilligung der ElCom die Kosten für die notwendigen Netzverstärkungen nach Absatz 3.
6. Sie erstattet der ElCom jährlich Bericht über die tatsächliche Erbringung und Anlastung der Kosten der Systemdienstleistungen.

Regel- und Ausgleichsenergie (Art. 26)

1. Die nationale Netzgesellschaft setzt für den Abruf von Regelenergie vorrangig Elektrizität aus erneuerbarer Energie ein.
2. Die Beschaffung von Regelenergie kann, soweit technisch möglich, auch grenzüberschreitend erfolgen.
3. Die nationale Netzgesellschaft legt die Preise für die Ausgleichsenergie so fest, dass ein Anreiz für einen gesamtschweizerisch effizienten Einsatz von Regelenergie und Regelleistungsvorhaltung besteht und Missbräuche verhindert werden. Die Preise für Ausgleichsenergie orientieren sich an den Kosten für Regelenergie. Resultiert aus dem Verkauf von Ausgleichsenergie ein Gewinn, ist er mit den Kosten nach Artikel 15 Absatz 2 Buchstabe a zu verrechnen.

Übergangsbestimmung Systemdienstleistungen (Art. 31b, nicht anwendbar²)

1. Die nationale Netzgesellschaft stellt in den Jahren 2009–2013 den Netzbetreibern und den am Übertragungsnetz direkt angeschlossenen Endverbrauchern entsprechend der bezogenen elektrischen Energie der Endverbraucher die Kosten für Systemmanagement, Messdatenmanagement, Schwarzstart und Inselbetriebsfähigkeit von Erzeugern, Spannungshaltung, Primärregelung und die Anteile der Leistungsvorhaltung für die Sekundär- und Tertiärregelung,

² Mit Urteil vom 8. Juli 2010 erklärte das Bundesverwaltungsgericht Art. 31b StromVV wegen Verfassungs- und Gesetzeswidrigkeit als nicht anwendbar (siehe Anhang 1, Abschnitt 2.2.5).



welche nicht einer Bilanzgruppe zugeordnet werden können, zu höchstens 0,4 Rappen pro kWh in Rechnung.

2. Sie stellt in den Jahren 2009–2013 den Betreibern von Kraftwerken mit einer elektrischen Leistung von mindestens 50 MW den Teil der Kosten der Systemdienstleistungen, der mit dem nach Absatz 1 festgelegten Tarif von 0,4 Rappen pro kWh nicht gedeckt werden kann, gemäss ihrem Anteil an der Bruttoenergieerzeugung individuell in Rechnung.

3.3 Postulate UREK-S (08.3756) und UREK-N (08.3758)

„Der Bundesrat wird beauftragt, zu prüfen und darüber Bericht zu erstatten, ob das Stromversorgungsgesetz (SR 734.7) so zu ändern ist, dass es die folgenden Grundsätze enthält:

- Die Systemdienstleistungen sind zu Gestehungskosten oder zu regulierten Preisen mit Einbezug aller Verursacher bereitzustellen.“

3.4 Medienmitteilung BFE vom 18. November 2009

„Bis Anfang 2011 wird das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK eine Vernehmlassungsvorlage zur Revision des Stromversorgungsgesetzes erarbeiten. Dies hat der Bundesrat an seiner heutigen Aussprache über die ersten praktischen Erfahrungen mit dem geöffneten Strommarkt entschieden.

- Systemdienstleistungen (Reserveenergie zur Gewährleistung der Netzstabilität) sollen zu Gestehungskosten oder zu regulierten Preisen sowie unter Anwendung des Verursacherprinzips verrechnet werden.“

3.5 Mandat der externen Arbeitsgruppen zur Revision Strom VG (Auszug)

Im Mandat werden die Aufgaben der externen Arbeitsgruppen zur Revision Strom VG aufgezeigt. Für die Arbeitsgruppe Systemdienstleistungen (AG SDL) sind die folgenden Passagen relevant.

„In einem ersten Schritt stehen diese Themen für eine nähere Analyse zur Diskussion:

- Verankerung der Andienpflicht für Regelenergie sowie des Anteils der Systemdienstleistungskosten, welche durch die Kraftwerksbetreiber zu tragen sind.

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 SDL in der Höhe von 0.90 Rappen pro Kilowattstunde bekannt gegeben.

Der Bundesrat hat auf 01.01.2009 eine Revision der StromVV in Kraft gesetzt, die unter anderem im Bereich der Reserveenergie zur Reduktion der von der Strombranche angekündigten Strompreiserhöhungen per Januar 2009 geführt hat. So müssen die Kosten für die SDL (Reserveenergie) 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 tragen. Diese Übergangsfrist ist gültig bis 31.12.2013.

Da die nationale Netzgesellschaft keine eigenen Kraftwerke besitzt, hat sie sich entschieden, die SDL mittels Ausschreibung zu beschaffen. Wegen der hohen effektiven Kosten für die Beschaffung von Regelenergie in den ersten Monaten des Jahres 2009 hat Swissgrid nach Rücksprache mit der ElCom die Ausschreibebedingungen angepasst. Neu gilt für jedes einzelne Regelleistungsprodukt eine Preis-



obergrenze. Angebote die über der jeweiligen Grenze liegen, werden nicht berücksichtigt. Mit diesen Massnahmen sollen die Kosten für die Beschaffung von Regelleistung massgeblich gesenkt werden.

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.

Trotz der bereits getroffenen Massnahmen zur Senkung der Kosten von SDL sind weitere Schritte zu prüfen. Sollte sich kein wirksamer Wettbewerb entwickeln, ist die Bereitstellung der SDL durch eine Andienpflicht oder weitere geeignete Massnahmen in Erwägung zu ziehen.“

Die AG „Systemdienstleistungen“ hat zum Ziel, weiterführende Massnahmen zur Kostensenkung von Systemdienstleistungen zu erarbeiten und zu prüfen, falls kein wirksamer Wettbewerb aufkommt.

4 Umgesetzte Massnahmen zur Wettbewerbsförderung in der SDL-Beschaffung

Wie in Kapitel 3.5 erwähnt, wurden bereits im Frühjahr 2009 von Swissgrid nach Rücksprache mit der ElCom diverse Massnahmen zur Förderung des Wettbewerbs und der Liquidität getroffen, deren kostensenkende Wirkung zudem durch vorübergehend eingeführte Preisobergrenzen verstärkt wurde. Dieses Kapitel geht auf diese Massnahmen ein und zeigt, welche Verbesserungen bereits erreicht wurden.

Seit Einführung des SDL-Marktes hat Swissgrid eine Vielzahl von Anpassungen im Ausschreibeverfahren und in der Produktgestaltung vorgenommen. Damit konnte erreicht werden, dass die Anbieter von Systemdienstleistungen besseren Zugang zum Markt erhielten und flexiblere Angebotsmöglichkeiten bekamen. Dies wirkte sich speziell auf die Liquidität des Marktes und die Entwicklung der Preise aus. Die Kosten für SDL konnten damit seit Einführung des Marktes massiv reduziert (siehe Abbildung 4.1) und die Anzahl der Marktteilnehmer markant erhöht werden (siehe Abbildung 4.2).

Bezüglich der Kostensenkung bei SDL liegt auch ein Vergleich mit der Preisentwicklung an der europäischen Strombörse nahe. Die Preise an der EEX gingen in den ersten Monaten des Jahres 2009 noch leicht zurück und blieben seither relativ stabil, während die SDL-Kosten weiter reduziert werden konnten. Ein direkter Zusammenhang zwischen Börsenpreisen und dem Aufwand zur SDL-Beschaffung ist auch nicht zu erwarten, weil der Börsenpreiseinfluss sich bei der Beschaffung von positiver und negativer Regelleistung tendenziell ausbalanciert. Grundsätzlich besteht zwischen den beiden Märkten der Börse EEX, wo Energiehandel betrieben wird, und dem Markt für SDL, wo Optionen auf Leistung gehandelt werden, kein direkter Zusammenhang.

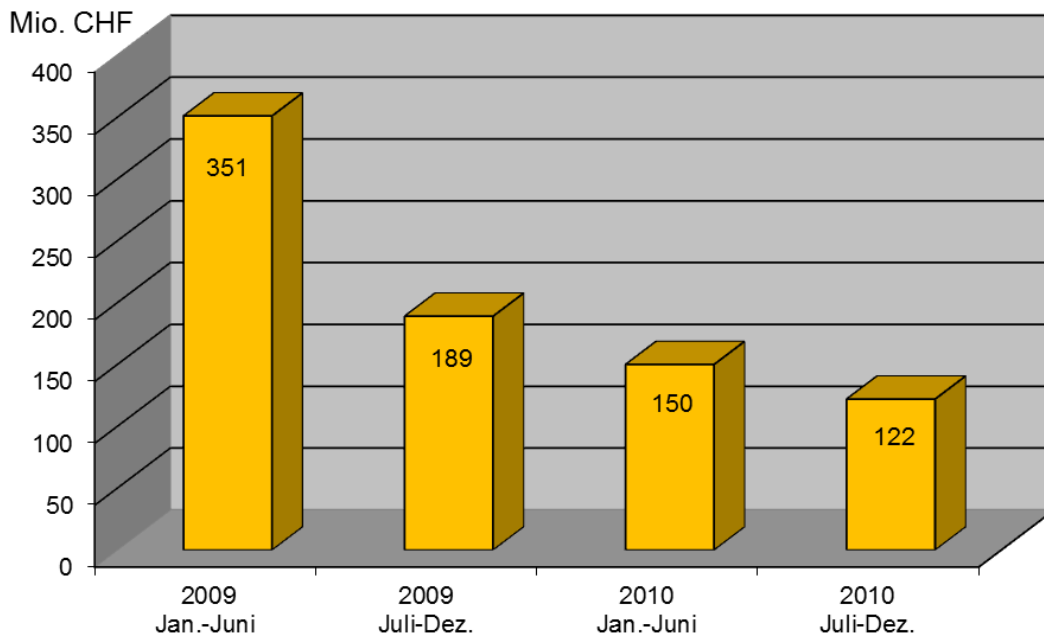


Abbildung 4.1: Entwicklung SDL-Beschaffungskosten für die Leistungsvorhaltung. Quelle: Swissgrid, Stand: 4. Januar 2011.

Die Massnahmen sind im Einzelnen nachfolgend aufgeführt:

- Der Wechsel vom Grenzpreisverfahren zum Angebotspreisverfahren bewirkte, dass jedem Anbieter sein Angebotspreis bezahlt wird. Im Gegensatz dazu wurde zu Beginn der Grenzpreis, der Preis des letzten erfolgreichen Angebotes, als Vergütungsbasis für alle Angebote verwendet.
- Die freie Preisgestaltung bewirkte eine grosse Preisspanne zwischen dem günstigsten und dem teuersten Angebot, was sich in einem anfänglich sehr illiquiden Markt stark auf die Kosten auswirkte. Durch die temporäre Einführung von Preisobergrenzen konnten zudem übermässig hohe Angebote verhindert werden. Inzwischen sind die Preisobergrenzen wieder abgeschafft worden und die Preise bewegen sich im Normalfall unterhalb der früheren Obergrenzen.
- Die zu Beginn monatlichen Ausschreibungen wurden durch wöchentliche und tägliche Ausschreibungen ersetzt. Dies erhöhte die Liquidität merklich, da nun auch Kraftwerke anbieten konnten, die für einige Tage im Monat für Revisionen nicht verfügbar waren. Zudem wurde damit das Risiko der Anbieter reduziert und der Eintritt von kleineren Anbietern vereinfacht.
- Die minimale Grösse der Angebotsscheiben wurde von 10 auf 5 MW reduziert. Dies ermöglicht nun auch Betreibern von kleineren Kraftwerken am Markt teilzunehmen.
- Die Ausschreibungen wurden näher an die Lieferperioden heran gelegt, von zwei Wochen vor Lieferung auf eine Woche vor Lieferung. Damit besteht eine grössere Planungssicherheit bei den Kraftwerksbetreibern und die Risikozuschläge in den Angeboten können reduziert werden.
- Das Notkonzept, das zum Zug kommt wenn zu wenige Angebote auf den Markt kommen, um den Bedarf zu decken, wird neu bereits nach der ersten Ausschreibung angewendet. Anfänglich war noch eine zweite Ausschreibung durchgeführt worden. Diese Massnahme erhöhte die



Teilnahme an der ersten Ausschreibung, da die Kraftwerksbetreiber bei Unterdeckung zur Lieferung verpflichtet werden können.

- Der Preis für die Ausgleichsenergie der Bilanzgruppen wurde massiv erhöht. Damit konnte erreicht werden, dass die Bilanzgruppen qualitativ bessere Verbrauchs- und Produktionsprognosen erstellen, um hohe Ausgleichskosten zu vermeiden. Dies wiederum hatte zur Folge, dass die Leistungsvorhaltung für die Regelung reduziert werden konnte, nachdem nicht mehr so hohe Abweichungen im Netz registriert worden waren.
- Generell wurde von einer starren Leistungsvorhaltung auf eine den Anforderungen angepasste Leistungsvorhaltung gewechselt. Dies wurde möglich dank dem Aufbau des entsprechenden Know-hows und der Einführung eines Berechnungstools. Für jede Last- und Produktionssituation kann nun die Leistungsvorhaltung berechnet werden, ohne über die ganze Zeit den maximalen Wert vorhalten zu müssen.
- Zur weiteren Reduktion der Leistungsvorhaltung wurde der Bilanzgruppen-Abrechnungsmodus so angepasst, dass die vorgeschriebene kontinuierliche Leistungsänderung beim Stundenwechsel in der Abrechnung berücksichtigt wird.
- Nebst der Beschaffung von Systemdienstleistungen im Inland werden grosse Anstrengungen unternommen, diese auch im Ausland einzukaufen. Die ersten Projekte stehen kurz vor der Einführung.

Quelle: [18].

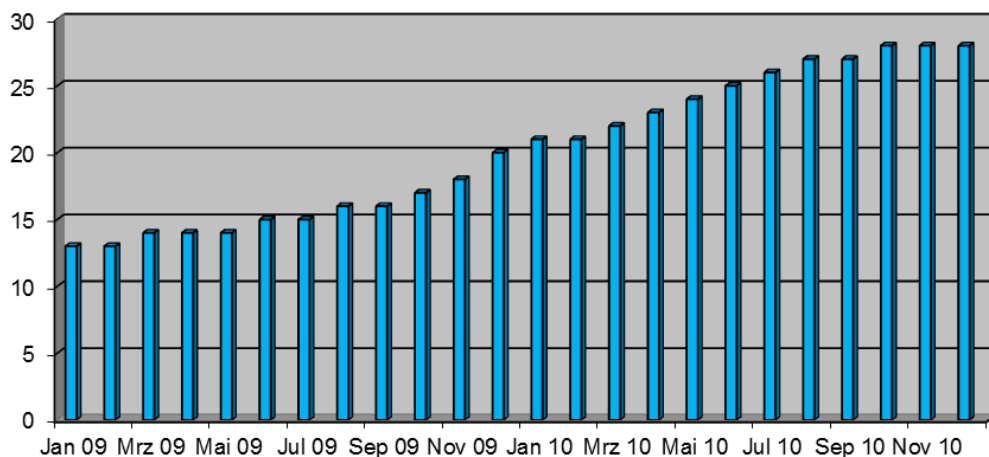


Abbildung 4.2: Entwicklung der Anzahl Marktteilnehmer³ am Schweizer Systemdienstleistungsmarkt. Quelle: Swissgrid, Stand: 4. Januar 2011.

Gemäss Erhebungen der Swissgrid (siehe Abbildung 4.1) liegen die effektiven Kosten für das Jahr 2010 signifikant unter den Berechnungen der ElCom für 2010 (siehe Tabelle 2.1 im Anhang 1). Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Massnahmen zu einer deutlichen Verbesserung des Wettbewerbs geführt haben, was sich auf die Kosten ausgewirkt hat.

³ Eine Aufteilung in Nichtstromproduzenten und Stromproduzenten ist nicht möglich, da heute noch keine Nichtstromproduzenten im Geschäft sind.



5 Grundlagen

In diesem Kapitel werden wichtige Diskussionspunkte aus der AG Systemdienstleistungen zusammengefasst, welche eine Grundlage bilden, für die nachfolgende Beschreibung möglicher Ansätze für die SDL-Bereitstellung im Kapitel 6.

5.1 Markt und Regulierung in der Stromversorgung

Mit der Revision des StromVG per 1. Januar 2009 wurden die Grundlagen für eine Teilöffnung des Strommarktes geschaffen.

Viele der aktuellen Diskussionen zur Revision des StromVG bewegen sich im Wesentlichen zwischen zwei Positionen:

- Forderungen zur Rückkehr zu einem vollständig regulierten System
- Forderungen nach mehr Wettbewerb und Ausbau der marktbasierten Systeme

Solche Haltungen – und diverse Zwischenstufen davon – prägten auch viele Diskussionen in der AG SDL, insbesondere bei der Diskussion der Möglichkeiten zur Preisbildung von SDL (siehe Abschnitt 5.3) sowie bei der Erarbeitung von Beschaffungsvarianten zur Bereitstellung von SDL (siehe Abschnitt 6.1). Da von den verschiedenen in der AG SDL vertretenen Interessengruppen zum Teil diametral verschiedene Positionen zur Problematik „Markt vs. Regulierung“ vertreten werden, war es bei gewissen Fragestellungen unmöglich, einen gemeinsamen Nenner zu finden. In der AG SDL wurde stattdessen angestrebt, verschiedene Varianten im Spannungsfeld zwischen Markt und Regulierung gleichwertig zu analysieren und objektiv zu beurteilen. Diese Varianten werden nun im Bericht mit ihren Vor- und Nachteilen dargestellt.

5.2 SDL früher – SDL heute

Bis zur Marktöffnung waren die Verbundunternehmen für den stabilen Netzbetrieb eigenständig verantwortlich. Seit 2009 beschafft swissgrid gemäss StromVG/StromVV die dazu notwendigen Systemdienstleistungen. Die Arbeitsgruppe erachtete im Zusammenhang mit Systemdienstleistungen bezüglich dieses Systemwechsels folgende Fragen als relevant:

- Wie wurde die Stabilität des Netzbetriebs vor der Marktöffnung gewährleistet?
- Wo wurden die anfallenden Kosten alloziert?
- Wie kann die Situation vor der Marktöffnung in Relation zum SDL-System ab 2009 gestellt werden?
- Wie hoch waren die Kosten für die Netzregelung vor der Einführung des StromVG?

Der VSE ist auf diese Fragen eingegangen. Die Präsentation liegt der Arbeitsgruppe vor, so dass an dieser Stelle nur einige wichtige Punkte erwähnt werden.

Vor der Marktöffnung fand eine integrierte Abwicklung durch die Verbundunternehmen statt. Es waren somit individualisierte und massgeschneiderte Kombinationen rotierender und stehender Reserven möglich. Seit der Marktöffnung liegt die Verantwortung für die Balance der Regelzone bei Swissgrid, die standardisierte Produkte in einem transparenten, diskriminierungsfreien und marktorientierten Verfahren beschafft. Unabhängig davon wurden im Jahre 2009 die UCTE-Policies aktualisiert. Dies hat zu deutlich strengeren Anforderungen (Präqualifikation, Monitoring) und zu steigenden Reserve-mengen geführt. Letzteres als Folge der zunehmenden Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen und durch die steigende Komplexität und Menge der Transite. Zusätzlich hat ein teilweiser Wegfall



von Reserveverträgen im Jahre 2008 in der kleinen Regelzone Schweiz zu einem relativ hohen Vorhaltebedarf geführt. Schliesslich ist zu erwähnen, dass durch die europaweite Trennung von Netzbetrieb und Produktion (Unbundling) der Ausgleich von Abweichungen und Prognosefehlern durch Kompensationslieferung mit ausländischen TSOs, wie während vieler Jahre üblich, nicht mehr möglich ist.

Die Frage nach der Höhe der SDL-Kosten vor Einführung des StromVG kann gemäss VSE nicht beantwortet werden, da vor der Markttöffnung nur vollintegrierte Produkte und Preise durch Verbundunternehmen angeboten wurden und SDL kein einheitlich definiertes Produkt war, was einen Vergleich praktisch verunmöglicht. Hinzu kommt, dass aus der Zeit vor der Markttöffnung keine Aufzeichnungen existieren, die eine belastbare Berechnung ermöglichen würden. Da die ElCom seit 2009 Netz- und Energietarife für feste Endverbraucher überwacht, ist gewährleistet, dass im neuen System keine Kosten doppelt verrechnet werden, so dass der Vergleich SDL früher zu SDL heute für die Frage nach den Verbesserungsmöglichkeiten des heutigen Systems keinen Mehrnutzen bringt.

5.3 Preisbildung von SDL

Die Preisbildung zur Vorhaltung von Regelleistung ist für die Beurteilung der Kosten verschiedener Beschaffungsvarianten von SDL von Bedeutung (siehe Abschnitt 6.1). Der Preis kann sich grundsätzlich auf zwei Arten bilden: auf dem freien Markt (marktorientierter Ansatz) oder in einem regulierten Markt (Opportunitätskosten-Ansatz und Vollkosten-Ansatz). Beim marktorientierten Ansatz geben die Marktteilnehmer i.d.R. Angebote ab, die auf dem Opportunitätskosten-Ansatz basieren. In der Folge werden die einzelnen Ansätze kurz vorgestellt (siehe Abbildung 5.1).

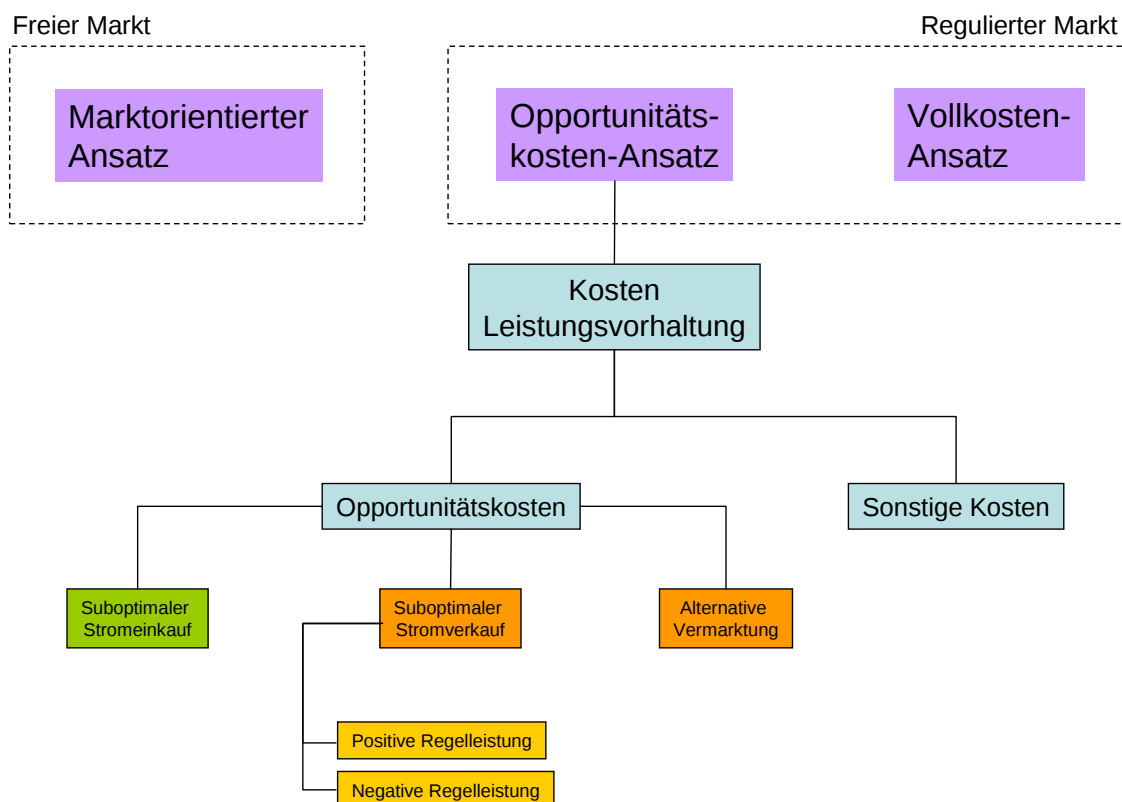


Abbildung 5.1: Übersicht über die Preisbildungsansätze mit Details zum Opportunitätskosten-Ansatz.



5.3.1 Marktorientierter Ansatz

Gemäss den heutigen gesetzlichen Vorgaben beschafft die nationale Netzgesellschaft Swissgrid die Systemdienstleistungen in einem **marktorientierten** (StromVV Art. 22), diskriminierungsfreien und transparenten (StromVG Art. 20) Verfahren, sofern sie diese nicht selber erbringt.

Bei der Ausgestaltung des Marktmodells ist darauf zu achten, dass die Marktmechanismen effizient zum Tragen kommen. Hier hat sich in einer ersten Phase gezeigt, dass diese Mechanismen noch nicht optimal und somit zu verbessern sind. Deshalb wurden bereits verschiedene Massnahmen umgesetzt, andere sind noch geplant (siehe Kapitel 4).

Was die Transparenz anbelangt, publiziert Swissgrid für die täglichen [19] und wöchentlichen [20] Tertiärprodukte seit einiger Zeit auf anonymisierter Basis die eingegangenen und die berücksichtigten Angebote mit den entsprechenden Preisen.

Grundsätzlich ist Transparenz zur Erhöhung der Markteffizienz wünschenswert – und heute auch gesetzlich verankert. Transparenz soll u.a. Anreize schaffen

- für den Markteintritt neuer inländischer und ausländischer Anbieter,
- für die Abgabe von Angeboten zu Zeiten mit wenig Liquidität, um damit die Anwendung des Notkonzeptes möglichst zu vermeiden,
- für die Lösung der Partnerwerksproblematik und damit der Erhöhung der Angebote aus den Partnerwerken, da die sinnvolle Ausgestaltung von SDL-Angebote aus Partnerwerken je nach Konstellation (z.B. bei Wasserkraftwerken mit mehreren Stufen) komplex sein kann.

Die Publikation von angebotenen Mengen und Preisen kann aber auch zu negativen Effekten führen, insbesondere dann, wenn die Angebote die nachgefragte Menge nur knapp übertreffen.

Die Preisbildung auf einem freien Markt erfolgt grundsätzlich nicht nach einem einheitlichen Schema. Trotzdem kann davon ausgegangen werden, dass sich jeder Anbieter vor der Teilnahme an einer Ausschreibung überlegt, welchen Wert sein angebotenes Produkt hat. Dazu bestimmt er seine alternativen Absatzmöglichkeiten für dieses Produkt und schätzt ab, welchen Wert dieses Produkt auf den alternativen Absatzmärkten hat, um so indirekt einen Angebotspreis zu bestimmen. Wie im nächsten Abschnitt gezeigt wird, entspricht dies genau der Idee des Opportunitätskosten-Ansatzes.

5.3.2 Opportunitätskosten-Ansatz

Beim Opportunitätskostenansatz erfolgt eine Bewertung der Vorhaltekosten der Anbieter durch die entgangenen Deckungsbeiträge einer alternativen Vermarktung der Kapazität. Verpflichten sich Kraftwerksbetreiber zur Vorhaltung von Regelleistung, müssen die Anbieter sicherstellen, dass für den vereinbarten Zeitraum (Stunden, Stundenblöcke, Tage, Wochen, Monate) dem Netzbetreiber aus einzelnen Kraftwerken oder einem Kraftwerkportfolio die vereinbarten Erzeugungskapazitäten (Leistung und Energie) zur Verfügung stehen. Dies bedeutet, dass die Kapazitäten nicht anderweitig am Markt eingesetzt werden können beziehungsweise gegebenenfalls auch dann zur Vorhaltung von Kapazität eingesetzt werden müssen, wenn sie ansonsten nicht am Netz wären, weil sie zum Beispiel in bestimmten Zeiträumen nicht profitabel zu vermarkten sind.



Insbesondere bei der Vorhaltung von Primär- und Sekundärregelleistung muss konstant produziert werden, damit auf die Bedürfnisse der Regelzone Schweiz sofort reagiert werden kann (Produktionsabsenkung oder -erhöhung). Dies bedingt gemäss VSE einen dauernden Wasserverbrauch in der Grössenordnung von 474 MW plus Grundlast von schätzungsweise mindestens weiteren 150–200 MW, also einen Bandbetrieb von über 600 MW alleine für die Vorhaltung.

Die Kosten der Vorhaltung von Regelleistung für Stromerzeuger können grundsätzlich in zwei Kategorien unterteilt werden (siehe Abbildung 5.1):

- Opportunitätskosten der Vorhaltung von Regelleistung
 - o suboptimaler Stromverkauf: betrifft alle Arten von Erzeugungsanlagen (relevant für positive wie negative Regelleistung);
 - o suboptimaler Stromeinkauf: betrifft Pumpspeicherkraftwerke (bei der Bereitstellung negativer Regelleistung);
 - o alternative Kapazitätsvermarktung an anderen Energiemärkten: betrifft alle Arten von Erzeugungsanlagen (relevant für positive wie negative Regelleistung)
- Sonstige Kosten der Vorhaltung von Regelleistung: Options- und Risikoprämien, Redundanzprämien, Pönalen, Transaktionskosten

Opportunitätskosten des Stromverkaufs lassen sich nach dem Angebot von positiver und negativer Regelleistung systematisieren:

- Positiv:
 - o Zeitliche Verlagerung des Verkaufs von Perioden mit hohen Stromgrosshandelspreisen in Perioden mit geringeren Preisen (Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke)
 - o Verzicht auf den Stromverkauf auf Alternativmärkten
- Negativ:
 - o Verkauf von Wasserkraft mit niedrigeren Erlösen als in alternativen Zeitperioden (Speicherkraftwerke)
 - o Grenzkosten der Stromerzeugung über den auf den Grosshandelsmärkten erzielbaren Preisen (thermische Kraftwerke)

Auf der Internetseite von Swissgrid sind die Rahmenverträge zur Lieferung von Regelleistung abrufbar [21]. In diesen Dokumenten wird insbesondere geregelt, dass im Falle eines Ausfalles von Erzeugungseinheiten grundsätzlich eine Konventionalstrafe geschuldet wird, die dem Produkt aus einem Pönalfaktor und der Vergütung für vom Systemdienstleistungsverantwortlichen kontrahierte Regelleistung sowie der Menge nicht vorgehaltener Regelleistung entspricht. Die Höhe dieser Strafen kann den einzukalkulierenden Risikozuschlag massgeblich beeinflussen.

Die Bestimmung von Opportunitätskosten der Vorhaltung von Regelleistung beinhaltet diverse Unsicherheiten:

- Kostentreiber sind sehr vielfältig und heterogen:
 - o Spezifisch je Kraftwerkstyp
 - o Anlagespezifisch d.h. zusätzlich grosse Variabilität der Kosten innerhalb der Typenklassen (z.B. Einschränkungen im Abflussregime, spezifische Mindestlastbedingungen)
 - o Zeitlich variabel
 - o Preise sind erst ex-post bekannt



- Grosse Unsicherheiten bestehen in der Bewertung zukünftiger Opportunitäten (z.B. Entwicklung der Marktpreise und Brennstoffkosten)
- Bei Wasserkraftwerken haben Randbedingungen aufgrund des Wasserangebotes individuell je nach Kraftwerkstruktur starken Einfluss auf künftige Opportunitäten

Eigentlich ist der Opportunitätskosten-Ansatz im Marktansatz integriert, denn jedes Unternehmen, das am Markt für Vorhaltung von Regelleistung anbietet, wird sich unternehmensintern Überlegungen machen, wie hoch seine Opportunitäten sind und entsprechend den Preis für das Angebot ansetzen. Deshalb wird nachfolgend unter Opportunitätskosten-Ansatz ein Ansatz verstanden, bei dem eine Regulierungsbehörde die Höhe der Opportunitätskosten und damit die Vergütung für die Vorhaltung der Regelleistung festlegt. Die Bestimmung dieser Opportunitäten ist wie oben dargelegt eine grosse Herausforderung sowohl für das Unternehmen selber als erst recht auch für einen Regulator. Verbunden mit diesen Herausforderungen besteht das Risiko, dass durch fehlerhafte Regulierung falsche Anreize gesetzt werden und entweder übermässige Prämien eingenommen werden oder aber die Prämien zu tief sind, um mittel- und langfristige Investitionsanreize zu setzen.

5.3.3 Vollkosten-Ansatz

Beim Vollkostenansatz werden die unmittelbaren Kosten („Cash-Kosten“) der Stromerzeugung als Basis für die Bestimmung der Gestehungskosten der Leistungsvorhaltung herangezogen. In der Regel werden hierbei neben den variablen Kosten der Stromproduktion auch die Kapitalkosten und sonstige fixe Kosten der Stromerzeugung herangezogen und auf die Leistungsvorhaltung umgelegt. Bezüglich des Vollkostenansatzes müssen folgende Fragen geklärt werden:

- Inkompatibilität mit kurz- und langfristigen Anreizen zur Leistungsvorhaltung
- Aufteilung der benötigten Regelleistung auf die einzelnen Kraftwerke
- Gemeinkostenschlüsselung
 - o Aufteilung der Kosten auf Kapazität und Energielieferung
 - o Aufteilung der Kosten auf unterschiedliche Märkte (regional und zeitlich)
 - o Zuordnung der Kosten zu den einzelnen Vorhalteperioden – und dies über die gesamte Lebensdauer des Kraftwerkes
- Allokative Effizienz
 - o Wie kann erreicht werden, dass zur SDL-Vorhaltung immer die geeigneten Kraftwerke eingesetzt werden, das heisst, dass das Wasser möglichst effizient eingesetzt wird?

Diese offenen Fragen bezüglich der für einen Vollkostenansatz zu berücksichtigenden Kostenfaktoren stellen eine grosse Herausforderung bei der Umsetzung eines solchen Ansatzes für die Preisbildung zur Vorhaltung von Regelleistung dar, insbesondere wenn die Kosten vorgängig bestimmt werden sollen.

5.4 „Wirksamer Wettbewerb“

In der Arbeitsgruppe wurde diskutiert, unter welchen Voraussetzungen die Preise für SDL reguliert werden sollten. Dabei wurde insbesondere auf die beiden möglichen Eingriffskriterien „Fehlen von wirksamem Wettbewerb“ und „ungerechtfertigt hohe Preise“ (siehe Abschnitt 6.1.3) näher eingegangen.

Im Frühjahr 2009 sind die Preise für SDL stark gestiegen. Auf der Suche nach Gründen für diesen Preisanstieg konnte festgestellt werden, dass die EEX-Preise als Vergleichsmarkt zu diesem Zeitpunkt



relativ tief waren und somit keine stichhaltige Erklärung lieferten. Vielmehr wurde dieser Preisanstieg nebst schwierigen meteorologischen Bedingungen, den generellen Unsicherheiten bei Einführung eines neuen Marktes sowie den noch nicht idealen Ausschreibebedingungen auf einen möglicherweise „nicht wirksamen Wettbewerb“ zurückgeführt. Dieses Argument klingt zwar einfach, in der Praxis ist es aber schwierig, dies konkret zu überprüfen. Deshalb nachfolgend einige Überlegungen zum Stichwort „wirksamer Wettbewerb“:

Das Kartellgesetz verwendet den Begriff des „wirksamen Wettbewerbs“ in Art. 5 (unzulässige Wettbewerbsabrede) und Art. 10 (Beurteilung von Zusammenschlüssen), ohne den Begriff jedoch zu definieren. In der Botschaft zum Kartellgesetz steht vielmehr: „Wirksamer Wettbewerb steht im vorliegenden Zusammenhang für ein Wettbewerbsverständnis, das in enger Anlehnung an die moderne Markt- und Wettbewerbstheorie keinen allgemeingültigen Rezepten verpflichtet ist... Wirksamer Wettbewerb soll mit anderen Worten die in einem Markt handelnden Unternehmen immer wieder zwingen oder doch anspornen, den Ressourceneinsatz zu optimieren, die Produkte und Produktionskapazitäten an die äusseren Bedingungen anzupassen sowie neue Produkte und Produktionsverfahren zu entwickeln. Sind diese zentralen Funktionen des Wettbewerbs auf einem bestimmten Markt nicht erheblich gestört, so kann der Wettbewerb als „wirksam“ bezeichnet werden.“⁴

Im Preisüberwachungsgesetz wird zwar in Artikel 12 beim wettbewerbspolitischen Grundsatz der wirksame Wettbewerb konkreter umschrieben: „Wirksamer Wettbewerb besteht insbesondere, wenn die Abnehmer die Möglichkeit haben, ohne erheblichen Aufwand auf vergleichbare Angebote auszuweichen“, doch wird gleichzeitig in Artikel 5 festgehalten, dass bei „Fragen ... des wirksamen Wettbewerbs der Preisüberwacher oder die zuständige Behörde die Wettbewerbskommission zu konsultieren haben, bevor sie eine Verfügung treffen.“

Diese Auszüge aus den Gesetzen sowie die Dissertation „Wirksamer Wettbewerb: theoretisches Konzept und Praxis“ von Peter Hettich [22] zeigen, dass die konkrete Beurteilung von wirksamem Wettbewerb schwierig ist und dass einzelne Indikatoren, zum Beispiel zur Marktkonzentration, zwar Anhaltspunkte geben können, aber letztlich nicht hinreichend sind, um die Wirksamkeit des Wettbewerbs zu beurteilen.

Eine allfällige Abwesenheit von wirksamem Wettbewerb stellt zudem kein eigenständiges Eingriffskriterium für die Wettbewerbskommission dar, sondern ist vielmehr die Folge eines kartellrechtlich unzulässigen Verhaltens, das heisst einer unzulässigen Wettbewerbsabrede (Art. 5 KG) oder eines Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung (Art. 7 KG).

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass das Kriterium des wirksamen Wettbewerbs aus oben genannten Gründen kein geeignetes Kriterium für einen regulatorischen Eingriff ist. Im Weiteren ist es aus gesetzgeberischer Sicht nicht wünschenswert, wenn ein Begriff aus dem Kartellgesetz in einem anderen Gesetz verwendet wird, wenn nicht gewährleistet ist, dass sie bei der Auslegung die gleiche Bedeutung haben.

⁴ Die laufenden Anpassungen der Produkt- und Beschaffungsdefinitionen durch Swissgrid führen zu einer kontinuierlichen Optimierung des Ressourceneinsatzes und haben bereits eine Preissenkung bewirkt. Demzufolge wurde der Wettbewerb auf dem SDL-Markt bereits gefördert.



5.5 „Verursachergerechte Kostenaufteilung von SDL“

Nachfolgend ist der Frage nachzugehen, wer Verursacher von SDL ist. Grundsätzlich ist anzumerken, dass keine SDL notwendig wären, wenn die angemeldeten Fahrpläne sowohl von Produzenten als auch von Endverbrauchern genau eingehalten und die Netze einwandfrei funktionieren würden. In der Praxis wird es aber immer Abweichungen zwischen der Produktion und der nachgefragten Strommenge geben. Je grösser die kurzfristigen Abweichungen, desto höher der Bedarf an SDL.

Auf Endverbraucherseite werden SDL gebraucht, wenn entweder mehr oder weniger Strom verbraucht wird als ursprünglich geplant und angemeldet, wenn also die Lastprognosen fehlerbehaftet sind. Netzseitig können Störfälle auf Grund von Leitungsausfällen, Kurzschlüssen oder Netzengpässen auftreten. Für die Dimensionierung von Regelreserven haben netzseitige Ereignisse im Allgemeinen einen untergeordneten Einfluss. Auf der Produktionsseite ist dies dann der Fall, wenn ein Kraftwerk ausserplanmässig ausfällt oder die Produktion stochastisch anfällt.

Die Schweiz ist im europäischen Vergleich eine kleine Regelzone und hat aus Sicht SDL-Bedarf einen ungünstigen Produktionspark, da sich die vorzuhaltende Leistung auch am grössten Kraftwerksblock orientiert. Dieser ist in der Schweiz prozentual zur gesamthaft installierten Leistung sehr bedeutend und erfordert entsprechend im Verhältnis zur installierten Leistung hohe Reserveleistungen, welche teilweise durch internationale Verträge bereitgestellt werden. Gleichzeitig gibt es mit zunehmender Grösse einer Regelzone Ausgleichseffekte, weil sich verbraucherseitige Abweichungen gegenseitig kompensieren können. Aufgrund der verhältnismässig geringen Grösse der Regelzone Schweiz, sind diese Effekte deutlich geringer als in benachbarten Regelzonen. Hinzukommt die geografisch deutlich kleinere Fläche, was viel stärker zu einer ähnlichen Verhaltensweise der Verbraucher führt, als dies beispielsweise zwischen Süd- und Nordfrankreich der Fall ist.

Gemäss Urteil des Bundesverwaltungsgerichtes ist Art. 31b der StromVV gesetzes- und verfassungswidrig. Die Verrechnung eines Teils von SDL Kosten an die Betreiber von Kraftwerken mit einer elektrischen Leistung von über 50 MW ist somit nicht möglich. Mit dem Entscheid des Bundesverwaltungsgerichtes wird aber nicht gesagt, dass die Aufteilung des Kostenblocks der SDL auf Endverbraucher und Produzenten grundsätzlich unmöglich ist, aber nicht in der StromVV sondern allenfalls im StromVG geregelt werden müsste.

Die Grenze von 50 MW elektrischer Leistung müsste nochmals überprüft werden. Die Verursachergerechtigkeit würde konsequenterweise bedingen, dass alle Kraftwerke einbezogen würde, insbesondere auch stochastisch produzierende Anlagen – beispielsweise Windparks – gleichzeitig sollte aber auch die Verhältnismässigkeit des Aufwandes mitberücksichtigt werden. Zudem muss geprüft werden, ob die Verursachergerechtigkeit pro Regelprodukt unterschiedlich zu beurteilen ist.

5.6 „Schwere Mangellage“

5.6.1 Gesetzliche Grundlagen

Das Bundesgesetz über die wirtschaftliche Landesversorgung (LVG) regelt die Massnahmen zur Sicherstellung der Landesversorgung mit lebenswichtigen Gütern und Dienstleistungen bei schweren Mangellagen, denen die Wirtschaft nicht selber begegnen kann. Darunter fällt auch der Bereich Energie. Art. 26 bis Art. 28 regeln die Massnahmen gegen schwere Mangellagen infolge von Marktstörungen.

Gemäss Verordnung über die Organisation der wirtschaftlichen Landesversorgung obliegt dem Bereich Energie die Sicherstellung der Versorgung des Landes mit Energie (Art. 12). Die Vorbereitungs-



massnahmen des Bereiches Energie werden in der Verordnung über die Vorbereitungsmassnahmen der wirtschaftlichen Landesversorgung geregelt, insbesondere in Art. 4.

5.6.2 Stromversorgung bei schweren Mangellagen

Innerhalb des im Landesversorgungsrecht bestehenden Bereiches Energie gibt es eine Abteilung Elektrizität (AEL), die die stromspezifischen Aufgaben gemäss obigen gesetzlichen Grundlagen wahrnimmt. Diese Milizorganisation trifft sich mehrmals jährlich und setzt sich aus Bundesstellen und Vertretern der Strombranche zusammen und beurteilt auf Grund von Indikatoren die sichere Versorgung mit Strom im kurzfristigen Bereich.

Eine schwere Mangellage kann auf zwei unterschiedliche Arten eintreten:

- Nicht vorhersehbar: Dieser Fall kann bei Naturereignissen eintreffen und zu einer sofortigen schweren Mangellage führen. So müssen zum Beispiel auf Grund eines Erdbebens mit Epizentrum im Raume Basel möglicherweise mehrere Kernkraftwerke notfallmässig abgeschaltet werden, was zu einer starken Abnahme der Produktion und je nach Verfügbarkeit von Kraftwerkskapazitäten in Europa zu einer Angebotsknappheit führen kann, die sich im Extremfall zu einer schweren Mangellage ausweitert.
- Vorhersehbar: Sollten sich physische Engpässe und damit eine Gefährdung des stabilen Netzbetriebes anbahnen oder abzeichnen, die zu einer schweren Mangellage führen können, ist es Ziel der AEL Massnahmen zu treffen, um die wirtschaftlichen und sicherheitsmässigen Folgen einer schweren Mangellage möglichst zu mildern. Dieser Fall kann zum Beispiel eintreten, wenn der Füllgrad der Stauseen deutlich unterhalb des langjährigen Mindestfüllstandes steht. Die AEL beantragt der Delegierten zuhanden des Bundesrats und des EVD geeignete Massnahmen.

5.6.3 Speicherhaltung

Aus dem vorstehenden Abschnitt ergibt sich, dass es von Vorteil ist, Vorbereitungen zu treffen, damit im Falle einer Mangellage die schwerwiegenden Folgen möglichst nicht eintreten oder wenigstens gemildert werden können. Ein geeigneter Weg dazu wäre die Einführung der Pflicht für die Stauwerksbetreiber, in den Stauseen eine Mindestwasserreserve zu halten. Das Landesversorgungsgesetz (SR 531) gibt hierfür in Art. 5 eine Rechtsgrundlage, die der Bundesrat in Art. 2 Abs. 2 der Verordnung vom 2. Juli 2003 über die Vorbereitungsmassnahmen der wirtschaftlichen Landesversorgung (SR 531.12) näher konkretisiert hat. Danach kann das BWL durch den Abschluss von Vereinbarungen unter anderem mit Produktionsbetrieben oder durch hoheitliche Anordnung eine ausreichende Pflichtlagerhaltung mit lebenswichtigen Gütern – und dazu zählt Wasser – sicherstellen, wenn sich dies nicht durch eine entsprechende Pflichtlagerhaltung erreichen lässt.

Im Strombereich kommt der Vorratshaltung von Wasser in Speicherseen besondere Bedeutung zu, sind doch Stauseen zum heutigen Zeitpunkt die einzigen grossen „Stromspeicher“. Vielleicht wird es künftig möglich sein, mit neuartigen Batterie- oder Speichertechnologien in grossem Stil Strom zu speichern. Davon kann momentan aber nicht ausgegangen werden, weshalb im Folgenden Stauseen im Zentrum der Stromspeicherung stehen.

5.6.4 Rolle der Swissgrid

Swissgrid hat alle notwendigen Informationen zur Beurteilung der Gewährleistung des sicheren Netzbetriebes zur Verfügung. Deshalb nimmt sie schon heute im Rahmen der Vorbereitungsmassnahmen der wirtschaftlichen Landesversorgung das nötige Monitoring wahr (als Mitglied der Organisation für die Stromversorgung in ausserordentlichen Lagen OSTRAL). Das heutige Monitoring der Swissgrid überwacht bezüglich SDL, ob die Anbieter ihren Verpflichtungen zur Leistungsvorhaltung nachkom-



men. Swissgrid hat in dieser Beziehung auch Eingriffsmöglichkeiten gemäss StromVG Art. 20c. Insbesondere koordiniert Swissgrid die Revisionspläne und die sich daraus ergebenden Abschaltungen von Kraftwerken, welche zu einer wesentlichen Angebotseinschränkung führen könnten, wenn sie gehäuft in der gleichen Zeitperiode erfolgen würden. Diese Überwachung erfasst aber nur die Leistungsverfügbarkeit der Kraftwerke, nicht aber die Energiereserven und damit die mögliche Dauer der Leistungserbringung, welche für die Beurteilung einer Mangellage von grösserer Bedeutung ist.

Eine allgemeine Überwachung der verfügbaren Energiereserven für die schweizerische Elektrizitätsversorgung (insbesondere der Füllgrad von Stauseen) durch Swissgrid besteht nicht und es gibt auch keinen gesetzlichen Auftrag dafür. Bezüglich der Erbringung von SDL hätte eine solche Überwachung kurzfristig keine grosse Relevanz, weil die SDL-Anbieter nachdem sie den Zuschlag für ihr Angebot erhalten haben vertraglich zur Bereitstellung ausreichender SDL-Mengen verpflichtet sind, Energie inbegriffen. Eine längerfristige Verpflichtung der Produzenten besteht nicht, es ist jedoch in ihrem eigenen Interesse, Seen nicht komplett zu leeren, da sie sonst ihren Versorgungsauftrag nicht mehr erfüllen können.

5.6.5 Fazit

Eine schwere Mangellage würde auch die Erbringung von SDL beeinträchtigen, sie betrifft aber grundsätzlich die gesamte Stromversorgung. Da der SDL-Markt ein kleiner Teilmarkt des gesamten Strommarktes ist, muss für die Erfüllung der Aufgabe der Arbeitsgruppe Systemdienstleistungen keine vertiefte Analyse der organisatorischen Abläufe zur SDL-Bereitstellung bei schweren Mangellagen durchgeführt werden. Sollte sich Änderungsbedarf im Regelwerk der wirtschaftlichen Landesversorgung im Bereich Energie bzw. Strom aufdrängen, dann ist dies stets im Gesamtkontext der Stromversorgung zu diskutieren und nicht nur unter dem Aspekt des SDL-Marktes.

5.7 Erweiterung des „Monitorings Swissgrid“ bezüglich SDL

Eine Ausweitung des bestehenden Monitorings der Swissgrid bezüglich SDL-Leistungsvorhaltung durch den Einbezug von Energiereserven für die SDL-Erbringung würde einen Beitrag zur Stärkung der Versorgungssicherheit leisten. In erster Linie müsste ein solches Monitoring den Füllgrad der für die SDL-Vorhaltung eingesetzten Stauseen berücksichtigen und mit dem langjährigen Mittel vergleichen. Die Erweiterung der Monitoringaufgaben der Swissgrid bedürfte möglicherweise einer gesetzlichen Grundlage, wobei eine Erfassung Energiereserven mit dem alleinigen Ziel der Sicherung der SDL-Erbringung im StromVG festgeschrieben werden könnte (Art. 20, Aufgaben der nationalen Netzgesellschaft). Die Einführung eines umfassenden Monitorings der für die schweizerische Elektrizitätsversorgung verfügbaren Energiereserven hätte dagegen weitergehende Konsequenzen, welche über die Aufgaben der AG SDL hinausgehen. Es ist zu prüfen, ob diese Aufgabe einer spezifischen gesetzlichen Grundlage (im Landesversorgungsgesetz) bedürfte.

5.8 Zusätzliche kostensenkende Massnahmen

Swissmem, die Gruppe grosser Stromkonsumenten (GGs) und swenex haben der Arbeitsgruppe zwei Vorschläge unterbreitet, die zur Senkung der SDL-Kosten beitragen könnten:

- **Alternative Auktionsverfahren:** Ein Beispiel eines möglichen alternativen Verfahrens wird im Anhang 3 beschrieben.
- **Einbindung von zusätzlichen Anbietern in den SDL-Markt:** auf diesen Aspekt wird im folgenden Abschnitt näher eingegangen.



5.8.1 Angebotserweiterung durch Aktivierung von zusätzlichen Anbietern

Die Einbindung von weiteren Anbietern (z.B. Notstromgruppen, Kühltürmen) kann die Liquidität im SDL-Markt erhöhen. Sie könnte möglicherweise analog zum Industriepool für TRL organisiert werden. Die Notstromversorgung des Besitzers/Standorts hat immer Priorität, was aber kein Problem darstellt, da bei einem Netzausfall (das heisst bei Notstrombedarf) sowieso keine SDL abgerufen werden können. Es ist zu klären, ob für die Einbindung von Notstromgruppen überhaupt gesetzliche Anpassungen nötig sind und wie gross das Potential von Notstromgruppen zur SDL-Erbringung ist.

Neben der Einbindung von Notstromgruppen auch diverse andere Anbieter, insbesondere gewisse Industriebetriebe, prinzipiell zur SDL-Bereitstellung beitragen könnten. Zusätzlich besteht in dieser Beziehung auch ein grosses Potential in der Umsetzung von Smart Grid Projekten.

Schlussendlich geht es hier darum, die Gesamtliquidität möglichst nicht willkürlich einzuschränken. Es muss aber sichergestellt sein (z.B. via technische Vorschriften), dass die zusätzlichen Anbieter die angebotene Leistung auch tatsächlich erbringen können.

Die Aktivierung von zusätzlichen Anbietern ist mit einem Marktmodell kompatibel, wäre aber bei einer Andienpflicht oder einem teilregulierten Modell schwierig umzusetzen.

5.9 Schweizerische Bundesbahnen

StromVG Art. 2 besagt, dass das Gesetz für Elektrizitätsnetze gilt, welche mit 50 Hz Wechselstrom betrieben werden. Da die Schweizerischen Bundesbahnen (SBB) ein 16.7 Hz Netz betreiben, fällt ihr Netz nicht in den Geltungsbereich des StromVG. Die StromVV Art. 1 präzisiert diesen Artikel: „Das mit der Frequenz 16.7 Hz und auf der Spannungsebene 132 kV betriebene Übertragungsnetz der schweizerischen Eisenbahnen gilt als Endverbraucher im Sinne des StromVG und dieser Verordnung. Seine mit dem 50 Hz-Übertragungsnetz verbundenen Ein- bzw. Ausspeisepunkte gelten als ein einziger Ein- bzw. Ausspeisepunkt.“

Die SBB sind das letzte vertikal integrierte Unternehmen in der Schweiz. Um den Bahnbetrieb zu sichern, betreiben sie ein eigenes Netz und eigene Produktionskapazitäten und stellen auch die Systemdienstleistungen für das Bahnstromnetz sicher. Die SBB hätten grundsätzlich die Möglichkeit, als grösserer SDL-Anbieter im 50 Hz Netz aufzutreten. Da aber die SBB den Bahnbetrieb zu sichern haben, müsste garantiert werden können, dass das Mitbieten bei den Swissgrid-Ausschreibungen die Sicherstellung der schweizerischen Bahnstromversorgung nicht gefährden würde. Eine Möglichkeit diesem Problem zu begegnen, würde darin bestehen, die SBB ebenfalls als Übertragungsnetzbetreiber zu behandeln, und StromVG Art. 20, Abs. 2, Bst. e dahingehend anzupassen, dass die nationale Netzgesellschaft mit in- und ausländischen Übertragungsnetzbetreibern zusammenarbeitet. Eine solche Neuregelung hätte aber weitergehende Implikationen betreffend der Schnittstelle zwischen den SBB und der nationalen Netzgesellschaft Swissgrid (beispielsweise bei der Abrechnung von Netznutzungsgebühren oder einer etwaigen Kraftwerkskomponente für SDL) sowie der gesetzlichen Bestimmungen im StromVG, welche im Detail abgeklärt werden müssten. Eine andere Lösung wäre, dass die Kraftwerke der SBB explizit vom Notkonzept ausgenommen würden.



6 Vorhaltung von Regelleistung

Mit der Bereitstellung von SDL ist der sichere Netzbetrieb zu gewährleisten (StromVG Art. 5). Dies ist das Hauptziel und a priori rein technischer Art. Die Vorgaben StromVG Art. 20 und StromVV Art. 22 zur Beschaffung von SDL geben an, unter welchen ökonomischen und allenfalls regulatorischen Nebenbedingungen der Übertragungsnetzbetreiber dieses technische Ziel gewährleisten soll. Dabei sollten die Nebenbedingungen so gewählt werden, dass die Gewährleistung des sicheren Netzbetriebes volkswirtschaftlich optimal erfolgen kann.

Für die weiteren Betrachtungen werden zwei Szenarien unterscheiden:

- Szenario I: Es werden **genügend** SDL-Kapazitäten **angeboten**: das Ziel der Gewährleistung des sicheren Netzbetriebes ist a priori erreichbar. Optimierungspotenzial besteht somit bei der Wahl eines Sets von ökonomischen Nebenbedingungen, um die Gewährleistung des sicheren Netzbetriebes volkswirtschaftlich optimal zu gestalten
- Szenario II: Es werden **zu wenig** SDL-Kapazitäten **angeboten**: diese Situation kann per Definition zu einer Gefährdung des sicheren Netzbetriebes führen. Als Ursache für dieses Szenario sind möglich:
 - o mangelnde ökonomische – aus betriebswirtschaftlicher Sicht – Attraktivität (Sz. II, Var. A) für die Anbieter oder
 - o mangelnde physische Verfügbarkeit (Sz. II Var. B)

Die Arbeitsgruppe SDL hat also in erster Linie aufzuzeigen, welche Sets von ökonomischen Nebenbedingungen bei Eintreten des Szenarios I möglich sind. Szenario II wird in diesem Bericht auch abgehandelt, einerseits um zu zeigen, welche bestehenden Regelungen vorhanden sind, die zur Erreichung der Gewährleistung des sicheren Netzbetriebes beitragen und andererseits mit welchen Massnahmen das Eintreten von Szenario II vermieden werden kann.

Bei der Ausgestaltung des Szenarios I handelt es sich vorwiegend um ökonomische Aspekte. Bei der Optimierung sollten aber nicht nur die Kosten der Vorhaltung bestimmend sein, sondern auch die folgenden Kriterien mitberücksichtigt werden:

1. Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit beziehungsweise Versorgungsqualität
2. Kompatibilität mit anderen Ländern insbesondere der EU
3. Umsetzbarkeit des Ansatzes
4. Kosten des Ansatzes

Kurz einige Anhaltspunkte zu den einzelnen Kriterien:

1. **Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit bzw. Versorgungsqualität:** da es sich bei der Ausgestaltung von Szenario I um Sets von ökonomischen Nebenbedingungen handelt, die a priori nichts mit dem technischen Aspekt der Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebes zu tun haben, ist es schwierig ohne fundierte Untersuchung Rückschlüsse auf die Versorgungssicherheit bzw. -qualität zu machen. Wesentlich ist, dass unabhängig von der Wahl der Sets von Nebenbedingungen in Szenario I Anreize vorhanden sind, um auch künftig Investitionen zu tätigen, die das nötige Angebot an SDL-Kapazitäten langfristig sicherstellen.
2. **Kompatibilität zu anderen Ländern:** die Richtlinie 2009/72/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG sieht in Art. 15 vor, dass sich „die



Übertragungsnetzbetreiber, soweit sie diese Funktion haben, die Energie, die sie zur Deckung von Energieverlusten und Kapazitätsreserven in ihrem Netz verwenden, nach transparenten, nichtdiskriminierenden und marktorientierten Verfahren beschaffen“.

3. **Umsetzbarkeit des Ansatzes:** Bei der Umsetzbarkeit ist insbesondere darauf zu achten, dass neue gesetzliche Grundlagen nicht im Widerspruch zu bestehenden Grundlagen stehen oder sich keine Überschneidungen ergeben, die zu interpretatorischen Unsicherheiten führen.
4. **Kosten des Ansatzes:** Idealerweise wird dasjenige Set von ökonomischen Nebenbedingungen gewählt, das unter dem Ziel der Gewährleistung des sicheren Netzbetriebes zu den geringsten volkswirtschaftlichen Kosten führt. Die Messbarkeit von volkswirtschaftlichen Kosten ist in der Praxis allerdings äusserst anspruchsvoll, so dass es nicht möglich ist, im Rahmen dieses Berichtes belastbare quantitative Resultate zu zeigen.

Im folgenden Abschnitt 6.1 wird auf drei unterschiedliche **Regulierungsvarianten** eingegangen. Diese basieren teilweise auch auf den unterschiedlichen **Preisbildungsmechanismen** für SDL, welche bereits im Abschnitt 5.3 erläutert wurden.

6.1 Drei Ausgestaltungen zur SDL-Beschaffung

Gemäss Regulierungstheorie sollten regulatorische Eingriffe grundsätzlich nur bei Vorliegen von Marktversagen⁵ vorgenommen werden sollten und wenn der staatliche Eingriff zu einer Verbesserung führt. Ob ein Marktversagen betreffend die Beschaffung von SDL vorliegt, wurde von der Arbeitsgruppe nicht geprüft. Die Arbeitsgruppe diskutierte drei Beschaffungsvarianten „Vollständig regulierte Beschaffung“ (Abschnitt 6.1.1), die „Marktbasierte Beschaffung“ (Abschnitt 6.1.2) und „Teilregulierte Beschaffung“ (Abschnitt 6.1.3). Es ist darauf hinzuweisen, dass erstere und letztere Beschaffungsvarianten regulatorische Eingriffe in Bezug auf Szenario I darstellen.

In der Arbeitsgruppe SDL wurden drei mögliche Ausgestaltungen von Szenario I erarbeitet (keine Gefährdung des sicheren Netzbetriebs; Abbildungen 6.2 – 6.4 linke Seite). Bei Szenario II (Gefährdung des sicheren Netzbetriebs; Abbildungen 6.2 – 6.4 rechte Seite) unterscheiden sich die Ausgestaltungen insofern, dass je nach gewähltem Set in Szenario I die Var. A (fehlende Attraktivität des SDL-Marktes) bei Szenario II per Definition nicht eintreten kann.

Zu den verschiedenen Ausgestaltungen der SDL-Beschaffung ist anzumerken, dass die WEKO ihre Aufgaben sowohl im Fall der Trennung von Marktbereich und regulierten Bereich (Abschnitt 6.1.1) als auch in der teilregulierten Beschaffung (Abschnitt 6.1.2) gemäss den bestehenden Gesetzen wahrnimmt. Der Fall einer „schweren Mangellage“ (d.h. Szenario II, Variante B) betrifft übergeordnet die gesamte Stromversorgung und beeinträchtigt nicht nur die SDL-Bereitstellung (siehe auch Abschnitt 5.6). Zur Vervollständigung des Bildes werden die Engriffsmöglichkeiten des BWL im Fall einer „schweren Mangellage“ bei den einzelnen Beschaffungsvarianten dennoch erwähnt.

Zu jeder Beschaffungsvariante wurden in der AG Vor- und Nachteile zusammengetragen und in tabellarischer Form zusammengefasst.

⁵ Sogenanntes Marktversagen liegt üblicherweise bei Externalitäten, natürlichen Monopolen, öffentlichen Gütern und im Zusammenhang mit Informationsasymmetrien vor.



6.1.1 Vollständig regulierte Beschaffung

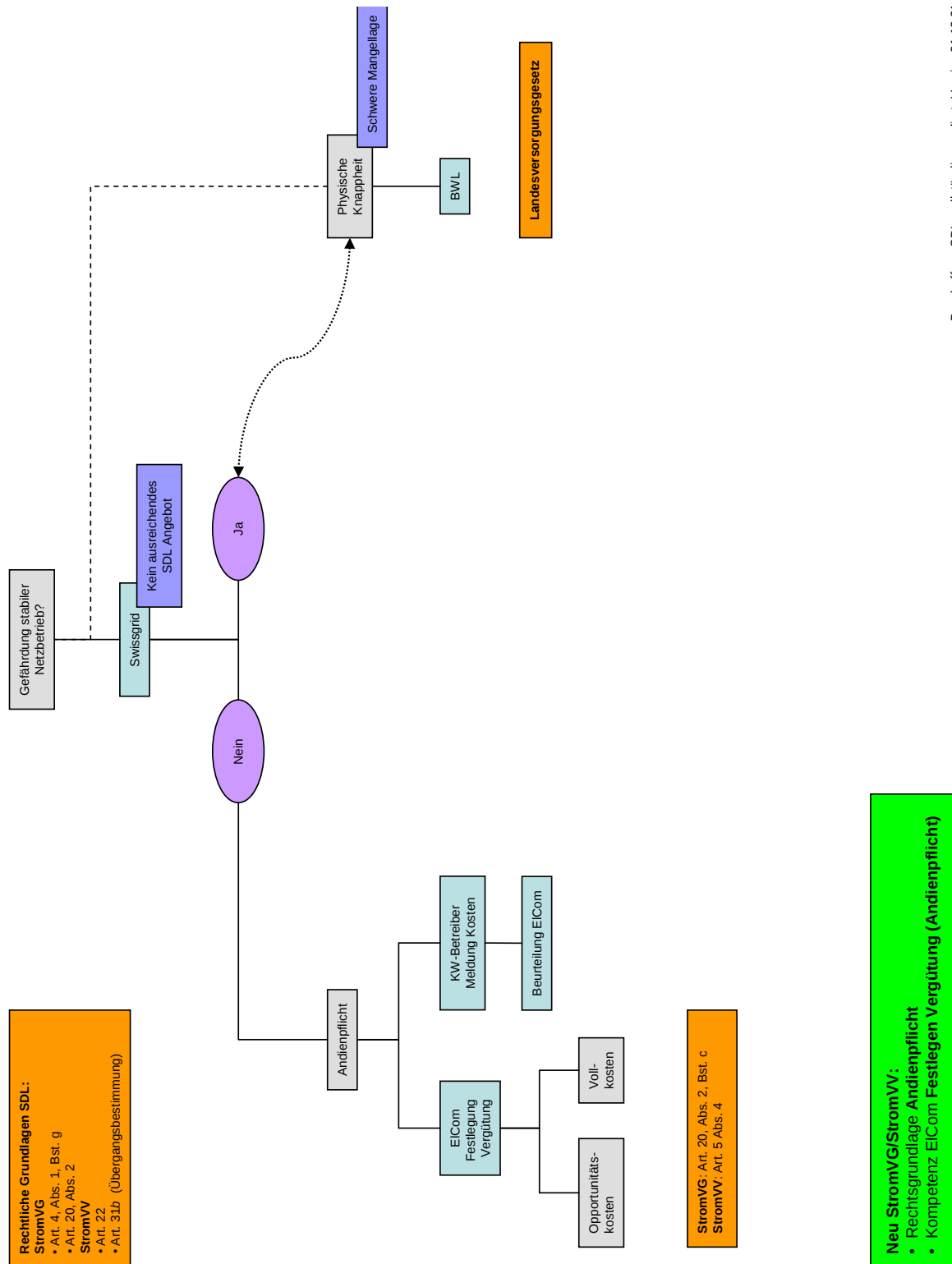


Abbildung 6.1: Übersicht über die Beschaffung von SDL bei vollständiger Regulierung.

Dieses Modell basiert auf einer vollständigen Regulierung der SDL-Beschaffung. Für SDL besteht



grundsätzlich eine Andienpflicht, die gesetzlich verankert werden muss. Die Rolle der ElCom beschränkt sich auf die Festlegung der Vergütungshöhe, wobei alternativ zur Festlegung durch die ElCom auch eine Meldung der effektiven Kosten durch die Kraftwerksbetreiber und anschliessende Beurteilung durch die ElCom vorgeschlagen wurde. Eine Überprüfung des Wettbewerbs durch die WEKO ist nicht nötig. Im Fall einer physischen Knappheit, die es den Kraftwerken verunmöglicht, SDL vorzuhalten bzw. zu liefern, ist das BWL zuständig.

In der Andienpflicht wäre sowohl eine Entschädigung basierend auf Opportunitätskosten als auch auf Vollkosten möglich (siehe Kapitel 5.3). Ausserdem wäre auch ein Verzicht auf eine explizite Entschädigung zu prüfen. Die SDL-Kosten würden in diesem Fall in die Produktionskosten der Kraftwerke einfließen. Für diesen Fall wäre eine Überprüfung der SDL-Kosten durch die ElCom vorzusehen.

Tabelle 6.1: Vor- und Nachteile der vollständig regulierten Beschaffung gemäss Stellungnahmen aller Interessengruppen in der AG. Die hier aufgelisteten Vor- und Nachteile beruhen auf Einzelaussagen der Mitglieder der AG SDL und widerspiegeln nicht eine konsolidierte Aussage der Arbeitsgruppe.

Vorteile	Nachteile
Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit/-qualität	
- Klare Planbarkeit der notwendigen SDL-geeigneten Kraftwerkskapazitäten, pro Gesellschaft (mit Produktions- oder Handelsleistungen > z.B. 50MW). - feste Zuteilung der Leistungsvorhaltung	- Innovationshemmend: keine dynamische Anreizwirkung zur Suche nach „besseren“ Lösungen - ein funktionierender Markt wird zerstört ohne Abschätzung der Risiken und Folgen des neuen Systems - Langfristig fehlen Investitionsanreize für flexible Kraftwerke (Regeltechnik) - Qualitätsanforderungen seitens UCTE schwieriger zu handhaben, da diese eigtl. nicht entschädigt werden.
Kompatibilität mit anderen Ländern, insb. EU	
–	- günstige Angebote aus dem Ausland mit unterschiedlichem Kraftwerkspark gehen verloren - Teilnahme an ausländischen SDL-Märkten wird den CH-Produzenten verwehrt - EU Richtlinie 2009 / 72 / EG verlangt ein "transparentes, nichtdiskriminierendes, marktorientiertes Verfahren"; CH wird in den bilateralen Verhandlungen Strom blockiert - Synergien mit dem Ausland können nicht genutzt werden - Andienpflicht für CH-Produktion bei gleichzeitiger Teilbeschaffung aus dem Ausland wäre absurd; somit ist eine gezielte ausländische Beschaffung zur optimalen Nutzung der CH-Produktion in Kombination mit ausländischen Anbietern nicht möglich - Man verbaut sich damit mittelfristig die optimale in- und ausländische Beschaffung - Nicht kompatibel mit EU-Richtlinien und Widerspruch zu EU-Energiebinnenmarkt-Zielen

Fortsetzung der Tabelle auf der nächsten Seite.

Vorteile	Nachteile
----------	-----------



Vorteile	Nachteile
Umsetzbarkeit	
- Konzentration auf technische und funktionale Aspekte. Anpassungsforderungen von Swissgrid können direkt und sehr zielorientiert realisiert werden (z.B. regionale Regelenergieverstärkungen) - Im Gegensatz zur Variante „Trennung Marktbereich und regulierter Bereich“ kann in allen Fällen mit einem System gearbeitet werden.	- Saisonal inkompatibel und benachteiligend; kaum ein Wasserkraftwerk kann ganzjährig anbieten. Eine Andienpflicht wäre wohl relativ statisch ausgestaltet (Pflichtzuteilung auf Basis Anschlussleistung), was bedeuten könnte, dass Kraftwerke in der Schweiz Regelenergie beschaffen müssen, da sie diese wegen hydrologischer Situationen nicht liefern können. Dadurch würde sich mittelfristig ein Sekundärmarkt etablieren, dessen Transparenz fragwürdig wäre. - innovative Lösungen werden unterbunden - Industrielle Anbieter und Verbraucher werden ausgeschlossen - Keine Teilnahme der Produktionskapazitäten der SBB, da diese primär für den Transportauftrag eingesetzt werden und im Rahmen einer Andienpflicht nicht zur Verfügung stehen können. - Gefahr, dass mit einer Regulierung nicht wettbewerbsanaloge Ergebnisse angestrebt werden (Widerspruch zum im StromVG verankerten Liberalisierungsgedanken)⁶ - Enteignungsproblematik: Eine Andienpflicht kommt einer materiellen Enteignung gleich, da der Stromproduzent nicht mehr frei über sein Eigentum (den produzierten bzw. vorgehaltenen Strom) verfügen kann. - höherer Aufwand der Swissgrid als in einem Marktmodell, da täglich auf Kraftwerksebene entschieden werden müsste, wo wie viel vorzuhalten ist (und dies diskriminierungsfrei)

Fortsetzung der Tabelle auf der nächsten Seite.

⁶ Bemerkungen zur Regulierung:

- Regulatorische Eingriffe sollten grundsätzlich nur bei Vorliegen von Marktversagen vorgenommen werden und wenn der staatliche Eingriff zu einer Verbesserung führt. Ursachen für Marktversagen sind üblicherweise Externalitäten, öffentliche Güter, monopolistische Bottlenecks und Informationsasymmetrien. Ob ein Marktversagen betreffend die Beschaffung von SDL vorliegt, wurde vorliegend nicht geprüft.
- Diesbezüglich ist auf den Unterschied zu der im StromVG verankerten Regulierung betreffend das Netz hinzuweisen. Beim Stromnetz handelt es sich um einen monopolistischen Bottleneck. Eine Regulierung des Stromnetzes erscheint grundsätzlich gerechtfertigt und notwendig. Bei der Erbringung/Beschaffung von SDL (faktisch also bei der Stromproduktion und beim Stromhandel) liegt jedoch kein monopolistischer Bottleneck vor. Es ist unbestritten, dass monopolistische und wettbewerbsfähige Bereiche unterschiedlich zu behandeln sind. Es scheint somit a priori nicht ersichtlich, weshalb die Regulierung der Beschaffung von SDL aus regulierungstheoretischen Überlegungen gerechtfertigt sein sollte.
- Auch wenn davon ausgegangen würde, dass ohne Regulierung keine Tendenz zu wirksamem Wettbewerb festzustellen wäre (was vorliegend nicht bewiesen wurde), würde diese Tatsache nicht ausreichen, um den Bereich zu regulieren. Sollten die Marktteilnehmer nämlich gegen das Kartellgesetz verstossen, würde die Wettbewerbskommission einschreiten.
- Schliesslich ist auf die Gefahr hinzuweisen, dass mit einer Regulierung nicht wettbewerbsanaloge Ergebnisse angestrebt werden könnten, sondern die Regulierung darauf abzielen könnte, alle möglichen Marktunvollkommenheiten zu korrigieren. Dies würde im Widerspruch zum im StromVG verankerten Liberalisierungsgedanken stehen.



Vorteile	Nachteile
Kosten	
- Kosten bekannt - regulierte Preise - keine grossen Preisausschläge - Preisstabilität und –sicherheit für Konsumenten	- Preise auf hohem Vollkostenniveau - Verzerrungen im Preisgefüge: wenn Andienpflicht zu günstig entschädigt wird, tragen die Anbieter die Kosten selber, was diese auch irgendwie wieder zu überwälzen versuchen - Preisberechnungsbasis muss festgelegt werden (Gestehungskosten, Opportunitätskosten) - kein Effizienzanreiz für Kraftwerke - Chance für Swissgrid, von günstigen Marktpreisen zu profitieren, geht verloren - Durch die garantierten Angebote sind keinerlei Effizienz- oder Produktverbesserung seitens swissgrid notwendig

Bei der Erarbeitung der Vor- und Nachteile sind folgende widersprüchlichen Punkte und Interpretationen aufgetreten, die im Rahmen der Diskussionen nicht gelöst werden konnten:

Widersprüche / Abweichende Meinungen betreffend der wirtschaftlichen Effizienz	
- Volkswirtschaftlich optimal, weil keine Doppelspurigkeiten und Parallel-Investitionen, die schlecht genutzt werden. - Die Andienpflicht kann „nichtmonetär“ vereinbart werden, in dem Sinne, dass die dadurch entstehenden Kosten der Kraftwerkbetreiber auf die Produktionspreise, resp. den Stromhandel, geschlagen werden müssen. Damit besteht für alle Kraftwerkgesellschaften und Stromhändler ein integrierter Anreiz, die Regelernergie auf die kosteneffizienteste Art bereitzustellen resp. von Dritten bereitstellen zu lassen, damit die Gesamtgestehungskosten tief gehalten werden können.	- Gefahr von ökonomischen Ineffizienzen (Andienpflicht von KW mit hohen Opp.kosten) - Kaum kosteneffiziente Beschaffung im volkswirtschaftlichen Sinne - ineffizientes System; durch Zwang werden alle KW berücksichtigt (teure wie weniger teure) - Anbieter die durch Kombination mit anderen Handels- oder Versorgungstätigkeiten zeitweise geringe Opportunitätskosten tragen, können nicht bevorzugt werden - Volkswirtschaftlich suboptimal, v.a. im Hinblick auf mittelfristige Möglichkeiten zur grenzüberschreitenden Beschaffung - Allokative Effizienz ist nicht gegeben, es ist nicht garantiert, dass die effizientesten Kraftwerke jeweils eingesetzt werden - Eine Andienpflicht scheint immer volkswirtschaftlich ineffizient (und möglicherweise willkürlich und diskriminierend), da es sich für gewisse Kraftwerke (z.B. Kernkraftwerke) nicht rechnet, SDL anzubieten⁷

Fortsetzung der Tabelle auf der nächsten Seite.

⁷ Effizienzüberlegungen:

- Die ex-ante Regulierung der Preise setzt Kenntnisse über zukünftige Marktentwicklungen voraus, die heute nicht mit Sicherheit zu bestimmen sind. Je nach Ausgestaltung der Regulierung sind Anpassungen an sich verändernde Faktoren (z.B. Änderungen der Opportunitätskosten, Marktpreise) stark beschränkt, was Ineffizienzen zur Folge hat.
- Die Aufteilung der Andienpflicht (wer wird zu wie viel verpflichtet) enthält eine Willkür-Komponente. Verschiedene Kraftwerke haben verschiedene Gestehungskosten. Wird dies bei der Andienpflicht und der damit verbundenen Vergütung berücksichtigt? Wie können gleichzeitig das Diskriminierungsverbot und die kostengünstigste Beschaffung garantiert werden? Eine Andienpflicht scheint immer volkswirtschaftlich ineffizient, da es sich für gewisse Kraftwerke (z.B. Kernkraftwerke) nicht rechnet, wegen des Vorhaltungszwangs nicht die maximale Kapazität zu produzieren, wohingegen andere Kraftwerke bessere Voraussetzungen hätten, SDL anzubieten.



Widersprüche / Abweichende Meinungen betreffend der einfachen Umsetzung vs. schwierigen Preisgestaltung	
- Einfach in der technischen Umsetzung (zum Teil international so üblich)	- Preisberechnung ist praktisch kaum möglich; und wenn, dann höchstens nach Abschluss der Lieferung - Gerechte Preisermittlung kaum möglich
Widersprüche / Abweichende Meinungen betreffend Versorgungssicherheit	
- Kein physischer Versorgungsengpass / Mangelsituation. Immer genügend Angebote, Versorgung somit sichergestellt.	- Es besteht das Risiko, dass die vorzuhaltende Menge nicht dauernd vorhanden ist. Die Vorhaltekontrolle und die Pönalisierung werden erschwert.



6.1.2 Marktbasierte Beschaffung

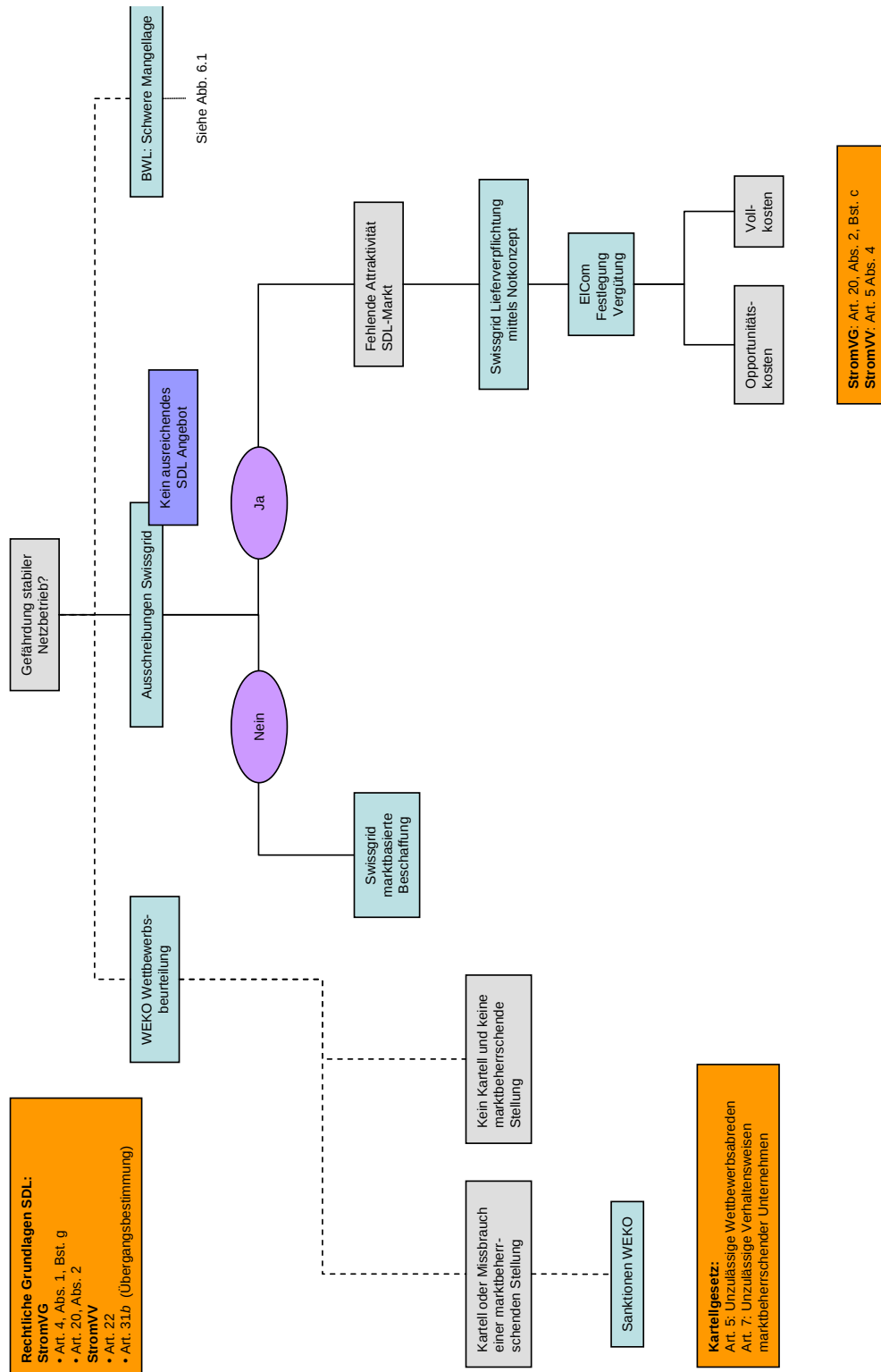


Abbildung 6.2: Übersicht über die marktbasierte Beschaffung von SDL.



Im Gegensatz zum ersten Modell wird hier für den Normalfall eine marktbasierte Beschaffung angenommen. Es wird klar getrennt zwischen Marktbereich und reguliertem Bereich (Notkonzept).

Bei ausreichendem Angebot wird konsequent marktbasiert beschafft, ohne regulatorische Eingriffe bei den Preisen. Eine Überprüfung des Wettbewerbs durch die WEKO kann jederzeit erfolgen.

Dieses Modell entspricht somit weitgehend den heutigen gesetzlichen Vorgaben, gemäss welchen die nationale Netzgesellschaft Swissgrid die Systemdienstleistungen in einem marktorientierten (StromVV Art. 22), diskriminierungsfreien und transparenten (StromVG Art. 20) Verfahren beschafft, sofern sie diese nicht selber erbringt. Weiter ist das Modell auch analog zu anderen Beschaffungsmärkten aufgebaut. Falls an diesem Modell festgehalten wird, ist zu prüfen ob etwaige Widersprüche an anderen Orten des Gesetzes oder der Verordnung ausgeräumt werden müssen um zukünftige Lösungen für eine wirtschaftliche und flexible Beschaffung⁸ durch die Swissgrid zu ermöglichen.

Bei nicht ausreichendem Angebot wird die SDL-Beschaffung reguliert. Im Falle fehlender Attraktivität des SDL-Marktes verpflichtet die Swissgrid Kraftwerke mittels Notkonzept, SDL vorzuhalten bzw. zu liefern. Die SDL-Bereitstellung im Notkonzept wird im Gegensatz zur heutigen Praxis entschädigt. Die Regulierung beschränkt sich auf die Festlegung der Vergütung durch die ElCom. Im Fall einer physischen Knappheit, die es den Kraftwerken verunmöglicht, SDL vorzuhalten bzw. zu liefern, ist das BWL zuständig.

Die Preisbildung für SDL erfolgt in diesem Modell im Normalfall marktorientiert, während die Entschädigung im Notkonzept sowohl basierend auf Opportunitätskosten als auch auf Vollkosten festgelegt werden kann (siehe auch Kapitel 5.3).

Tabelle 6.2: Vor- und Nachteile der marktbasierten Beschaffung gemäss Stellungnahmen aller Interessengruppen in der AG. Die hier aufgelisteten Vor- und Nachteile beruhen auf Einzelaussagen der Mitglieder der AG SDL und widerspiegeln nicht eine konsolidierte Aussage der Arbeitsgruppe.

Vorteile	Nachteile
Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit/-qualität	
- Dynamische Anreizwirkung und daher innovations-treibend - Anreiz zur Erstellung oder Umrüstung von SDL-fähigen Kraftwerken - zukunftsorientierte technische Möglichkeiten wie smart Grid etc. können umgesetzt werden - Teilnahme von Verbrauchern oder z.B. KVA möglich - Anreize für Investition in Flexibilität (Regeltechnik) - Teilnahme der Produktionskapazitäten der SBB in geeigneten Perioden.	–
Kompatibilität mit anderen Ländern, insb. EU	
- Chance für Teilnahme an internationalen SDL Märkten ohne einseitige Benachteiligung der CH-KW - Kompatibel mit EU-Richtlinien und Zielen des EU-Energiebinnenmarkt	–

Fortsetzung der Tabelle auf der nächsten Seite.

⁸ z.B. Swissgrid-eigene Anlagen im Bereich der Spannungshaltung, Smart Metering, Smart Grid, Erbringung von Leistungsvorhaltung usw. und die Zulassung von Handelsgeschäften mit SDL Produkten durch die Swissgrid



Vorteile	Nachteile
Umsetzbarkeit	
- Aus marktwirtschaftlicher Sicht kohärent - Mit Notkonzept Swissgrid ist physische Versorgung sichergestellt - Wirtschaftliche Freiheiten, d.h. jeder kann Regelenergie anbieten (insbesondere auch Verbraucher und die SBB). - alle Vorteile eines Marktsystems - Die marktorientierte Beschaffung ist aus regulierungstheoretischer Sicht die korrekte Lösung für einen Bereich, der keinen monopolistischen Bottleneck darstellt. - Dieses System entspricht dem Willen des Gesetzgebers des StromVG. - Dieses System gewährt die Trennung der Zuständigkeiten/Kernkompetenz zwischen WEKO und ElCom, analog anderer Märkte zwischen WEKO und Preisüberwacher.	- Geringe politische Akzeptanz - Erste Erfahrungen waren nicht ermutigend (anfänglich sehr hohe Preise, inzwischen aber Kostensenkung) - Mit Hilfe des KG können „nur“ unzulässige Wettbewerbsabreden und Missbräuche von marktbeherrschenden Unternehmen untersagt und die betroffenen Unternehmen allenfalls sanktioniert werden. Die Weko kann (zu) hohe Preise nicht senken. - ungenügende Angebote müssen mit Zwangsmassnahmen gedeckt werden (analog zum heutigen Notkonzept).
Kosten	
- Verleihung von Marktpulsen (falls Preise über Gestehungskosten) durch eigene Erbringung der SDL durch Swissgrid - Volkswirtschaftlich optimal, da der Markt Beschaffung aus dem Ausland erlaubt und so den günstigsten Lieferantenmix zulässt. - Dauernde Anreize zur Verbesserung der Produkte zur Effizienzsteigerung und Kostensenkung - Allokative Effizienz und dadurch Einsatz der jeweils günstigsten Kraftwerke	- Keine Garantie für tiefe SDL-Preise - kurzfristig hohe Preise möglich, bis der Markt mit neuen Anbietern oder KW reagiert

Bei der Erarbeitung der Vor- und Nachteile sind folgende widersprüchlichen Punkte und Interpretationen aufgetreten, die im Rahmen der Diskussionen nicht gelöst werden konnten:

Widersprüche / Abweichende Meinungen zur Kosteneffizienz	
- Kosteneffiziente Beschaffung	- Bedeutende administrative Kosten bei der Swissgrid - Falls genügend oder sogar viele Anbieter auf dem Regelenergiemarkt partizipieren, besteht die Gefahr von teuren Parallel-Investitionen. Diese Zusatzkosten verteuern die Regelenergie oder sie werden auf andere Produkte (z.B. Gestehungskosten für feste Kunden) abgewälzt.



6.1.3 Teilregulierte Beschaffung

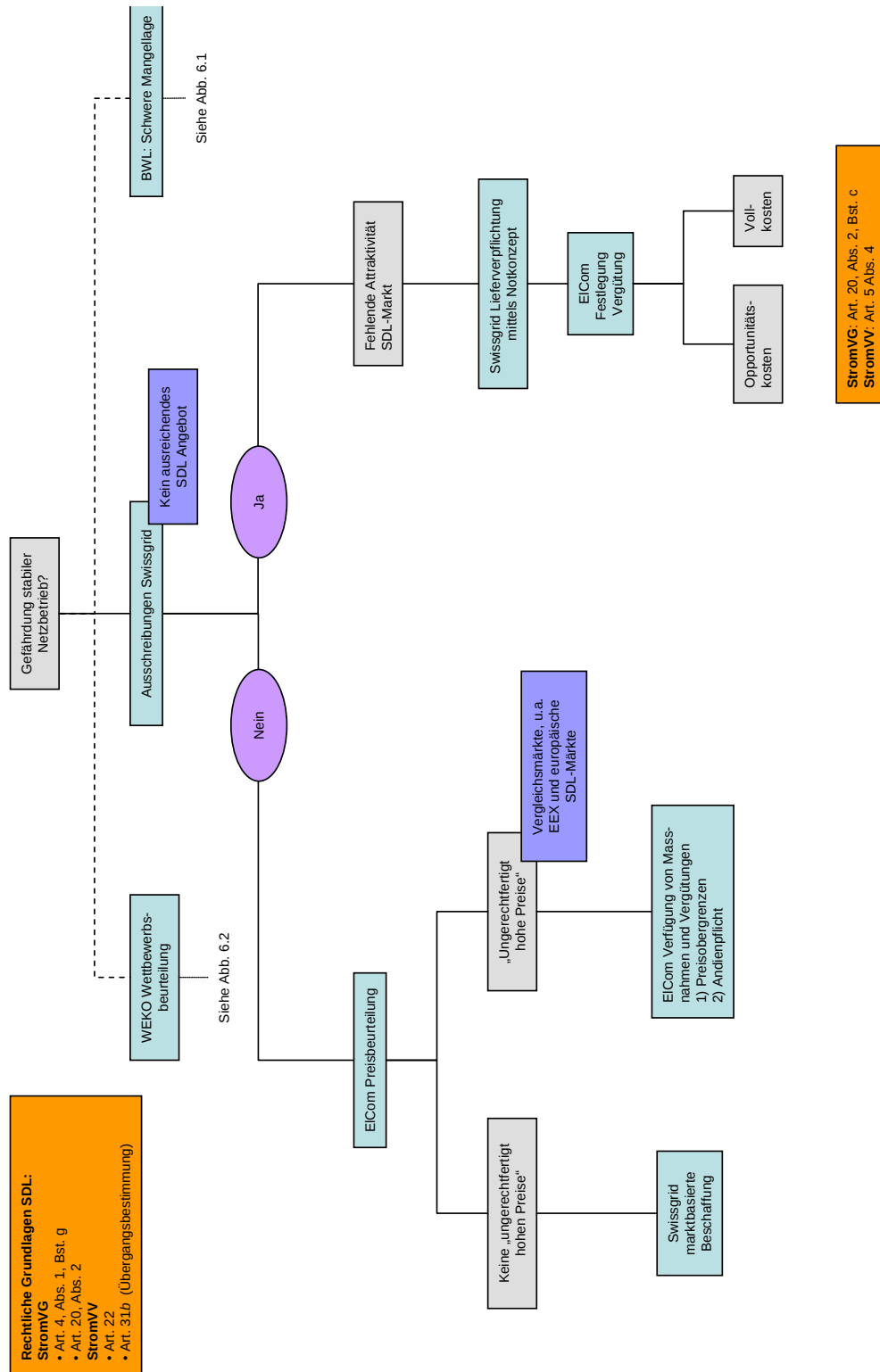


Abbildung 6.3: Übersicht über die teilregulierte Beschaffung von SDL.



Dieser Fall stellt einen Kompromissvorschlag zwischen vollständig regulierter Beschaffung (Abschnitt 6.1.1) und dem reinen Marktmodell gemäss Abschnitt 6.1.2 dar. Dabei soll einerseits der politische Wille zur Öffnung des Strommarktes – und damit zu einer marktorientierten Beschaffung von SDL – beibehalten werden, andererseits sollen auch die Eingriffsmöglichkeiten bestehen, um auf Anzeichen für ein nicht ideales Funktionieren des Marktes zu reagieren. Aus Sicht der Marktbefürworter ist aber festzuhalten, dass in erster Linie die Marktinstrumente so verbessert werden sollten, dass die in diesem Modell eingebauten Eingriffsmöglichkeiten gar nicht erst zur Anwendung kommen.

Die Idee eines solchen Beschaffungsmodells geht zurück auf die im Frühjahr 2009 beobachteten SDL-Preise, die so hoch waren, dass Swissgrid in Absprache mit der ElCom Preisobergrenzen für die einzelnen SDL-Produkte eingeführt hat⁹. Hohe Preise sind aus Sicht des Marktes a priori kein Grund, regulatorisch aktiv zu werden, denn sind die hohen Preise gerechtfertigt, dann führt dies automatisch zu Investitionsanreizen, die den Markt beleben und das Angebot an einem knappen Gut vergrössern.

Im Gegensatz dazu stehen „ungerechtfertigt hohe Preise“, die als Eingriffskriterium für den sektorspezifischen Regulator verwendet werden könnten. Da eine Definition von ungerechtfertigt hohen Preisen schwierig ist, könnte es sinnvoller sein, konkrete Indikatoren anzugeben, mit denen sich ein ungerechtfertigt hoher Preis von einem hohen Preis unterscheiden lässt. Im Zentrum stehen zwei solche Indikatoren:

- Vergleich der Angebotspreise mit Angebotspreisen anderer, vergleichbarer Märkte
- Vergleich der Angebotspreise mit den Opportunitätskosten eines oder mehrerer Referenzkraftwerke, wobei anzumerken ist, dass Opportunitätskosten äusserst aufwendig zu bestimmen sind und nebst den Marktopportunitäten stark von technischen und hydraulischen Parametern eines jeden Kraftwerks abhängen und sich auch saisonal ändern.

Da es sich bei SDL um standardisierte und damit vergleichbare Produkte handelt, die auf einem Markt gehandelt werden, ist der Vergleich des angebotenen Produktes mit Konkurrenzmärkten grundsätzlich möglich. Es ist allerdings zu bedenken, dass die SDL Produkte auf vergleichbaren Märkten mit zum Teil sehr unterschiedlichen Kraftwerkspark mit unterschiedlichen Kostenstrukturen erbracht werden, was den Vergleich der Angebotspreise für die SDL Produkte erschwert. Entsprechend müssten z.B. Faktoren festgelegt werden, die erlauben, Preise eines ausländischen Marktes auf die Schweizer KW-Struktur zu portieren.

Der Vergleich der Angebotspreise mit den Opportunitätskosten von Referenzkraftwerken gibt einen weiteren Anhaltspunkt auf die Frage, ob die angebotenen Preise ungerechtfertigt hoch sind oder nicht.

Auch bei ausreichendem SDL Angebot kann der Regulator im Falle „ungerechtfertigt hoher Preise“ eingreifen.

⁹ Mit der Einführung der Preisobergrenzen konnten die Kosten für SDL zwar reduziert werden aber gleichzeitig wurde damit ein erheblicher Eingriff in ein marktorientiertes Verfahren vorgenommen, der je nach Ausgestaltung falsche Anreize setzt. So kann es zum Beispiel sein, dass sich Anbieter bei ihren Angeboten grundsätzlich nur noch an den Preisobergrenzen orientieren, obschon sie – ohne Vorhandensein von Preisobergrenzen – ihre Opportunitätskosten als tiefer einschätzen würden. Im Weiteren kann je nach Preisobergrenzen-Setzung der einzelnen Produkte eine Verzerrung zwischen den verschiedenen Produkten entstehen, was falsche Anreize für das eine oder andere Produkt setzt und somit zu einer mengenmässigen Verlagerung zwischen den einzelnen Produkten führt. Die Einführung der Preisobergrenzen wurde der WEKO gemäss Art. 49a Abs. 3 lit. a KG gemeldet, welche ein Verfahren eröffnet hätte, wenn die Preisobergrenzen nicht bis Ende Juni 2010 wieder aufgehoben worden wären.



Konkret würde die SDL-Beschaffung folgendermassen ablaufen:

- Die Swissgrid beschafft SDL im Normalfall im Auktionsverfahren.
- Falls ein ausreichendes Angebot besteht:
 - Die Auktionsergebnisse werden von der ElCom bezüglich der Höhe der Preise überprüft.
 - Falls keine „ungerechtfertigt hohen Preise“ vorliegen, werden die SDL markt-basiert beschafft.
 - Im Fall „ungerechtfertigt hoher Preise“ prüft die ElCom die Gründe und verfügt allenfalls Massnahmen und Vergütungshöhen. Dies wären in erster Linie Preisobergrenzen für SDL und, falls dies nicht ausreicht, eine Andienpflicht. Gleichzeitig soll eine Überarbeitung von Marktelementen die möglichst rasche Rückkehr zur marktbasierten Beschaffung ermöglichen.
- Falls nicht genügend SDL angeboten werden:
 - Fehlende Attraktivität des SDL-Marktes, d.h. es ist für die Kraftwerke gewinnbringen-der, den Strom anderweitig bzw. zu einem anderen Zeitpunkt zu verkaufen und es treffen zu wenige Angebote ein.
 - Die Swissgrid verpflichtet Kraftwerke mittels Notkonzept, SDL vorzuhalten bzw. zu liefern.
 - Die ElCom legt die entsprechende Vergütung fest.
 - Die Attraktivität des SDL-Marktes muss durch Verbesserung der Produkte wieder hergestellt werden.
- Es besteht ein physischer Engpass bei der SDL-Beschaffung, beispielsweise sind alle Spei-cherseen leer. Das heisst es ist für die Kraftwerke technisch nicht möglich, SDL vorzuhalten bzw. zu liefern.
 - Für diesen Fall ist das BWL zuständig.
 - Die Swissgrid kooperiert mit dem BWL um den Engpass zu beheben. Hier geht es um die Sicherstellung der gesamten Stromversorgung, wobei SDL nur ein Teilbereich bil-det.

Die Preisbildung für SDL erfolgt in diesem Modell im Normalfall marktorientiert und unterliegt der Überprüfung durch die ElCom, während die Entschädigung im Notkonzept sowohl basierend auf Op-portunitätskosten als auch auf Vollkosten festgelegt kann (siehe auch Kapitel 5.3).



Tabelle 6.3: Vor- und Nachteile der teilregulierten Beschaffung gemäss Stellungnahmen aller Interessengruppen in der AG. Die hier aufgelisteten Vor- und Nachteile beruhen auf Einzelaussagen der Mitglieder der AG SDL und widerspiegeln nicht eine konsolidierte Aussage der Arbeitsgruppe.

Vorteile	Nachteile
Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit/-qualität	
- Möglichkeit „Fehlentwicklungen des Marktes“ frühzeitig zu korrigieren - Anreize für Investition in Flexibilität (Regeltechnik) - Allokative Effizienz und dadurch auch zeitweise Teilnahme von Verbrauchern oder z.B. KVA	- grosses unternehmerisches Risiko, Anlagen zu bauen oder umzurüsten (Eingriff durch Regulator ist nicht kalkulierbar) - Beschränkte langfristige Investitionsanreize - Langfristige Investitionssicherheit fehlt
Kompatibilität mit anderen Ländern, insb. EU	
- Bedingt kompatibel mit EU-Energiebinnenmarkt - Volkswirtschaftlich optimal, da der Markt Beschaffung aus dem Ausland erlaubt und so den günstigsten Lieferantenmix zulässt (sofern Preisgrenzen mit EU-Kartellrecht kompatibel) - Teilnahme der Produktionskapazitäten SBB in geeigneten Perioden.	- Ungleichbehandlung ausländischer und Schweizer Anbieter - Ungleichbehandlung von Verbrauchern und Produzenten, die SDL liefern; Verbraucher können dann teilnehmen, wenn es finanziell attraktiv ist, Produzenten müssen hingegen immer teilnehmen.
Umsetzbarkeit	
- kombiniert die Vorteile von Markt mit den Vorteilen von reguliert (Eingriffsmöglichkeit EICom stellt wichtige Absicherungsfunktion dar) - Besser als reguliert, da Marktkräfte zumindest teilweise wirken können - Wirtschaftliche Freiheiten, d.h. theoretisch jeder kann versuchen Regelernergie anzubieten. - Beibehaltung Grundsatz Marktsystem	- Hoher Administrativ- und Kontrollaufwand - Gefahr „willkürlicher“ Interventionen in den SDL-Markt, wenn Ergebnis der Preisbildung politisch nicht akzeptiert wird, was dann letztlich die gleichen Nachteile mit sich bringt wie bei der regulierten Beschaffung. - Zwitterlösung mit fehlender Systemkohärenz: Entweder man sagt ja zum Markt und akzeptiert dann auch die Ergebnisse. Oder man sagt nein zum Markt und favorisiert deshalb eine vollständig regulierte Beschaffung. Aber ja sagen zum Markt, und dann allenfalls die Ergebnisse doch nicht akzeptieren wollen, ist inkonsequent. - Noch unklar wer im Endeffekt die Kontrolle ausübt und den allfälligen Systemwechsel anordnet: Swissgrid, EICom, WEKO - ungenügende Angebote müssen mit Zwangsmassnahmen gedeckt werden - Preisobergrenze muss vorgängig definiert werden - kein wirklicher Markt, Eingriffsmöglichkeiten sind vorgängig zu definieren - Der teilregulierte Markt widerspricht der Regulierungstheorie, dem Grundgedanken des StromVG und beinhaltet eine grosse Willkürgefahr¹⁰ - Sonderbehandlung SDL-Markt, da Kompetenztrennung WEKO und EICom nicht analog zu anderen Märkten zwischen WEKO und Preisüberwacher.

Fortsetzung der Tabelle auf der nächsten Seite.

¹⁰ Der teilregulierte Markt ist aus regulierungstheoretischen Überlegungen abzulehnen. Es handelt sich weder um ein marktwirtschaftliches noch um ein reguliertes System, sondern um eine Kompromisslösung, von der gehofft wird, dass sie sich politisch gut verkaufen lässt. Regulatorische Eingriffe sollten grundsätzlich nur bei Vorliegen von Marktversagen vorgenommen werden und wenn der staatliche Eingriff zu einer Verbesserung führt. Ob ein Marktversagen betreffend die Beschaffung von SDL vorliegt, wurde jedoch nicht geprüft. Der Tenor „man lässt den Markt spielen, aber wenn die Preise zu hoch sind, kann die EICom eingreifen“ widerspricht der Regulierungstheorie, dem Grundgedanken des StromVG und beinhaltet eine grosse Willkürgefahr.



Vorteile	Nachteile
Umsetzbarkeit (Fortsetzung)	
	- Definition „ungerechtfertigt hoher Preise“ ist unklar und Eingriffe in den Markt behindern i.d.R. das Funktionieren desselben - Definition einer Obergrenze jeglicher Art wird den Markt beeinflussen
Kosten	
- Anreize zur Verbesserung der Produkte, zur Effizienzsteigerung und Kostensenkung möglich	- Falls genügend oder sogar viele Anbieter auf dem Regelenenergiemarkt partizipieren, besteht die Gefahr von teuren Parallel-Investitionen. Diese Zusatzkosten verteuern die Regelenenergie oder sie werden auf andere Produkte (z.B. Gestehungskosten für feste Kunden) abgewälzt. - regulierter Preis trifft vor allem teure KW, günstige KW profitieren von hohen Preisobergrenzen - Angebotspreis bewegt sich evtl. in Richtung Preisobergrenze - Teure Kraftwerke werden diskriminiert



6.2 Gesetzliche Verankerung der teilweisen Verrechnung von SDL-Kosten an Kraftwerke (G-Komponente)

Im Abschnitt 5.5 sind Grundüberlegungen zur Verursachergerechten Kostenaufteilung bei SDL zusammengefasst. Darauf aufbauend wurden in der AG die Implikationen der Einführung einer Kraftwerkskomponente diskutiert. Tabelle 6.4 fasst Vor- und Nachteile einer solchen Änderung zusammen. Eine solche Anpassung bedingt eine Diskussion über das Ausspeisemodell, welche über den Rahmen der AG SDL hinausgeht und weitere Analysen notwendig macht. Das BFE wird über die Einsetzung einer neuen AG zu diesem Thema entscheiden.

Tabelle 6.4: Vor- und Nachteile einer Kraftwerkskomponente gemäss Stellungnahmen aller Interessengruppen in der AG. Die hier aufgelisteten Vor- und Nachteile beruhen auf Einzelaussagen der Mitglieder der AG SDL und widerspiegeln nicht eine konsolidierte Aussage der Arbeitsgruppe.

Vorteile	Nachteile
Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit/-qualität	
Es besteht kein direkter Zusammenhang zwischen einer Kraftwerkskomponente und der Versorgungssicherheit/-qualität.	
Kompatibilität mit anderen Ländern, insb. EU	
–	- Standortnachteil der Schweizer Produktion im internationalen Geschäft - Gegenüber Ausland bedeutet dies eine Subventionierung der Schweizer Industriekunden durch die Strombranche - Kompatibilität mit EU-Gesetzgebung fraglich - Verhindert möglicherweise Investitionen am Standort Schweiz, da die meisten EU-Länder keine G-Komponente haben - Führt je nach Ausgestaltung zu höheren Kosten bei Kraftwerken mit stochastischer Einspeisung (Sonne und Wind)
Umsetzbarkeit	
- Anreizmöglichkeit für SDL-Anbieter durch Bonus-System (Modell Swenex)	- individuelle verursachergerechte Zuordnung von SDL zu KW kaum umsetzbar und mit hohem Aufwand und grossen Unsicherheiten verbunden - Faire Zuordnung der Kosten zu den einzelnen Produkten sehr schwierig (z.B. TRL-Kosten können KKWs nicht anbelastet werden) - Intransparent und möglicherweise nicht diskriminierungsfrei
Kosten	
Hier wurden keine eindeutigen Vor- oder Nachteile identifiziert. Die Meinungen in der AG sind widersprüchlich (siehe unten).	

Fortsetzung der Tabelle auf der nächsten Seite.



Bei der Erarbeitung der Vor- und Nachteile sind folgende widersprüchlichen Punkte und Interpretationen aufgetreten, die im Rahmen der Diskussionen nicht gelöst werden konnten:

Widersprüche / Abweichende Meinungen zum Kostensenkungspotential	
- Einbezug der KW bei Kostentragung kann kosten-senkend wirken	- Die Kraftwerkskomponente scheint keine tiefen Gebote an den Ausschreibungen zu fördern. Es lohnt sich bei dieser Variante für die Produzenten immer, höher zu bieten, da sie die Differenz ja nicht alleine begleichen müssen, sondern diese Differenz allen Produzenten (mit einer Leistung von mind. 50 MW) gemäss ihrem Anteil an der Bruttoerzeugung in Rechnung gestellt wird. Somit bezahlen Produzenten, welche keine SDL vorhalten dafür, dass andere Produzenten SDL zu einem hohen Preis vorhalten. Dies ist nicht verursachergerecht. - Gesamthaft keine Kostenreduktion - Komplexe Umsetzung, die letztlich nur vordergründig zu tieferen Kosten führt.
Widersprüche / Abweichende Meinungen zur Verursachergerechtigkeit	
- Verursachergerecht, da KW ebenfalls SDL verursachen/beanspruchen - Verursachergerechtigkeit durch eine starke, gesetzlich verankerte Kraftwerkskomponente, mit einer progressiven Kostenbeteiligung entsprechend der Grösse der Kraftwerksblöcke¹¹	- Kosten tragen schlussendlich wieder die Endverbraucher über die Stromtarife - Der Verteilschlüssel, welche Kraftwerke welchen Anteil an der Kraftwerkskomponente bezahlen, ist weder diskriminierungsfrei noch verursachergerecht, da Kraftwerke mit einer Leistung von unter 50 MW ebenso an den Ausschreibungen teilnehmen und somit für die hohen SDL-Tarife „mitverantwortlich“ sind.
Widersprüche / Abweichende Meinungen betreffend der Effekte auf Konsumentenpreise	
- Tieferer SDL-Tarif für Konsumenten	- Die Kosten, welche den Kraftwerken durch die Kraftwerkskomponente anfallen, werden dem Konsumenten nicht erspart. Es handelt sich um eine reine Umverteilung. Vermutungsweise werden diese Beträge auf den Strompreis für Konsumenten, welche nicht in der Grundversorgung sind, geschlagen. Auch dies ist nicht verursachergerecht, weil alle Konsumenten in gleicher Weise von SDL profitieren.

¹¹ Regelenergie zum Ausgleich von Kraftwerkausfällen: Je kleiner die Kraftwerkeinheiten desto höhere Redundanzen bestehen, der Regelleistungsbedarf sinkt tendentiell. Je grösser die einzelnen Kraftwerksblöcke, desto höhere Sekundär- und Tertiärregel-leistung muss vorgehalten werden, damit beim Ausfall einer Einheit genügend Reserve vorhanden ist.

Regelenergie zum Ausgleich von unvorhergesehenen Peaks (Leistungsunterbrüchen die zu pos./neg. Regelenergie-Bedarf führen): Grosse Kraftwerkeinheiten und intensiver Stromhandel über grössere Distanzen verlangen nach starken Netzen und Netzausbauten. Diese grossen Faktoren verursachen demzufolge auch das grösste Risiko für Netzausfälle/-unterbrüche.



7 Gesetzliche Anpassungen

Nachfolgend wird aufgezeigt, welche Gesetzesartikel des heutigen StromVG und der StromVV angepasst oder ergänzt werden müssten, je nach dem welche der in Kapitel 6 diskutierten Varianten umgesetzt werden soll. Diese Ausführungen sind als nicht abschliessende Vorschläge der AG SDL für die Ausarbeitung des Vernehmlassungsentwurfes zur Revision StromVG zu sehen.

7.1 Zu löschende Artikel (allgemein)

- Art. 20, Abs. 3 StromVG „Der Bundesrat kann die Netzgesellschaft verpflichten, für den Abruf von Regelenenergie vorrangig Elektrizität aus erneuerbarer Energie, insbesondere aus Wasserkraft, einzusetzen“ ist aus Sicht der AG SDL ersatzlos zu streichen.

7.2 Einzufügende Artikel (allgemein)

- Falls eine G-Komponente (siehe Kapitel 6.2) gesetzlich verankert werden soll, könnte dies in Art. 14 (Netznutzungsentgelt) oder Art. 20 (Aufgaben nat. Netzgesellschaft) des StromVG festgehalten werden.
- Allenfalls (je nach Beschaffungsmodell) wäre die Aktivierung zusätzlicher Anbieter (z.B. Notstromgruppen, siehe Kapitel 5.8.1) im Gesetz zu regeln.
- Falls die SBB im SDL-Markt als Übertragungsnetzbetreiber behandelt werden soll (vergleiche Kapitel 5.9), wäre ihre Rolle im Detail zu definieren, was erhebliche gesetzliche Anpassungen zur Folge hätte. Weiter müsste Art. 20, Abs. 2e StromVG auf inländische Übertragungsnetzbetreiber ausgeweitet werden.
- Ein Monitoring Swissgrid (siehe Kapitel 5.7) hätte mit den entsprechenden Massnahmen zur Speicherhaltung weitreichende Konsequenzen, die es gesetzlich zu regeln gälte. Ob das im StromVG oder im Landesversorgungsgesetz verankert werden müsste, wäre abzuklären.

7.3 Anpassungen für eine vollständig regulierte Beschaffung

Für dieses Modell (siehe Kapitel 6.1.1) wäre insbesondere die Andienpflicht gesetzlich zu verankern. Dafür müsste Art. 20, Abs. 2b StromVG über die Beschaffung der SDL-Kraftwerkskapazitäten durch die nationale Netzgesellschaft angepasst werden.

7.4 Anpassungen für eine marktbasierte Beschaffung

Dieses Modell (siehe Kapitel 6.1.2) entspricht dem heutigen System, so dass auf Gesetzesstufe keine Änderungen vorzunehmen sind. Es wäre allerdings sinnvoll, wenn bei einer Zwangsverpflichtung durch die Swissgrid die ElCom die Vergütungshöhe festlegen würde – im Gegensatz zur heutigen Regelung, nach welcher die zwangsverpflichteten Anbieter keine Entschädigung erhalten. Eine solche kostenrelevante Anpassung bedarf voraussichtlich einer gesetzlichen Grundlage und kann nicht allein auf Verordnungsstufe geregelt werden.

7.5 Anpassungen für eine teilregulierte Beschaffung

Bezüglich der teilregulierten Beschaffung (siehe Kapitel 6.1.3) wären die zusätzlichen Kompetenzen der ElCom zur Überwachung und für Eingriffe in den SDL-Markt im Falle vom „ungerechtfertigt hohen Preisen“ in Art. 22 StromVG (Aufgaben der ElCom) zu regeln.



8 Literatur

- [1] Die im StromVG stipulierte Reservehaltung: Bericht des Bundesrates in Beantwortung des Postulates 08.3757 der UREK-N vom 10. November 2008, erstellt im Juni 2009.
- [2] Swissgrid: Systemdienstleistungsprodukte; gültig ab 1. Oktober 2009
(http://www.swissgrid.ch/power_market/grid_operation/ancillary_services/as_documents/document/D090916_AS-Products_V4R0.pdf?set_language=de)
- [3] Swissgrid: Veröffentlichung SDL-Konzept im Internet
(http://www.swissgrid.ch/power_market/grid_operation/ancillary_services/as_documents/document/D081202_AS-Concept_V0R8.pdf?set_language=de)
- [4] Swissgrid: Test zur Primärregelfähigkeit
(http://www.swissgrid.ch/power_market/grid_operation/ancillary_services/prequalification/document/D091111_test-for-primary-control-capability_V1R0.pdf?set_language=de)
- [5] Swissgrid: Test zur Präqualifikation von Sekundärregelung
(http://www.swissgrid.ch/power_market/grid_operation/ancillary_services/prequalification/document/D081107_prequalification_T1P_V1R1.pdf)
- [6] BET: Regelmarkt – Gutachten zu Marktgestaltung, Beschaffungskosten und Abrechnung von Regelleistung und Regelennergie durch die deutschen Übertragungsnetzbetreiber
(<http://www.bet-aachen.de/download/BET%20REM%20Gutachten%20Endfassung%20031031.pdf>)
- [7] Verstege J.: Regelennergie: wichtiger Baustein für hohe Versorgungsqualität in Elektrizitätsversorgungssystemen (http://www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/Themen_A-Z/Regelennergie/vortrag_regelennergie_grundlagen.pdf)
- [8] Scherer M.: Dimensionierung der Regelreserve für die Regelzone Schweiz, ETHZ 2009
- [9] Swissgrid: Transmission Code 2010, Version 23.11.2009
(http://swissgrid.ch/power_market/grid_operation/transmission_code/)
- [10] Swissgrid: Glossar für die Regeln des Schweizer Strommarktes, 2. Auflage 2008, V1.1
(http://swissgrid.ch/power_market/grid_operation/transmission_code/)
- [11] Swissgrid: Netznutzungsmodell für das schweizerische Übertragungsnetz (NNMÜ-CH Ausgabe 2007) (www.electricite.ch/uploads/media/NNMÜ_CH_01.pdf)
- [12] KEMA: Internationale Vergleichswerte Tarife für Systemdienstleistungen. Im Auftrag der El-Com. Bonn 2008.
- [13] ERGEG: Guidelines of Good Practice for Electricity Balance Markets Integration, 2006
- [14] European Commission: DG Competition report on energy sector inquiry (SEC(2006)1724; 2007
- [15] ElCom: Verfügung betreffend Kosten und Tarife für die Netznutzung Netzebene 1 und Systemdienstleistungen vom 6. März 2009.
(<http://www.elcom.admin.ch/dokumentation/00013/00063/00069/index.html?lang=de>)
- [16] Swissgrid: Beschaffung von Regelleistung bei mangelnder Liquidität bei der Leistungsausschreibung (Notkonzept), Version 4.2 gültig ab 1. Januar 2010
(http://www.swissgrid.ch/power_market/grid_operation/ancillary_services/as_documents/document/D090807_AS-Emergency-Concept_V4R2.pdf?set_language=de)
- [17] Swissgrid: Kosten für die Netznutzung im Schweizer Übertragungsnetz, Stand 28.09.2010
(http://www.swissgrid.ch/power_market/commercial_grid_management/grid_usage_tariffs/document/Z100824_Factsheet_Netznutzung.pdf?set_language=de)
- [18] Swissgrid: Kostensenkende Massnahmen mit Erfolg umgesetzt, Stand 13.08.2010.
http://www.swissgrid.ch/power_market/grid_operation/ancillary_services/measures/
- [19] Swissgrid: Tertiärregelung, täglich, Stand 28.10.2010.
http://www.swissgrid.ch/power_market/grid_operation/ancillary_services/tenders/tertiary-control-power/daily/



- [20] Swissgrid: Tertiärregelleistung, wöchentlich, Stand 28.10.2010.
http://www.swissgrid.ch/power_market/grid_operation/ancillary_services/tenders/tertiary-control-power/weekly/
- [21] Swissgrid: Rechtsordnung – Systemdienstleistungen, Stand 28.10.2010.
https://www.swissgrid.ch/power_market/legal_system/ancillary_services/index.html
- [22] Peter Hettich: Wirksamer Wettbewerb: theoretisches Konzept und Praxis, Dissertation, Stand 09.09.2010. <http://www.alexandria.unisg.ch/export/DL/46017.pdf>
- [23] Swissgrid: Netznutzung und Tarife,
http://www.swissgrid.ch/power_market/commercial_grid_management/grid_usage_tariffs/document/D100902_Kostenstruktur_2010_2011.pdf?set_language=de.
- [24] Swissgrid: Netznutzung und Tarife,
http://www.swissgrid.ch/power_market/commercial_grid_management/grid_usage_tariffs/



Anhang 1: Grundlagen und Basisdokumente

1 Grundlagen

1.1 Begriffe

Regelenergie: Von Kraftwerken abrufbarer Einsatz von Elektrizität zur Einhaltung des geplanten Elektrizitätsaustausches und zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebes.

Regelleistung: Automatisch oder abgerufene, elektrische Leistung zur Einhaltung des geplanten Elektrizitätsaustausches über die Regelzonen- bzw. Regelblockgrenzen hinweg und zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebes über die Konstanthaltung der Netzfrequenz. Sie besteht aus Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung.

Regelreserve: Die für den Einsatz von Regelleistung zur Verfügung stehende, elektrische Leistung, bestehend aus Primär-, Sekundär- oder Tertiärregelleistung (Quelle: [10]).

Die **Primärregelung** ist eine vollautomatische Frequenzregelung. Auf eine Frequenzabweichung wird innerhalb von Sekunden mit einer proportionalen Erhöhung der Sollleistung reagiert. Die wesentliche Aufgabe der Primärregelung ist die schnelle Stabilisierung der Frequenz nach einer Störung. Dabei geht auf Grund der alleinigen Betrachtung der Frequenz nicht hervor, welche Regelzone die Abweichung verschuldet, d.h. die Primärregelung erfolgt in einem Verbundnetz solidarisch.

Die **Sekundärregelung** ist eine automatische, vom Regelzonenverantwortlichen koordinierte Frequenz-Leistungsregelung. Die Sekundärregelung ist langsamer als die Primärregelung und aufgrund des Integralanteils des Reglers im Stande, nach einer Abweichung die Sollfrequenz vollständig herzustellen.

Die **Tertiärregelung** entspricht einer manuellen Änderung der Sollleistung. Bei der Tertiärregelreserve sind die Art der Leistungsvorhaltung und die Art der Aktivierung zu unterscheiden. Die Leistungsvorhaltung kann durch vom Netz getrennte oder bereits synchronisierte Maschinen realisiert werden. Die Aktivierung liegt im Minutenbereich und erfolgt auf einen beliebigen Zeitpunkt oder nach einem Fahrplanraster (Quelle: [8]).

Blindenergie: Elektrische Energie, die zum Aufbau von elektrischen oder magnetischen Feldern benötigt wird, bzw. im Netzbetrieb für die Spannungshaltung eingesetzt wird.

Inselbetriebsfähigkeit: Möglichkeit, einen vom synchronen Netz abgetrennten Netzbereich mit Hilfe einer Erzeugungseinheit über längere Zeit autonom versorgen zu können und dessen Betrieb somit innerhalb der zulässigen Grenzwerte für Betriebskenngrößen aufrechtzuerhalten.

Netzverluste (Wirkverluste): Energie, die der Deckung der Differenz zwischen Einspeisung und Ausspeisung in einem Netz erbracht werden muss

Schwarzstartfähigkeit: Fähigkeit einer Erzeugungseinheit ohne Inanspruchnahme von Fremdenergie anzufahren, bzw. Fähigkeit eines Teilnetzes, ohne Inanspruchnahme angrenzender Teilnetze den Betrieb wieder aufzunehmen (z.B. nach einer Generalstörung oder Netzzusammenbruch).

Spannungshaltung: Alle Massnahmen zur Einhaltung der Betriebsspannung innerhalb der zulässigen Toleranzwerte (Quelle: [10]).



1.2 Kostenblöcke und -wälzung

Für eine marktbasierte Beschaffung muss das Regelverfahren in marktfähige Produkte abgebildet werden. Im Falle der ENTSO-E werden im Operation Handbook jeweils physikalische Mindestanforderungen und Empfehlungen für die einzelnen Regelzonen vorgegeben (siehe Abschnitt 2.1.1, Anhang 1). Der Einsatz der Regelleistung in Folge eines Last- oder Produktionsausfalls wird auf maximal drei Stunden festgelegt. Danach muss die betroffene Bilanzgruppe die Abweichung behoben haben oder sie wird durch die Netzbetreiberin pönalisiert (Quelle: [8]).

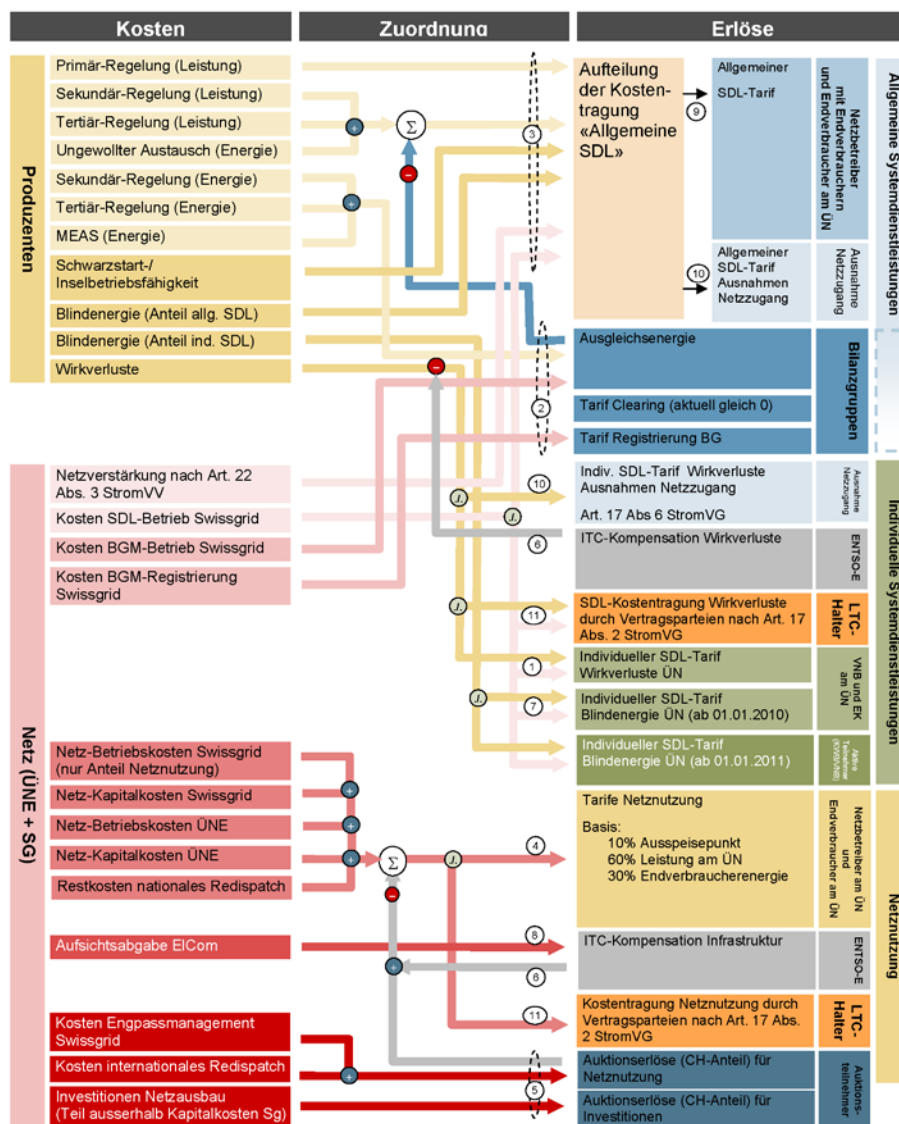
Die Zuordnung der Kosten für Systemdienstleistungen ist in Artikel 15 StromVV geregelt. Es gibt den allgemeinen SDL-Tarif, individuelle SDL-Tarife und ein Preissystem für Ausgleichsenergie. Weiter sind die Übergangsbestimmungen in Artikel 31b StromVV zu berücksichtigen, welche eine Kostenbeteiligung der Betreiber von Kraftwerken am allgemeinen SDL-Tarif vorsehen (siehe Abbildung 1.1 und Abbildung 1.3, Anhang 1). Gemäss dem Urteil des Bundesverwaltungsgerichtes vom 8. Juli 2010 ist die SDL-Verrechnung an Kraftwerke gesetzeswidrig (siehe Abschnitt 2.2.5, Anhang 1) und die Swissgrid hat deshalb am 19. August 2010 angepasste Tarife für 2011 publiziert (siehe Abbildung 1.3, Anhang 1). Für Details zur Verrechnung der einzelnen Kostenblöcke wird auf [11] verwiesen und auf das Dokument [17] aus dem Abbildung 1.2 (Anhang 1) entnommen wurde.

Kostenblock	Tarif	Kostenträger
Primärregelung (Leistung)	Allgemeiner SDL-Tarif	Netzbetreiber mit Endverbrauchern und Endverbraucher am Übertragungsnetz
Sekundärregelung (Leistung)		
Tertiärregelung (Leistung)		
Schwarzstart/Inselbetriebsfähigkeit		
Spannungshaltung/Blindenergie		
Kosten SDL-Betrieb		
Netzverstärkungen nach Art. 7 EnG		
Wirkverluste	Individueller SDL-Tarif	Netzbetreiber und Endverbraucher am Übertragungsnetz
Sekundärregelung (Energie)	Ausgleichsenergie	Bilanzgruppen
Tertiärregelung (Energie)		
Bilanzgruppenmanagement		

Abbildung 1.1: Aufteilung der einzelnen Kostenblöcke auf die verschiedenen Kostenträger. Quelle: Swissgrid.



Kosten/Erlöse 2010/11



Gesetzliche Grundlagen

- | | |
|--|--|
| 1 Art. 15 Abs. 1 Bst. a StromVV | 8 Art. 28 StromVG |
| 2 Art. 15 Abs. 1 Bst. a StromVV | 9 Art. 31 Bst. b Satz 1 StromVV; Satz 2 ist aufgehoben nach Entscheid BVGer vom 08. Juli 2010 |
| 3 Art. 15 Abs. 2 StromVV | 10 Art. 9 VAN (UVEK-Verordnung zu Ausnahme Netzzugang und anrechenbare Kosten beim grenzüberschreitenden Übertragungsnetz) |
| 4 Art. 15 Abs. 3 StromVV | 11 Verfügung 04. März 2010 «Kosten und Tarife 2010 NE 1»; Absatz 2.3.1 und 4.3.4 |
| 5 Art. 20 Abs. 1 StromVV | |
| 6 Art. 14 StromVV | |
| 7 Art. 15 Abs. 1 Bst. a StromVV, Art. 15 Abs. 2 Bst. a StromVV | |

Abbildung 1.2: Kostenaufteilung und Erlöse im Übertragungsnetz. Quelle: [23]



Tarife (Stand: 8. Juli 2010)			
	2009 (Gemäss ECom- Verfügung vom 6. März 2009)	Für 2010 zur Anwen- dung kommt (gemäss ECom-Verfügung vom 4. März 2010)	Für 2011 zur Anwen- dung kommt (Vorsorglich, gemäss ECom-Verfügung vom 10. Juni 2010)
Netznutzung			
Arbeitstarif	0.16 Rp/kWh	0.18 Rp/kWh	0.17 Rp/kWh
Leistungstarif	23'610 CHF/MW	26'180 CHF/MW	25'600 CHF/MW
Fixer Grundtarif pro gewichte- tem Ausspeisepunkt	232'000 CHF/AP p.a.	254'620 CHF/AP p.a.	248'800 CHF/AP p.a.
Allgemeine Systemdienstleistungen			
Allgemeiner SDL-Tarif für Ver- teilnetzbetreiber und End- verbraucher am Übertragungs- netz	0.40 Rp./kWh	0.40 Rp./kWh	0.77 Rp./kWh ⁴
Allgemeiner SDL-Tarif für ML- Betreiber (SR ¹ 734.713.3)	0.04 Rp./kWh	0.04 Rp./kWh	0.07 Rp./kWh
Individuelle Systemdienstleistungen			
Individueller SDL-Tarif für Wirk- verluste für Verteilnetzbetreiber und Endverbraucher am Über- tragungsnetz	0.25 Rp./kWh	0.15 Rp./kWh	0.15 Rp./kWh
Individueller SDL-Tarif für Wirk- verluste für ML-Betreiber (SR ¹ 734.713.3)	0.25 Rp./kWh	0.15 Rp./kWh	0.15 Rp./kWh
Individueller SDL Tarif für Blind- energie an aktive Teilnehmer (Verteilnetzbetreiber und Kraft- werke am Übertragungsnetz, ab 01.01.2011) ^{2,3}	-	-	0.21 Rp./kvarh
Individueller SDL-Tarif für Blind- energie an passive Teilnehmer (Verteilnetzbetreiber am Über- tragungsnetz (ab 01.01.2010) ^{2,3}	-	0.716 Rp./kvarh	3.00 Rp./kvarh
Vergütungssatz für anforde- rungskonform gelieferte Blind- energie für aktive Teilnehmer (Verteilnetzbetreiber und Kraft- werke am Übertragungsnetz) ^{2,3}	0.35 Rp./kvarh	0.30 Rp./kvarh	0.30 Rp./kvarh
Bilanzgruppenmanagement			
Registrierungstarif Standard Bilanzgruppe	6'250 Euro	6'250 Euro	6'250 Euro
Registrierungstarif Regel Bi- lanzgruppe zusätzlich zu Standard Bilanzgruppe	3'500 Euro	3'500 Euro	3'500 Euro
Registrierungstarif CH-15- Bilanzgruppe zusätzlich zu Standard Bilanzgruppe	3'500 Euro	3'500 Euro	3'500 Euro
Clearingtarif	0 Euro	0 Euro	0 Euro
Akonto-Verrechnungssätze			
Allgemeiner SDL-Akonto- Verrechnungssatz für Kraftwer- ke mit mindestens 50 MW elekt- rischer Leistung	0.45 Rp./kWh	0.42 Rp./kWh	0 Rp./kWh
LTC-Halter Netznutzung	-	0.03 Rp./kWh	0.03 Rp./kWh
LTC-Halter Wirkverluste	-	0.03 Rp./kWh	0.03 Rp./kWh

(Nettotarife, exkl. MwSt)

¹ Systematische Sammlung des Bundesrechts

² Verrechnung Blindenergie 2010

³ Verrechnung Blindenergie 2011

⁴ Gemäss Bundesverwaltungsgerichtsurteil vom 8. Juli 2010. Neuer Tarif: 0.69 Rp./kWh, Rückabwicklungszuschlag: 0.08 Rp./kWh

Abbildung 1.3: Tarife und Verrechnungs- und Vergütungssätze Netzebene 1 für 2009, 2010 und 2011.
Quelle: [25]



Der Geschäftsbericht 2009 der Swissgrid gibt Auskunft über den finanziellen Aufwand für die SDL-Beschaffung im Bezugsjahr. Die entsprechenden Zahlen sind in Tabelle 1.1 (Anhang 1) zusammengefasst.

Tabelle 1.1: Beschaffungsaufwand für SDL auf Stufe des Schweizer Übertragungsnetzes. A = Allgemeine SDL und Ausgleichsenergie, I = Individuelle SDL. Quelle: Geschäftsbericht 2009 der Swissgrid (S. 73).

		Mio. CHF	Mio. CHF
SDL-Regelleistungsvorhaltungsaufwand	A		540.5
Aufwand Schwarzstart-/Inselbetriebsfähigkeit, Spannungshaltung sowie ungewollter Austausch	A		27.5
Aufwand Kompensation Wirkverluste	I		77.3
Aufwand SDL-Energie und Bilanzgruppen-Ausgleichsenergie	A	87.3	
Ertrag SDL-Energie und Bilanzgruppen-Ausgleichsenergie	A	110.8	-23.5

Daraus wird ersichtlich, dass der bei weitem grösste Anteil des SDL-Aufwandes bei der Regelleistungsvorhaltung anfällt. Aus diesem Grund wird nachfolgend nur auf die Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung eingegangen.

2 Basisdokumente

2.1 Technische Dokumente

2.1.1 Operation Handbook ENTSO-E

Die European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) koordinieren die europaweite Netzsicherheit und stellen mit dem Operation Handbook Grundlagen zur Verfügung, welche Anforderungen die einzelnen Regelzonen und Regelblöcke bei den SDL zu erfüllen haben. Dieses Handbuch stellt nur wenig konkrete Forderungen bei der Dimensionierung der Regelreserve. Es findet sich der Verweis, dass verschiedene Methoden existieren um die Ansprüche und speziellen Charakteristika jeder Regelzone zu decken und dass deterministische als auch probabilistische Methoden möglich sind. Abbildung 2.1 (Anhang 1) zeigt exemplarisch den Ablauf beim Ausfall eines Kraftwerks in Europa.

Primärregelreserve: Seit Jahren wird im UCTE-Verbund (heute ENTSO-E) eine Primärregelreserve in der Höhe von +/- 3000 MW vorgehalten (Quelle: UCTE Handbook P1 – Policy 1: Load-Frequency Control and Performance [C], A-D4.7.). Die Kriterien sind, dass – bei Annahme der maximalen Grösse einer Erzeugungseinheit von 1500 MW – ein Doppelblockausfall ohne Netz- oder Kundenbeeinträchtigung sowie ein plötzlicher Lastabwurf von bis zu 3000 MW beherrscht werden soll. Die Verteilung der Primärregelreserve an die einzelnen Regelzonen erfolgt anteilig. Dabei wird der vorzuhaltende Primärregelreserveanteil für das Folgejahr bestimmt aus dem Verhältnis der jeweiligen Vorjahreswerte der Erzeugung einer Regelzone zur Gesamterzeugung im UCTE-Verbund. Die Höhe der pro Regelzone vorzuhaltenden Primärregelreserve wird also nicht durch den Regelzonenbetreiber festgelegt, sondern durch die ENTSO-E.

Sekundärregelreserve: Das Minimum der vorzuhaltenden Sekundärregelreserve wird von der UCTE mit Hilfe der sog. Wurzelkurve festgelegt, die von der maximal zu erwartenden Verbraucherlast im betrachteten Zeitraum abhängt. Für die Regelzone Schweiz errechnet sich mit einer Regelzonenhöchstlast von 10.2 GW eine minimal vorzuhaltende Sekundärregelreserve von 203 MW. Die effektiv vorzuhaltende Sekundärregelreserve kann aber beträchtlich von dieser Minimalleistung abweichen.



Tertiärregelreserve: Unabhängig von der gewählten Methode ist mit der Tertiärregelung und vertraglich vereinbarten Reserven anderer Regelzonen der grösste erwartete Ausfall einer Erzeugungseinheit zu kompensieren. Die Bestimmung des Bedarfs an Sekundär- und Tertiärregelvorhaltung orientiert sich am grössten Kraftwerksblock eines Landes. Mit 1.2 GW ist dies in der Schweiz das Kernkraftwerk Leibstadt, das gemessen an der verfügbaren Leistung der Schweiz einen Anteil von rund acht Prozent einnimmt. Bedingt durch dieses Verhältnis muss die Schweiz bezogen auf den gesamten Kraftwerkspark relativ hohe Tertiärregelreserven vorhalten (Quelle: [8]).

Detaillierte Abschätzungen zu den Sekundär- und Tertiärregelreserven werden in [8] hergeleitet.

2.1.2 Transmission Code 2010

Nachfolgend ein Auszug aus dem Kapitel 4 „Systemdienstleistungen“ (Quelle: [9]):

- Zur Erbringung der vorstehend genannten Systemdienstleistungen nutzt der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) die von hierfür qualifizierten Systemdienstleistungserbringern angebotenen Dienstleistungen.
- Alle SDV (SDL-Verantwortlichen) müssen dem ÜNB eine täglich 24 Stunden erreichbare Ansprechstelle bekannt geben, die für die praktische Umsetzung verantwortlich ist.
- Gelingt es nicht, über das Ausschreibungsverfahren ausreichend Systemdienstleistungen zu beschaffen, ist der ÜNB berechtigt, qualifizierte Akteure unter Berücksichtigung der Anlagenverfügbarkeit bzw. der Abstellungsplanung zur Erbringung von Systemdienstleistungen zu verpflichten. Regelungen für entsprechende Fälle sind zwischen dem ÜNB und den allenfalls betroffenen Akteuren zu erarbeiten.
- Bei der Beschaffung von Systemdienstleistungen berücksichtigt der ÜNB, dass deren Erbringung jederzeit möglich sein muss. In diesem Zusammenhang hat der ÜNB insbesondere zu beachten, dass die Übertragung der notwendigen Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung die sichere Übertragung der für das Netz prognostizierten Höchstbelastung nicht beeinträchtigen darf.
- Die minimalen technischen Vorgaben für die an der Erbringung von Regelreserven beteiligten SDV sind in den Präqualifikationsunterlagen definiert. Die SDV haben dem ÜNB die dort definierten Angaben schriftlich zu übermitteln.
- Präqualifizierte Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten können in einem Portfolio zusammengefasst werden.

Besondere Anforderungen an die Anbieter von Primärregelung

- Primärregelung wird insbesondere aus Kraftwerken erbracht.
- Die technische Ausrüstung und die Infrastruktur der an der Primärregelung teilnehmenden Erzeugungseinheiten müssen zusätzlich zu den definierten Vorgaben die folgenden Bedingungen erfüllen:
 - o Die geforderte Primärregelreserve muss bei einer quasistationären Frequenzabweichung von ± 200 mHz linear in 30 Sekunden aktiviert und für mindestens 15 Minuten abgegeben werden können.
 - o Bei allen Abweichungen, die mehr als 10 mHz von der Sollfrequenz abweichen, müssen die Frequenzregler reagieren.

Besondere Anforderungen an die Anbieter von Sekundärregelung

- Sekundärregelung wird insbesondere aus Kraftwerken erbracht.
- Die Leistungsänderungsgeschwindigkeit und -häufigkeit werden zwischen dem ÜNB und den SDV entsprechend dem Rahmenvertrag zur Erbringung von Sekundärregelung, den Präqualifikationsanforderungen und den Ergebnissen der Ausschreibung geregelt.
- Der SDV muss dem ÜNB die Möglichkeit geben, das Verhalten der an der Sekundärregelung teilnehmenden Erzeugungseinheiten online zu erfassen und zu registrieren.

Besondere Anforderungen an die Anbieter von Tertiärregelung

- Der ÜNB gibt die für die Erbringung von Tertiärregelung auf Abruf benötigte Leistung vor.
- Der SDV muss dem ÜNB die Möglichkeit geben, das Verhalten der an der Tertiärregelung teilnehmenden Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten zu überprüfen.

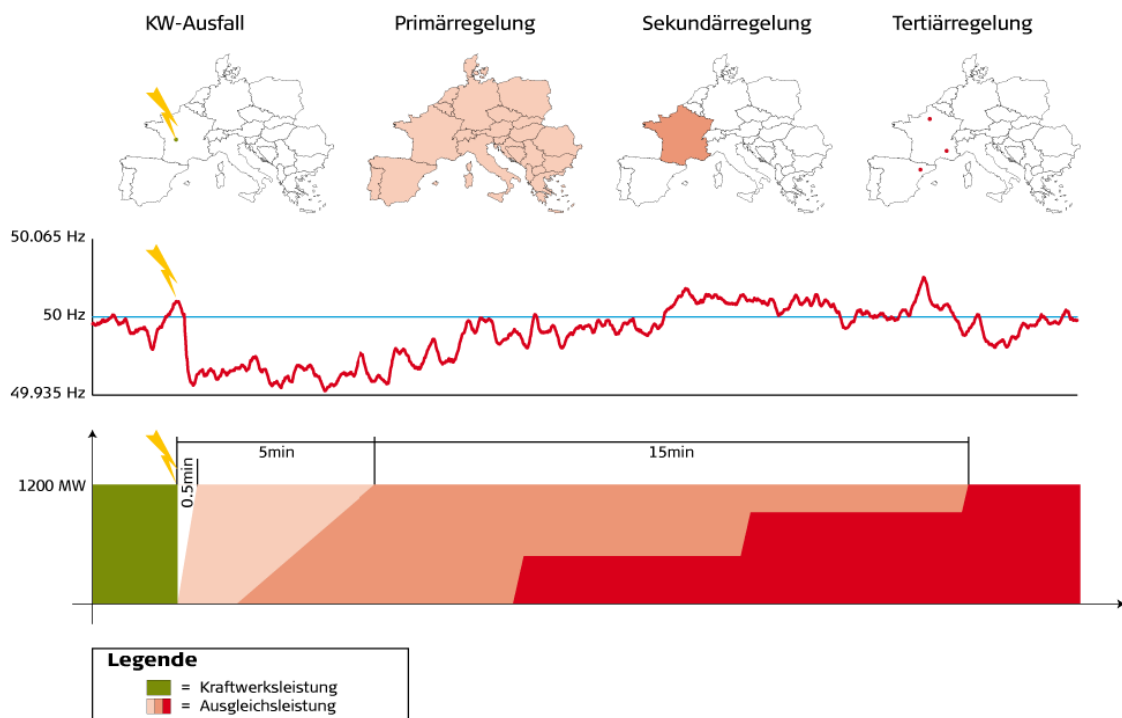


Abbildung 2.1: Ausfall eines Kraftwerks und Darstellung des Zusammenspiels zwischen den verschiedenen Regelleistungen. Quelle: Swissgrid.

2.1.3 Notkonzept Swissgrid

Beschaffung von Regelleistung bei mangelnder Liquidität bei der Leistungsausschreibung (Version 4.2, gültig ab 01. Januar 2010, Quelle: [16]). Nachfolgend Auszüge aus dem Notkonzept:

- Swissgrid hat zur Sicherstellung des gesetzlichen Auftrags ein Notkonzept erarbeitet, worin für den Fall nicht ausreichender Regelleistung für die Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs das Vorgehen zur Zwangsverpflichtung von Regelleistungsvorhaltung festgelegt ist.
- Rechtliche Grundlage für dieses Notkonzept ist der Art. 20 Abs. 2 lit. C StromVG wonach Swissgrid bei Gefährdung des stabilen Netzbetriebs die notwendigen Massnahmen anzuordnen und dafür die Einzelheiten mit den Kraftwerks- und Netzbetreibern zu regeln hat.



- Art. 5 StromVV präzisiert den Art. 20 StromVG. Darin hat Swissgrid das Recht alle Massnahmen anzuordnen, die für den sicheren Netzbetrieb notwendig sind. Es handelt sich hier um operative Anordnungen im konkreten Fall einer Gefährdung des stabilen Netzbetriebs.
- Die Verpflichtung zur Teilnahme am Notkonzept wird vertraglich durch Betriebsvereinbarungen zwischen Swissgrid und den Kraftwerksbetreibern abgesichert.

Gemäss Notkonzept wird im Falle einer Zwangsverpflichtung die Vorhaltung von Regelleistung nicht entschädigt. Die Entschädigung der Lieferung oder Aufnahme von Regelenergie wird nach dem ordentlichen Verfahren geregelt. Ein Beispiel der Leistungszuteilung bei der Zwangsverpflichtung ist im Swissgrid-Dokument zum Notkonzept aufgeführt.

2.2 Verfügungen und Gutachten

Die in diesem Abschnitt zitierten Verfügungen und Gutachten werden der Vollständigkeit halber erwähnt, enthalten aber teilweise Aspekte, die überholt sind.

2.2.1 Verfügung Netztarife 2009 der ElCom und KEMA-Gutachten

Die von der ElCom am 6. März 2009 erlassene Verfügung reduziert die von der nationalen Netzgesellschaft Swissgrid geschätzten Kosten für SDL im Jahr 2009 um rund 80 Millionen auf 420 Millionen Franken. Davon werden gemäss revidierter StromVV rund 200 Millionen Franken den Betreibern von Kraftwerken mit einer Leistung grösser als 50 MW angerechnet.

Die Verfügung wurde seitens der Elektrizitätswirtschaft beim Bundesverwaltungsgericht angefochten mit dem Argument, dass eine solche Kraftwerkskomponente über keine ausreichende Grundlage im StromVG verfüge. Mit Urteil vom 8. Juli 2010 erklärte das Bundesverwaltungsgericht Art. 31b StromVV wegen Verfassungs- und Gesetzeswidrigkeit als nicht anwendbar (siehe Abschnitt 2.2.5).

Da diese Verfügung zwar durch die Verfügung Netztarife 2010 bereits überholt ist, gleichzeitig aber in dieser Verfügung wesentliche Hintergrundinformationen erwähnt sind, insbesondere auf ein Gutachten der KEMA verwiesen wird – das der Arbeitsgruppe SDL zur Verfügung gestellt wurde – fasst Anhang 2 diese Verfügung und Studie KEMA zusammen.

2.2.2 Verfügung zu Kosten für SDL der ElCom

In der Verfügung der ElCom vom 14. Dezember 2009 geht es zwar um die Frage, ob ein EVU als Konzessionärin berechtigt sei, die Kosten für Systemdienstleistungen im Versorgungsgebiet den Konzessionsgemeinden bzw. deren Endkunden zu überwälzen aber es wird auch eine Aussage zum Thema SDL früher – heute (siehe Abschnitt 2.2.1) gemacht:

„... Die Kosten für Systemdienstleistungen fielen in gewissem Masse schon vor dem Inkrafttreten der Stromversorgungsgesetzgebung an. Sie wurden damals grundsätzlich vom Netzbetreiber bezahlt, mussten jedoch nicht separat ausgewiesen werden (All-Inclusive-Tarif). ... Es ist richtig, dass die Systemdienstleistungen heute umfassender erbracht werden und dies zu Mehrkosten führt. ...“

Diese Verfügung ist inzwischen gegenstandslos aufgrund eines Vergleichs vor dem Bundesverwaltungsgericht.

2.2.3 Verfügung Netztarife 2010 der ElCom

Die ElCom hat am 4. März 2010 eine Verfügung betreffend die Kosten und Tarife 2010 für die Netznutzung Netzebene 1 und Systemdienstleistungen erlassen. Schwerpunkte der vorliegenden Verfügung bilden die Prüfung der Netzbewertung und die sich daraus ergebenden Kapitalkosten sowie die



Untersuchung der Betriebskosten. Bei der Überprüfung der Systemdienstleistungskosten wurden die Kosten für Regelleistungsvorhaltung, Spannungshaltung und Blindenergie sowie Wirkverluste untersucht. Die Betriebskosten für Systemdienstleistungen und die Kosten für Netzverstärkungen sind nur summarisch geprüft worden. Nicht Gegenstand der Prüfung bildeten die Kosten für Inselbetrieb und Schwarzstartfähigkeit. Konkrete Angaben zu Systemdienstleistungskosten sind der publizierten Verfügung nur in Einzelfällen zu entnehmen, weil die meisten quantitativen Angaben als Geschäftsgeheimnisse eingestuft wurden und geschwärzt sind.

Kosten Regelleistungsvorhaltung

Die notwendigen Mengen an vorzuhaltender Regelleistung für den dreistufigen Regelungsvorgang (Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung) werden von der Swissgrid in einem marktorientierten Ausschreibungsverfahren beschafft. Auf aktuelle Massnahmen zur Kostensenkung im Ausschreibungsverfahren wird im Abschnitt 4 eingegangen. An dieser Stelle soll nur auf die Einführung von Preisobergrenzen (Price-caps) für die einzelnen SDL-Produkte per 1. Juli 2009 hingewiesen werden.

Während in der Verfügung die effektiven Preisschätzungen aus den Ausschreibungen nicht ersichtlich sind, können aus den Preisobergrenzen und den Mengenvorgaben gemäss Produktebeschreibungen der Swissgrid (Stand 1. Oktober 2009) die maximalen Kosten für die Regelleistungsvorhaltung im Jahr 2010 bestimmt werden – sie betragen 468 Mio. CHF (Primärregelung: 23 Mio. CHF, Sekundärregelung: 210 Mio. CHF, Tertiärregelung: 235 Mio. CHF).¹²

Fazit budgetierte Kosten und Erlöse Systemdienstleistungen

Tabelle 2.1 fasst die in der Verfügung angegebenen Brutto- und Nettokosten zusammen.

Tabelle 2.1: Gesamtkosten für SDL (Schätzungen für 2010).

Mio. CHF	Angaben Swissgrid	Berechnung ElCom	Anteil Tarife allg. SDL
Bruttokosten ¹³	586	529	435
Nettokosten ¹⁴	549	491	409

In der Verfügung wird vor allem dargelegt, weshalb die ElCom die Kosten für Spannungshaltung, Blindenergie und Wirkverluste tiefer einschätzt, während die übrigen Kostenkomponenten nur summarisch abgehandelt werden.

Tarif allgemeine Systemdienstleistungen für Endverbraucher

Nach Artikel 31b Absatz 1 StromVV stellt die nationale Netzgesellschaft in den Jahren 2009 bis 2013 den Netzbetreibern und den am Übertragungsnetz direkt angeschlossenen Endverbrauchern entsprechen der bezogenen elektrischen Energie der Endverbraucher die Kosten für Systemmanagement, Messdatenmanagement, Schwarzstart und Inselbetriebsfähigkeit von Erzeugern, Spannungshaltung, Primärregelung und Anteile der Leistungsvorhaltung für die Sekundär- und Tertiärregelung, welche nicht einer Bilanzgruppe zugeordnet werden können, zu höchstens 0.40 Rp./kWh in Rechnung¹⁵.

¹² Da per Ende Juni 2010 die Preisobergrenzen aufgehoben wurden, stimmt diese obere Abschätzung so nicht.

¹³ Summe der Kosten für Primärregelleistung, Sekundärregelleistung, Tertiärregelleistung, Schwarzstart / Inselbetrieb, Blindenergie / Spannungshaltung, SDL-Betrieb, Wirkverlusten und Netzverstärkungen.

¹⁴ Gesamtkosten abzüglich Erlöse aus Überschüssen Ausgleichsenergie, ICT-Verlustkompensation und Ausnahmen vom Netzzugang.

¹⁵ Mit Urteil vom 8. Juli 2010 erklärte das Bundesverwaltungsgericht Art. 31b StromVV wegen Verfassungs- und Gesetzeswid-



Die von der ElCom anerkannten Kosten für allgemeine Systemdienstleistungen von 409 Mio. CHF (siehe Tabelle 2.1 im Anhang 1) entsprechen bei einem prognostizierten Endverbrauch von 53.8 TWh einem Tarif von 0.76 Rp./kWh. Davon dürfen den und den am Übertragungsnetz direkt angeschlossenen Endverbrauchern 0.40 Rp./kWh über das Netznutzungsentgelt in Rechnung gestellt werden. Das entspricht insgesamt voraussichtlich rund 215 Mio. CHF

Tarif allgemeine Systemdienstleistungen für Betreiber von Kraftwerken

Für die Berechnung des SDL-Tarifs für Kraftwerke (Akonto-Verrechnungssatz für Kraftwerke mit einer elektrischen Leistung von mindestens 50 MW) ist von Nettokosten für allgemeine Systemdienstleistungen gemäss Tabelle 3.3 von rund 409 Mio. CHF auszugehen. Davon sind die Erlöse aus dem Tarif allgemeine Systemdienstleistungen für Endverbraucher von gut 215 Mio. CHF abzuziehen, was verbleibende Kosten von rund 194 Mio. CHF ergibt. Daraus resultiert mit der budgetierten Bruttoenergieerzeugung von gut 46 TWh ein SDL-Tarif für Kraftwerke von 0.42 Rp./kWh.

Die ElCom hält fest, dass gemäss ihrer Verfügung vom 6. März 2009 (siehe Abschnitt 2.2.1 im Anhang 1 und Anhang 2) Artikel 31b Absatz 2 Strom VV eine genügende gesetzliche Grundlage für die zeitlich befristete Anlastung von Kosten an Kraftwerke darstellt. Diese Einschätzung wurde aber inzwischen vom Bundesverwaltungsgericht korrigiert (siehe Abschnitt 2.2.5, Anhang 1).

2.2.4 Verfügung Vorsorgliche Massnahmen Netztarife 2011 der ElCom

Mit der Verfügung vom 10. Juni 2010 senkt die ElCom die Tarife des Übertragungsnetzes für 2011 vorsorglich ab. Anfang Mai 2010 hat Swissgrid, die nationale Netzgesellschaft, die Tarife für die Nutzung des Übertragungsnetzes für das Jahr 2011 publiziert. Diese Tarife fallen um rund 8% höher aus als die Tarife 2010. Aufgrund einer ersten Überprüfung kommt die ElCom zum Schluss, dass die angekündigte Tarifierhöhung nicht gerechtfertigt ist. Die ElCom hat deshalb entschieden, die Tarife im Voraus auf die Höhe der aktuell gültigen Tarife abzusenken. Damit verschafft sich die ElCom Zeit für eine eingehende Untersuchung der Kosten und Tarife des Übertragungsnetzes. Die Absenkung betrifft nur die drei Preiskomponenten für die eigentliche Netznutzung (Arbeitstarif, Leistungstarif und Fixer Grundtarif). Die übrigen durch Swissgrid publizierten Tarife 2011 – und damit insbesondere die Tarife für Systemdienstleistungen – werden nicht vorsorglich abgesenkt.

2.2.5 Entscheid Bundesverwaltungsgericht

Gegen die von der ElCom am 6. März 2009 erlassene Verfügung zu Kosten und Tarifen der Netznutzung und Systemdienstleistungen (siehe Abschnitt 2.2.1, Anhang 1) wurde von einer Kraftwerksbetreiberin Beschwerde beim Bundesverwaltungsgericht eingereicht, einerseits wegen Verfahrensfragen und andererseits wegen der in der StromVV vorgesehenen teilweisen Anlastung der Systemdienstleistungskosten an die Kraftwerke. Am 8. Juli 2010 hat das Bundesverwaltungsgericht die gerügten formellen Punkte der ElCom-Verfügung geschützt. Gleichzeitig hat es allerdings entschieden, dass die Bestimmung von Art. 31b der Stromversorgungsverordnung vom 14. März 2008 gegen Art. 164 Abs. 1 der Bundesverfassung und Art. 14 Abs. 2 StromVG verstösst und somit verfassungs- und gesetzwidrig ist. Die Kosten für Systemdienstleistungen dürfen somit im konkreten Fall nicht der Kraftwerksbetreiberin anstelle der Endverbraucher belastet werden. Damit sind die in der Verfügung der ElCom festgelegten Kosten für allgemeine SDL, welche einem Tarif von 0.69 Rp./kWh entsprechen¹⁶, vollumfänglich den Netzbetreibern und den am Übertragungsnetz direkt angeschlossenen

rigkeit als nicht anwendbar (siehe Anhang 1, Abschnitt 2.2.5).

¹⁶ Dazu kommt ein temporärer Zuschlag wegen der Rückerstattung an die Kraftwerke für 2009 und 2010 von 0.08 Rp./kWh. Somit werden den Netzbetreibern und den am Übertragungsnetz direkt angeschlossenen Endverbrauchern aktuell insgesamt 0.77 Rp./kWh für SDL verrechnet.



Endverbrauchern entsprechend der bezogenen elektrischen Energie der Endverbraucher in Rechnung zu stellen. Das Urteil des Bundesverwaltungsgerichts ist rechtskräftig.



Anhang 2: Verfügung ElCom zu Kosten und Tarifen 2009

Die ElCom hat am 6. März 2009 eine Verfügung zu Kosten und Tarifen der Netznutzung und Systemdienstleistungen erlassen [15]. In diesem Zusammenhang hat die ElCom bei der KEMA, Bonn ein Gutachten zum Thema „Internationale Vergleichswerte für Systemdienstleistungen“ in eingeholt [12].

Umfang der Vorhaltung von Regel- und Blindleistung

Überprüfung der vorgehaltenen Menge an Regel- und Blindleistung mit dem Operation Handbook der UCTE.

Primärregelung: Die für den UCTE Verbund ermittelte Gesamtregelreserve von 3000 MW wird jährlich wiederkehrend entsprechend ihrer Nettostromerzeugung auf die am Verbund beteiligten Regelzonen proportional aufgeteilt. Der Anteil für die Schweiz schwankt dementsprechend jährlich und beträgt für das Jahr 2009 +/- 74 MW. Damit ist für den Umfang der Vorhaltung von Primärregelleistung kein Interpretationsspielraum vorhanden.

Sekundärregelung: Das Operation Handbook der UCTE enthält keine exakten Vorschriften zum Umfang der Sekundärregelleistungsvorhaltung. Die UCTE empfiehlt, die vorzuhaltende Sekundärregelleistung aufgrund einer empirisch hergeleiteten Formel (Wurzelkurve) festzulegen. Das Resultat für die Lastvariation der Schweiz beträgt 137 MW (für eine Last von bspw. 6000 MW im Juni) und 200 MW (für eine Last von bspw. 10'000 MW im Dezember). Gemäss UCTE sind die Ergebnisse anhand dieser Formel als absolutes Minimum zu betrachten.

Dass die Swissgrid anstelle der in der Consentec-Studie errechneten Menge von ? MW (in der Verfügung geschwärzt) negativer Sekundärregelleistung deren 350 MW kalkuliert, begründet sie mit den technischen Unzulänglichkeiten des heutigen Netzreglers. Dieser stehe bereits seit 18 Jahren im Einsatz und könne nur ein symmetrisches Leistungsband verarbeiten. Swissgrid bestätigt auf Nachfrage, dass durch eine Anpassung des Stellwertverteilers mit dem bestehenden Netzregler eine asymmetrische Beschaffung möglich sei. Die asymmetrische Beschaffung von Sekundärregelleistung beinhaltet unter Berücksichtigung der Preisdifferenz zwischen Sekundär- und Tertiärregelleistung ein Kostensenkungspotenzial von rund 8 Mio. CHF pro Jahr.

Bei einer Absenkung des Sekundärregelleistungsbedarfs in Schwachlastzeiten könnten Kosten im Umfang eines zweistelligen Millionenbetrags pro Jahr eingespart werden.

Tertiärregelung: Die Interpretation der UCTE-Vorgaben, unter welchen Bedingungen Tertiärregelleistung ausserhalb der Regelzone Schweiz vorgehalten werden kann, ist bislang unklar. Die laufende Revision des UCTE Operation Handbook dürfte Klarheit schaffen und explizit die Möglichkeit der Vorhaltung ausserhalb der Regelzone vorsehen. Ein von der ElCom in Auftrag gegebenes Gutachten der Technischen Universität Dortmund hat ergeben, dass die grossen Kraftwerksblöcke der Schweiz einen wesentlichen Teil der positiven Tertiärregelleistung verursachen. Entsprechend dem Gutachten müssten rund 30 bis 40 Prozent weniger positive Tertiärregelleistung vorgehalten werden, wenn beispielsweise anstelle von zwei 1000-MW-Blöcken jeweils zwei 500-MW-Blöcke installiert wären. Bei der Bestimmung des Leistungsbedarfs von 650 MW positiver sowie 560 MW negativer Tertiärregelleistung hat sich die Swissgrid auf das UCTE Operation Handbook Policies 1 und 3 gestützt. Zudem hat die Swissgrid die Consentec-Studie zur Bestimmung des Bedarfs an Regelreserve für die Regelzone Schweiz erstellen lassen. Die Berechnung berücksichtigt, dass sich die vorzuhaltende Sekundär- und Tertiärreserve gegenseitig und in gegenläufiger Richtung beeinflussen. Die Berechnung erfolgte für die Regelzone Schweiz mit einem analytischen Verfahren auf Basis der mathematischen Methode der Faltung. Der Ansatz und das Modell an sich sind aus methodischer Sicht unbestritten. Die Resultate aus den Berechnungen hängen jedoch wesentlich von den Eingangsgrössen ab.



Das im Auftrag der ECom erstellte Gutachten der Technischen Universität Dortmund bestätigt diesen Befund. Analog zur Sekundärregelleistung existiert auch bei der Menge der vorzuhaltenden Tertiärregelleistung erheblicher Interpretationsspielraum. Die Aufteilung zwischen Sekundär- und Tertiärregelleistung ist dabei ein Faktor.

Die ECom erachtet das von der Swissgrid vorgesehene Mengengerüst als hoch. Die ECom erwartet, dass der im Vergleich der Studie Consentec mit dem Gutachten der Technischen Universität Dortmund aufgezeigte Spielraum bezüglich Aufteilung Vorhaltung von Sekundär- und Tertiärregelleistung genutzt wird und die Aufteilung unter ökonomischen Gesichtspunkten optimiert wird. Weiter sind die möglichen Reduktionspotenziale konsequent zu realisieren. Dazu gehört insbesondere der Ersatz, oder als Übergangslösung die Anpassung, des Netzreglers der Swissgrid zur asymmetrischen Erbringung von Sekundärregelleistung.

Kosten der Systemdienstleistungen

Die Möglichkeit der Modulation der **Sekundärregelung** in Schwachlastzeiten und die asymmetrische Ausschreibung von Sekundärregelleistung mit einer Differenzierung für Hoch- und Niederlastzeiten (Peak und Off-peak) beinhaltet ein grosses Kostensenkungspotenzial. Voraussetzung zur Umsetzung dieser Möglichkeiten ist der Ersatz des bestehenden Netzreglers der Swissgrid. Diesem Projekt ist sehr hohe Priorität beizumessen, so dass ab 2010 nur die technisch notwendige Sekundärregelleistung vorgehalten werden muss. Die ECom erwartet von der Swissgrid die Inbetriebnahme des neuen Netzreglers oder als Übergangslösung die Anpassung des bestehenden Netzreglers und die asymmetrische Ausschreibung von Sekundärregelleistung mit einer Peak-/Off-peak-Differenzierung per 1. Januar 2010. Die Umsetzung dieser Massnahme beinhaltet ein geschätztes Kostensenkungspotenzial von geschätzten rund 55 Millionen Franken.

Die Teilnahme von ausländischen Marktakteuren an den Ausschreibungen für Regelleistung in der Schweiz würde die Marktliquidität erhöhen und die Möglichkeit bieten, dass Kraftwerke mit tiefen Opportunitätskosten Systemdienstleistungen für die Schweiz erbringen. Die geltenden internationalen Standards sowie die für den Handel reduzierte Importkapazität sind dabei zu berücksichtigen. Gut umsetzbar erscheint insbesondere die grenzüberschreitende Vorhaltung von negativer Tertiärregelleistung. Kosteneinsparpotenzial besteht aber auch bei der Vorhaltung von Primär- und Sekundärregelleistung im Ausland.

Primärregelleistung: Wie von der Swissgrid dargestellt, geht sie davon aus, dass die Vorhaltung von Primärregelleistung im Ausland per 1. Januar 2010 möglich sein wird. Die ECom erwartet von der Swissgrid, dass diese kostensenkende Massnahme mit einem von der Swissgrid geschätzten, jährlichen Einsparpotenzial von rund 5 Millionen Franken per 1. Januar 2010 umgesetzt.

Sekundärregelleistung: Die Swissgrid wird von der ECom aufgefordert, bis am 30. Juni 2009 eine technische und wirtschaftliche Machbarkeitsstudie zur Vorhaltung von Sekundärregelleistung im Ausland zu erstellen. Das von der Swissgrid geschätzte, jährliche Kosteneinsparpotenzial beträgt rund 15 Millionen Franken.

Tertiärregelleistung: Die ECom fordert die Swissgrid auf, die notwendigen Schritte einzuleiten und umzusetzen, so dass baldmöglichst ausländische Anbieter an Ausschreibungen für Tertiärregelleistung teilnehmen können. Das von der Swissgrid geschätzte, jährliche Kostensenkungspotenzial dieser Massnahme beträgt rund 35 Millionen Franken pro Jahr.

Im KEMA-Gutachten werden neben den Vergleich der Preise für Systemdienstleistungen in verschiedenen europäischen Ländern auch allgemeine Faktoren für die Kosten von Systemdienstleistungen



diskutiert. Die Kombination dieser Faktoren führt zu teilweise erheblichen Unterschieden in den Preisen für grundsätzlich ähnliche Systemdienstleistungen innerhalb Europas. Als wesentliche Faktoren wurden genannt:

- **Umfang der Reserven:** Neben den spezifischen Kosten stellt der Umfang der notwendigen Leistungsvorhaltung einen wesentlichen Einflussfaktor der Kosten dar, die im Falle des Tarifs für allgemeine SDL anschliessend auf den Gesamtverbrauch bezogen werden. Die von der Swissgrid festgelegten Reserven für Sekundär- und Tertiärregelung liegen, bezogen auf den Gesamtverbrauch, deutlich höher als in anderen europäischen Ländern. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die von einem TSO innerhalb der UCTE vorgehaltene Summe aus positiver Sekundär- und Tertiärregelung mindestens den Ausfall der grössten Erzeugungseinheit innerhalb der Regelzone abdecken muss. Dies führt zu einem relativ höheren Bedarf an Regelreserven in kleineren Ländern mit grossen Kraftwerken (wie z.B. Schweizer KKW).
- **Technische Anforderungen:** Die Definitionen und Anforderungen an verschiedene Systemdienstleistungen variieren stark innerhalb Europas (symmetrische/asymmetrische Regelbänder; unterschiedliche Grenzwerte für die Frequenzabweichung, welche die Aktivierung der Regelreserven auslöst; verschiedene Anforderungen bezüglich Aktivierungszeit der Regelung). Höhere Anforderungen erfordern die Teilnahme flexibler Kraftwerke mit entsprechend höheren Opportunitätskosten. Gleichzeitig begrenzt dies den Kreis möglicher Anbieter und reduziert damit prinzipiell das mögliche Wettbewerbspotential (siehe unten).
- **Einsatzstrategie und –möglichkeiten des TSO:** Sowohl die Bemessung der einzelnen Reserven (Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung) als auch die insgesamt entstehenden Kosten hängen unter anderem von der Strategie des TSO für den Einsatz verschiedener Regelreserven ab. So nutzen die TSO in Belgien, Deutschland und Österreich fast ausschliesslich Sekundärregelung für den Ausgleich von Abweichungen. Dies hat für die betroffenen TSO den Vorteil, dass der „Regelenergiemarkt“ damit weitgehend automatisch abläuft und die Dispatcher nur vergleichsweise selten durch den manuellen Abruf von Tertiärregelung eingreifen müssen. Der französische TSO nutzt umgekehrt eine vorausschauende Strategie für den Regelenergieabruf, was zu einem deutlich höheren Volumen an Tertiärregelenergie führt mit gleichzeitiger Reduktion der notwendigen Sekundärregelung. Prinzipiell sollte der frühzeitige Abruf von Regelenergie kostendämpfend wirken, weil sich die Auswahlmöglichkeiten des TSO mit abnehmender Zeit bis zum tatsächlichen Einsatz in der Regel verringern und damit den Abruf wirtschaftlich ungünstiger Gebote erfordern können. In der Praxis ist diese Annahme aber nicht generell erfüllt. So verweisen sowohl die deutschen als auch die belgischen TSO darauf, dass Regelenergie aus der Sekundärregelung günstiger sei als der Abruf von Tertiärregelenergie. Dies illustriert den Einfluss des Bieterverhaltens auf die Möglichkeiten und Kosten der TSO.
- **Struktur des Kraftwerksparks:** Verschiedene Kraftwerkstypen eignen sich aufgrund ihrer Flexibilität grundsätzlich in unterschiedlichem Mass zur Erbringung von Systemdienstleistungen. Beispielsweise eignen sich Speicherkraftwerke und auch thermische Spitzenlastkraftwerke sehr gut zur Erbringung schneller Regelreserven. In der Praxis bestehen jedoch weitere Einschränkungen, vor allem begrenzte Arbeitsmengen im Fall hydraulischer Speicher oder z.B. auch hinsichtlich der zulässigen Wasserführung. Bei den durch die Kraftwerkstechnologie beeinflussten Kosten ist zu unterscheiden zwischen den Kosten für die tatsächlich erbrachte Regelenergie und den Kosten der Leistungsvorhaltung, welche sich folgendermassen zusammensetzen:



- o Kosten für erhöhten Brennstoffverbrauch aufgrund reduzierten Wirkungsgrades im Teillastbetrieb,
- o (Opportunitäts-)Kosten für die reduzierte Erzeugung zu Zeiten hoher Strompreise (Peak-Stunden), sowie
- o Kosten der Mindestproduktion zu Zeiten niedriger Preise (Off-peak).

Die Kosten der Leistungsvorhaltung variieren also mit der Zeit (Peak vs. off-peak), wobei sich der Effekt für positive und negative Regelleistung grundsätzlich unterscheidet. Zusammenfassend lässt sich festhalten:

- o In rein thermisch basierten Systemen mit einem hohen Anteil von Kraftwerken mit eingeschränkter Flexibilität und mit variablen Kosten mittleren Niveaus sind die Kosten von Systemdienstleistungen primär auf die Vorhaltung positiver Regelleistung zu Peak-Zeiten zurückzuführen.
- o In einem hydraulisch basierten System mit hohem Anteil von Speicherkraftwerken sind die Kosten von Regelreserven insbesondere auf die Mindestproduktion für die Vorhaltung negativer Regelleistung während der Schwachlastzeiten zurückzuführen (tendenziell hohe Opportunitätskosten für die entgangene Produktion zu Peak-Zeiten).
- **Niveau und Struktur der Marktpreise:** Die Betrachtung der Unterschiede zwischen Kraftwerkstypen hat gezeigt, dass die Kosten von Systemdienstleistungen wesentlich von Verhältnis zwischen den Marktpreisen und den variablen Kosten der Kraftwerke abhängen. Das durchschnittliche Preisniveau beeinflusst die Opportunitätskosten der Kraftwerke. Insbesondere im Fall von Speicherkraftwerken ergibt sich eine Koppelung des Wasserwerts an die zukünftigen Marktpreise. Noch wichtiger für die Bewertung der Kosten von Systemdienstleistungen aus Speicherkraftwerken ist aber der Spread zwischen Peak- und Off-peak-Preisen, weil die Betreiber bestrebt sind, ihre Produktion weitgehend zu Peak-Stunden zu verkaufen. Ein zunehmender Spread wird daher in der Regel zu rasch steigenden Kosten von Systemdienstleistungen führen und umgekehrt.
- **Beschaffungsverfahren, Zeithorizont und Preisbildung:** Von den europäischen TSO werden verschiedene Verfahren zur Beschaffung von Systemdienstleistungen angewendet, wobei in verschiedenen Ländern unterschiedliche Ansätze für dieselbe Dienstleistung zum Zug kommen. Die Ansätze lassen sich folgendermassen gliedern:
 - o Verpflichtende Bereitstellung mit oder ohne Vergütung,
 - o Verhandelter oder Standard-Vertrag, oder
 - o Ausschreibung.

Grundsätzlich lassen sich die entstehenden Kosten nur zwischen marktbasierter Verfahren vergleichen. Dabei ist auch das Prinzip der Preisfindung ausschlaggebend (Gebotspreis, d.h. pay-as-bid oder Grenzpreis). Zwar sollten beide Verfahren theoretisch zu einheitlichen Kosten führen, doch zeigen praktische Erfahrungen in verschiedenen europäischen Märkten, dass die Vergütung von Grenzpreisen zu deutlich höheren Kosten geführt hätte. Auch die Dauer der Verträge zur Leistungsvorhaltung (je nach Land und Produkt werden tägliche, wöchentliche oder monatliche Verträge abgeschlossen) beeinflussen die Kosten. Eine längere Ausschreibungsperiode führt zu zunehmender Unsicherheit für die Anbieter bezüglich der Marktpreise und Verfügbarkeit der eigenen Anlagen, was in geringeren Angebotsmengen und steigenden Risikoprämien resultiert, also tendenziell preisstärkend wirkt. Prinzipiell sollte eine kurzfristige Beschaffung daher preissenkend wirken.



- **Wettbewerbsintensität und Bieterverhalten:** Gemäss KEMA-Gutachten ist die Annahme funktionierenden Wettbewerbs in den europäischen Regelzonen in der Praxis häufig kaum erfüllt. Dies gilt offensichtlich für die Schwarzstartfähigkeit oder lokal begrenzte Produkte, wie ein örtlich begrenzter Blindleistungsbedarf. Aber auch für andere Systemdienstleistungen ist der Wettbewerb aufgrund des kleinen Anbieterkreises beschränkt.

Internationale Vergleichswerte für Systemdienstleistungen

Das KEMA-Gutachten zeigt, dass die reine Betrachtung der Leistungspreise für Regelreserven zu einem geschätzten SDL-Tarif (basierend auf Vergleichswerten für SDL-Preise aus Deutschland und Österreich und bezogen auf den gesamten SDL-Bedarf und den Elektrizitätsverbrauch der Schweiz) von 0.35 bis 0.45 Rappen/kWh führt. Bei Einbezug der Kosten von Blindleistung und Schwarzstartfähigkeit und der Anpassungen der Leistungspreise erhöht sich der Tarif auf knapp 0.6 Rappen/kWh. Unter Berücksichtigung der höheren Kosten für Tertiärregelleistung aufgrund der Kraftwerkstruktur (viele Spitzenlastkraftwerke, ungünstiges Verhältnis zwischen Regelzonen- und Kraftwerksgrössen) ergibt sich ein Wert von ca. 0.7 Rappen/kWh. Mit Berücksichtigung der SDL-Betriebskosten ergibt sich ein Vergleichswert für den allgemeinen SDL-Tarif von 0.75 Rappen/kWh.

Fazit zu den budgetierten Kosten für Systemdienstleistungen

Mit Blick auf die internationalen Vergleichswerte für Systemdienstleistungen erscheint ein Tarif von 0.77 Rappen/kWh als realistisch, zumal das Gutachten dem Aspekt der Vergleichbarkeit der betrachteten Länder und Produkte mit den Verhältnissen in der Schweiz hohe Beachtung schenkt.

Die ECom erwartet für die Folgejahre eine zusätzliche Reduktion, auch in Anbetracht der erst 2010 umsetzbaren kostensenkenden Massnahmen. Mit einer zeitgerechten und konsequenten Umsetzung der kostensenkenden Massnahmen durch die Verfügungsadressatin erscheint eine weitere Absenkung des SDL-Tarifs ab 2010 um bis zu 0.2 Rappen/kWh als realistisch.



Anhang 3: Beispiel eines alternativen Auktionsverfahrens

Anreiz zu tiefen Angebotspreisen

Dieser Vorschlag bedingt die Einführung einer Kostentragung von SDL durch Kraftwerke auf Gesetzesebene (G-Komponente, siehe auch Kapitel 5.5 und 6.2).

Mittels eines Gutschriftsverfahrens sollen Anreize zu tiefen Angebotspreisen und somit zu tiefen SDL-Kosten geschaffen werden (siehe Abbildung 3.1, Anhang 3). Anbieter mit einem Zuschlag für die Lieferung von SDL erhalten bis zum Grenzpreis einen Gutschriftsbetrag. Der Beim Grenzpreis hat Swissgrid genügen Angebote um den SDL-Leistungsbedarf zu decken. Der Gutschriftsbetrag bildet sich aus der Differenz Grenzpreis zum Angebotspreis, multipliziert mit dem angebotenen Leistungswert. Mit einem Faktor könnte eine Hebelwirkung erreicht werden. Es ist anzumerken, dass man für dieses Auktionsverfahren wieder von heute praktizierten System „pay-as-bid“ auf Grenzpreise wechseln würde.



Vergabe für 2. Block (04 Uhr – 08 Uhr) am Tag x, Bedarf 10 MW

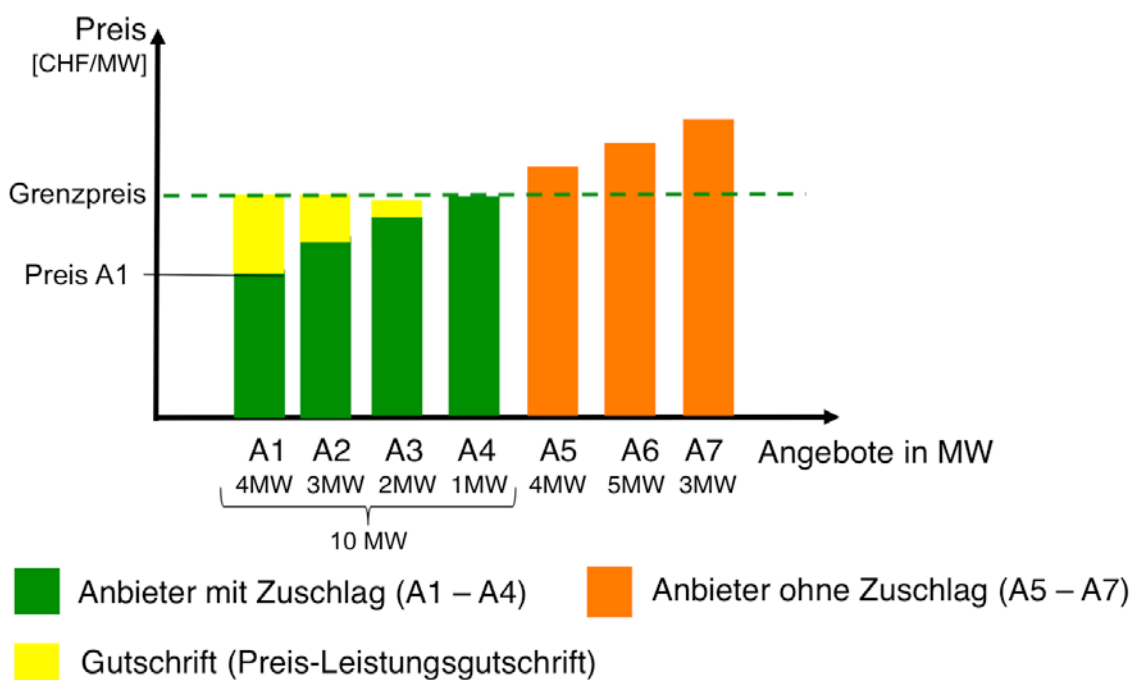


Abbildung 3.1: Vorschlag zur Kostensenkung von SDL mit Hilfe eines Gutschriftensystems. Quelle: swissmem/GGS/swenex.

Der Jahresbetrag für die Kostentragung aller Kraftwerke wird um die Summe der prognostizierten Jahresgutschriftssumme erhöht. Kraftwerke, welche über Gutschriften verfügen, können diese einlösen und werden somit von SDL-Kosten entlastet. Kraftwerke, welche nicht über Gutschriften verfügen, werden entsprechend zusätzlich belastet. Mit diesem Modell werden Kraftwerke motiviert günstige SDL-Leistungen anzubieten.



Die Verwaltung der Gutschriften würde bei Swissgrid liegen. Sollten ausländische Kraftwerke zu Zuschlägen und somit zu Gutschriften kommen, könnten diese die Gutschriften dem meistbietenden Kraftwerk verkaufen.

Die konkrete Ausgestaltung dieses Vorschlags wäre noch auszuarbeiten. Dabei ist insbesondere zu klären, ob für die Kraftwerkskomponente der SDL-Kosten ein solches Bonus/Malus-System auf Stufe Gesetz eingeführt werden könnte und ob eine Unterscheidung nach den einzelnen SDL-Produkten vorgenommen werden müsste. Dies würde bedeuten, dass die Kraftwerkskomponente aufgeteilt werden müsste in eine allgemeine Komponente und eine Komponente Primär-, Sekundär- und Tertiärvorhaltung, damit Kraftwerke, die einzelne Produkte aus technischen Gründen nicht anbieten können, nicht zusätzlich pönalisiert werden. Damit könnte eine kraftwerksspezifische Diskriminierung teilweise verhindert werden. Zudem ist unklar, ob ein solches System auch umsetzbar ist, wenn Verbraucher an den Auktionen teilnehmen. Schliesslich wäre zu klären, ob dieses Verfahren langfristig Anreize setzt und kostensenkend, resp. wettbewerbsfördernd wirkt. Zudem ist unklar, ob der Aufwand für die Swissgrid vertretbar ist.

Der Idee eines Gutschriftenverfahrens von swissmem/GGS/swenex käme im Modell der teilregulierten Beschaffung eine erhöhte Bedeutung zu, weil damit möglicherweise der Markt zusätzlich belebt werden könnte – unter der Voraussetzung der gesetzlichen Einführung einer Kostenbeteiligung der Kraftwerke.



Anhang 4: Stellungnahmen zum Schlussbericht

Die in der AG SDL vertretenen Organisation wurden per Mail vom 13. Januar 2011 eingeladen, eine Stellungnahme zum Bericht abzugeben. Gemäss Mandat der externen AGs zur Revision StromVG, sollten die Stellungnahmen maximal 7000 Zeichen umfassen. Die Stellungnahmen wurden nach Eingang beim BFE als Anhang an den Bericht angefügt und bilden einen integralen Teil dessen.

Es sind Stellungnahmen von folgenden Organisationen eingegangen:

- Bundesamt für Verkehr BAV
- Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung BWL
- Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom
- Gruppe grosser Stromkonsumenten GGS
- SBB Infrastruktur/Energie
- Schweizerischer Gewerkschaftsbund SGB
- Schweizerischer Städteverband
- SwissElectricity
- Swissgrid
- Swissmem
- Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE
- Wettbewerbskommission WEKO



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Verkehr BAV
Abteilung Sicherheit

CH-3003 Bern, BAV

Bundesamt für Energie
3003 Bern

	z. K.	Federf.	Mitgl.	Sektion
DIR				
BWO				Sachb.
KOM				
BFE				Termin
OFEN				Kopie
UFE				
AEE				Akten-Nr.
AEW				
ARS				
ELC				Erledigt

Referenz/Aktenzeichen: 021.54/2011-02-18/1085

Ihr Zeichen:

Unser Zeichen: wih

Sachbearbeiter/in: Hermann Willi

Bern, 21.2.11

Stellungnahme zum Schlussbericht AGr SDL

Revision Stromversorgungsgesetz; Schlussbericht der Arbeitsgruppe Systemdienstleistungen; Lösungsvorschläge für die Anpassung der Regeln für die Bereitstellung und Beschaffung von Systemdienstleistungen

Sehr geehrte Damen und Herren

Wir danken Ihnen für die Möglichkeit der Stellungnahme zum definitiven Schlussbericht der AGr SDL, in welcher wir durch unseren Herrn H. Willi vertreten waren. Wie unter Kapitel 5.9 erwähnt ist es uns ein zentrales Anliegen, dass der Grundauftrag der SBB in diesem Bereich, nämlich die Sicherstellung der schweizerischen Bahnstromversorgung gewährleistet bleibt. Ansonsten haben wir zum Schlussbericht keine weiteren Bemerkungen.

Für allfällige Fragen wenden Sie sich bitte an:

Herrn Hermann Willi

Sektion Elektrische Anlagen

(Tel. 031 323 55 04 oder per E-Mail hermann.willi@bav.admin.ch)

Freundliche Grüsse

Bundesamt für Verkehr

Dr. Peter Füglistaler
Direktor

Bundesamt für Verkehr BAV
Hermann Willi
Mühlestrasse 6, 3063 Ittigen
Postadresse: 3003 Bern
Tel. +41 (0) 313235504, Fax +41 (0) 313241248
hermann.willi@bav.admin.ch
www.bav.admin.ch



Stellungnahme des Bundesamtes für wirtschaftliche Landesversorgung (per Email)

8. Februar 2011:

Gerne nimmt das BWL Stellung zum oben aufgeführten Bericht.

Unser Kommentar beschränkt sich auf einen Änderungsvorschlag beim Punkt 5.7. Wir schlagen vor, den letzten Satz zu streichen und ihn durch folgenden zu ersetzen: Für die Bedürfnisse der Sicherstellung der Landesversorgung geben die Artikel 57 des Landesversorgungsgesetzes (LVG, SR 531) und Artikel 11 der Vorbereitungsverordnung (VorbV, SR 531.12) eine ausreichende gesetzliche Grundlage. Demzufolge kann der letzte Satz des Punktes 7.2 gestrichen werden.

22. Februar 2011:

Neben den bereits gemachten Detailbemerkungen zum oben aufgeführten Bericht, ist das BWL der Auffassung, dass es keine grundsätzliche Bemerkungen anzubringen hat.

Mit der Öffnung des Strommarkts haben die Systemdienstleistungen (SDL) an Bedeutung gewonnen. Die wirtschaftliche Landesversorgung hat bei ihren Massnahmen diesem Umstand Rechnung zu tragen. Da es ihr nicht gestattet ist, Strukturpolitik zu betreiben, kann und will sie auf die SDL keinen Einfluss nehmen.



CH-3003 Bern, ElCom

Bundesamt für Energie (BFE)
Sektion Energieversorgung
CH-3003 Bern

	z. K.	Federl.	Mittl.	Sektion
DIR				
BWO				Sachn.
KOM				
BFE				Person
OFEN				
UFE				Kapit
AEE				Akten N.
AEW				
ARS				
ELC				Eriedigt

Referenz/Aktenzeichen: 907-09-003
Ihr Zeichen: sac/hoc
Unser Zeichen: mim
Sachbearbeiter/in: Martin Michel
Bern, 25. Februar 2011

Rev. StromVG / Stellungnahme Fachsekretariat ElCom zum Schlussbericht der Arbeitsgruppe Systemdienstleistungen vom 13. Januar 2011

Sehr geehrte Damen und Herren

Gemäss dem Auftrag der AG SDL nimmt das Fachsekretariat der ElCom zum vorliegenden Schlussbericht der AG SDL Stellung und bedankt sich für die Möglichkeit zur Stellungnahme. Das Fachsekretariat der ElCom hat in der Arbeitsgruppe nicht als Mitglied, sondern lediglich als Expertin mitgearbeitet, da der Gesetzgebungsprozess dem Fachamt (BFE) und nicht dem Regulator obliegt. Deswegen äussern wir uns in erster Linie mit Bezug auf die bisherigen Erfahrungen und zu Fragen der Umsetzbarkeit. Damit wird die ElCom in ihren zukünftigen Entscheiden und Verfügungen nicht gebunden.

Die BFE-Vertreter in der AG SDL schlagen (gemäss Kapitel 1.2 des Schlussberichts) eine marktorientierte Beschaffung vor. Aufgrund der bisherigen Erfahrungen mit dem marktorientierten Modell (SDL-Kostenexplosion im 1. Halbjahr 2009) ist es aus Sicht des Fachsekretariats der ElCom ganz klar angezeigt, im Falle eines Marktversagens für die ElCom eine Eingriffsmöglichkeit zu schaffen. Gegenwärtig zeigt sich zwar im SDL-Markt eine gewisse Entspannung (auch aufgrund tieferer EEX-Preise), die vorherrschende Marktstruktur mit wenigen dominierenden Anbietern stellt jedoch ein Klumpenrisiko dar. Durch den Zusammenschluss Atel/EOS zu ALPIQ (und allfällige zukünftige Zusammenschlüsse) wird sich diese Situation voraussichtlich akzentuieren, wenn zukünftig nur noch ALPIQ als Anbieter am SDL-Markt auftritt und nicht wie bisher Atel und EOS als getrennte Anbieter. Gleichzeitig haben die Erfahrungen im 1. Halbjahr 2009 und Untersuchungen des Bundeskartellamtes in Deutschland gezeigt, dass kartellrechtliche Verstösse, falls vorhanden, in der Praxis sehr schwierig nachzuweisen sind.



Eine Eingriffsmöglichkeit der ECom im Falle eines Marktversagens ist aus Sicht des Fachsekretariats der ECom notwendig, um längerfristig die politische Akzeptanz der marktorientierten SDL-Beschaffung sicherzustellen. Eine solche Eingriffsmöglichkeit der ECom wird durch das Modell der teilregulierten Beschaffung gewährleistet. Dies würde es der ECom bspw. ermöglichen, Preisobergrenzen festzulegen. Als Benchmark für überhöhte Preise könnten internationale Vergleichswerte für SDL dienen.

Im Bericht der AG SDL wird unter den Nachteilen der teilregulierten Beschaffung festgehalten, wer ja zum Markt sage, müsse dann auch dessen Ergebnisse akzeptieren. Das Fachsekretariat der ECom teilt diese Auffassung nicht, da die marktorientierte Beschaffung kein Selbstzweck ist, sondern der effizienten SDL-Beschaffung dienen soll, was im Falle eines Marktversagens offensichtlich nicht mehr gegeben ist. Für diesen Fall bedarf es einer Notlösung. Daher ist das Fachsekretariat der ECom dezidiert der Meinung, dass für eine Wiederholung des bereits einmal eingetretenen Falls eines nicht funktionierenden Marktes für SDL-Beschaffung Vorkehrungen im Sinne einer Eingriffsmöglichkeit der ECom getroffen werden sollen.

Eine vollständig regulierte Beschaffung mittels einer Andienpflicht für Kraftwerksbetreiber, wird teilweise in anderen EU-Ländern umgesetzt und erscheint als mögliche Lösung. Aus volkswirtschaftlicher Sicht besteht jedoch bei einer Andienpflicht die Gefahr, dass die Vorhaltung von Regelleistung nicht von denjenigen Kraftwerken erbracht wird, die diese am effizientesten erbringen können. Zur Vermeidung von volkswirtschaftlichen Ineffizienzen müsste deshalb eine Andienpflicht mit einem ergänzenden Sekundärmarkt für den Handel der SDL-Verpflichtungen kombiniert werden, wobei für diesen Sekundärmarkt die bestehende Infrastruktur der Swissgrid genutzt werden könnte. In einen solchen Sekundärmarkt könnten auch grenzüberschreitende Angebote sowie andere Anbieter integriert werden. Letztendlich ist eine Andienpflicht, die mit einem Sekundärmarkt kombiniert wird, vergleichbar mit einer marktorientierten Beschaffung die mit einer vollständigen Kostentragung durch die Kraftwerke verknüpft ist. Insofern kann durch einen Sekundärmarkt auch im Rahmen einer Andienpflicht die allo-kative Effizienz gewährleistet werden.

Zusammenfassend beurteilt das Fachsekretariat der ECom die vorgeschlagenen Beschaffungsvarianten wie folgt (analog Tabelle 1.1 im Schlussbericht AG SDL):

Kriterium	Reguliert*	Marktorientiert	Teilreguliert
Anreize	+	+	+
Umsetzbarkeit	0	0	0
Kompatibilität Ausland	0	+	+
Berechenbarkeit	+	-	0
Marktkonzentration**	+	-	+

* mit Sekundärmarkt

** Eingriffsmöglichkeit bei überhöhten Preisen (Marktversagen)

Bezüglich der Kostentragung durch Kraftwerke ist weiter darauf hinzuweisen, dass gemäss Art. 15 Abs. 1 Bst. b StromVV den Bilanzgruppen bereits heute die Kostenanteile der Leistungsvorhaltung für Sekundär- und Tertiärregelung, die sie verursacht haben, individuell in Rechnung zu stellen sind. Die ECom hat im Rahmen ihrer Verfügung vom 11. November 2010 (Kosten und Tarife 2011 für die Netznutzung Netzebene 1 und Systemdienstleistungen) eine entsprechende Anlastung an diejenigen Bilanzgruppen verfügt, denen die grössten Kraftwerksblöcke zugeordnet sind. Für diese Kraftwerksblöcke ist die Verursachung zusätzlicher Vorhaltemenge eindeutig nachgewiesen, da Swissgrid bei Revision (Stillstand) der entsprechenden Kraftwerke eine Reduktion der Vorhaltemenge vornimmt. Da



einerseits von den Betroffenen die Gesetzmässigkeit der Anlastung an die Bilanzgruppen bestritten wird und im Hinblick auf den geplanten Bau neuer Grosskraftwerke dieser Aspekt noch zusätzliche Bedeutung erlangen wird, ist aus Sicht des Fachsekretariats der ElCom unabhängig von der Diskussion einer G-Komponente die individuelle Anlastung der Kosten zusätzlicher Leistungsvorhaltung für Grosskraftwerke gesetzlich zu verankern.

Die Umsetzung der Massnahmen zur Wettbewerbsförderung und Kostensenkung bei der Beschaffung von SDL (Schlussbericht, Kapitel 4) sind durch Swissgrid konsequent weiterzuführen. Es hat sich gezeigt, dass insbesondere Massnahmen zur Optimierung der vorzuhaltenden Mengen an Regelleistung und Massnahmen zur Verbesserung der Liquidität des SDL-Marktes stark kostensenkend wirken. Diesbezüglich ist eine gesetzlich verankerte Pflicht der Swissgrid zur weiteren Optimierung der SDL-Produktgestaltung und der SDL-Ausschreibungs-Bedingungen zu begrüßen. Im Hinblick auf institutionalisierte Anreize an Swissgrid zu kostenoptimierten SDL-Beschaffung (Stossrichtung BFE) ist darauf zu achten, dass diese Anreize nicht zu einer übermässigen Verringerung der Vorhaltemenge und damit einer Gefährdung der Versorgungssicherheit führen.

Abschliessend sei darauf hingewiesen, dass bei der Anpassung der Verweise in der StromVV auf die UCTE die Rolle der ENTSO-E als EU-Organisation zu beachten ist.

Mit freundlichen Grüßen

Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom

Renato Tami
Geschäftsführer ElCom

Daniel Klauser
Stv. Leiter Sektion Netze und Europa

Bundesamt für Energie
Herr Christian Holzner

3003 Bern

Via Email

Gruppe Grosser Stromkunden

Walter Müller
Geschäftsführer

Technopark Luzern, D4 Platz 4
6039 Root Längenbold
Tel. +41 (0)41 450 54 03

www.stromkunden.ch
w.mueller@stromkunden.ch

Zürich, 7. März 2011 WAM - GGS

Stellungnahme zum Schlussbericht AG Systemdienstleistungen (SDL)

Sehr geehrter Herr Holzner
Sehr geehrte Damen und Herren

Im Rahmen der Vorarbeiten zur Revision des StromVG ist die Gruppe Grosser Stromkunden (GGG) Mitglied der Arbeitsgruppe Systemdienstleistungen und hat vertreten durch Herrn Christof Lindemann aktiv am Prozess der Entscheidungsfindung teilgenommen.

Zum Schlussbericht der Arbeitsgruppe nimmt die GGS wie folgt Stellung:

Die GGS stellt sich hinter die Zielsetzung des BFE. Mit der Revision des StromVG soll eine effiziente, sichere, kostengünstige und nicht investitionshemmende Bereitstellung und Beschaffung von SDL ermöglicht bzw. noch verbessert werden.

Wahl der Beschaffungsvariante

Von den drei aufgeführten und bewerteten Beschaffungsvarianten «Vollständig regulierte Beschaffung», «Marktbasierte Beschaffung» und «Teilregulierte Beschaffung» **ist die marktbasierte Beschaffung klar vorzuziehen.**

Die in der Arbeitsgruppe geführten Diskussionen haben gezeigt, dass die vollständig regulierte Beschaffung und die teilregulierte Beschaffung in der Praxis kaum oder nur mit sehr grossem administrativem Aufwand umsetzbar wären.

Die marktbasierte Beschaffung sichert neben einer effizienten Beschaffung eine gleichwertige Versorgungssicherheit der SDL mittels Notkonzept, wie dies die beiden anderen Varianten sicherstellen.

Umsetzung der marktbasierten Beschaffung

Die Umsetzung der marktbasierter Beschaffung soll kompatibel mit anderen Ländern, insbesondere der EU erfolgen. Gleichzeitig soll die im StromVG verankerte verursachergerechte Kostentragung besser umgesetzt werden, was bedeutet, dass die Produzenten einen angemessenen Teil der Kosten tragen müssen. Die Priorisierung der Wasserkraft wirkt markverzerrend und soll deshalb aufgehoben werden.

Ausgestaltung der Beschaffungsprodukte

Die Beschaffungsprodukte für die Primär- Sekundär- und Tertiärregelung innerhalb der marktbasierten Beschaffung sollen so ausgestaltet sein, dass die Marktmechanismen effizient zum Tragen kommen und möglichst viele bisherige und neue Anbieter (Produzenten und Verbraucher) motiviert werden, am SDL-Markt teilzunehmen.

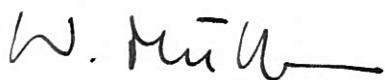
Es sollen insbesondere Modelle entwickelt werden, mit der weitere Anbieter wie beispielsweise Betreiber von Notstromgruppen, Kühlhäusern, Industrieunternehmen, usw. gemäss Kapitel 5.8.1 in den SDL-Markt eingebunden werden können.

Kostentragung der SDL-Leistungen

Die Kosten für der Erbringungen der Systemdienstleistungen sollen mit einem einfachen Modell verursachergerecht zwischen den Endkonsumenten und Produzenten aufgeteilt werden.

Besten Dank für die Berücksichtigung unserer Eingabe.

Mit freundlichen Grüßen

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'W. Müller', with a long horizontal stroke at the end.

Walter Müller
Geschäftsführer GGS

Zollikofen, 28. Februar 2011

Stellungnahme SBB Infrastruktur/Energie zum Schlussbericht der Arbeitsgruppe Systemdienstleistungen

Die SBB Infrastruktur/Energie (SBB Energie) verdankt die Möglichkeit zur Mitarbeit und nimmt zum Schlussbericht Arbeitsgruppe Systemdienstleistungen (AG SDL) wie folgt Stellung:

SBB Energie unterstützt die Stossrichtung des BFE in Richtung einer marktorientierten Beschaffung von SDL durch swissgrid. Das heutige Modell bewährt sich und bietet genügend Anreize für SDL-Anbieter. Bei einem teil- oder vollregulierten SDL-Beschaffungsmarkt ist die Teilnahme von SBB Energie (z.B. bei Zwangsverpflichtung) in Frage gestellt.

swissgrid hat Heute nur die Möglichkeit mit ausländischen Übertragungsnetzbetreibern zusammenzuarbeiten. SBB Energie betreibt ebenfalls ein schweizweites Übertragungsnetz (16,7Hz). Die verschiedenen Chancen für eine umfassende Zusammenarbeit zwischen swissgrid und SBB Energie kombiniert als Endverbraucher, Kraftwerks- und Übertragungsnetzbetreiber sollen bei der Überarbeitung des StromVG / StromVV berücksichtigt werden.

Eine Belastung der Kraftwerke mit einer sogenannten G-Komponente wird von SBB Energie abgelehnt. Vielmehr sollte die verursachergerechte Verrechnung von SDL durch eine stärkere Belastung der Regel- und Ausgleichsenergie angestrebt werden.

Aufgabe SBB Energie

SBB Energie plant, baut und betreibt das schweizweite 16,7Hz-Übertragungsnetz (132kV) im Auftrag des Bundesamt für Verkehr (BAV). Dazu gehören auch die Frequenzumformer und -umrichter als Netzkuppelstellen zum 50Hz-Übertragungsnetz der Schweiz. Somit hat SBB Energie einen vergleichbaren Auftrag wie die nationale Netzgesellschaft (swissgrid) im Bereich des 50Hz-Übertragungsnetzes (StromVG Art. 8).

Geltungsbereich StromVG und StromVV für SBB Energie

Gemäss heutigem Gesetzgebung untersteht das 16.7Hz-Übertragungsnetz von SBB Energie nicht dem StromVG (Art. 2 Abs. 1). Nur die Frequenzumformer und -umrichter, welche an der Netzebene 1 (220kV) des 50Hz-Übertragungsnetzes angeschlossen sind, werden als ein einziger Ein- bez. Ausspeisepunkt (Endverbraucher bei Bezug von 50Hz-Energie, resp. als ein einspeisendes Kraftwerk bei Abgabe von 50Hz-Energie) definiert (StromVV, Art. 1 Abs. 2 und 3). Trotz diesem Ausschluss des 16.7Hz-Übertragungsnetzes aus dem StromVG / StromVV sind die Auswirkungen der Ausgestaltung der Gesetzgebung im Bereich Systemdienstleistungen für SBB Energie nicht unerheblich. Eine Zwangsverpflichtung von SBB Energie als Endverbraucher, resp. Produzent durch die Gesetzgebung im StromVG / StromVV kann den Bahnbetrieb in der Schweiz stark gefährden.

Schweizerische Bundesbahnen SBB

Infrastruktur Energie / Roland Althaus
Industriest. 1 · 3052 Zollikofen · Schweiz
Direkt +41 (0)51 220 69 73 · Fax +41 (0)51 220 38 25 · Mobil +41 (0)79 403 81 41
roland.althaus@sbb.ch · www.sbb.ch

Heutige Möglichkeiten zur Lieferung von SDL durch SBB Energie

Durch die unterschiedlichen Tagesganglinien zwischen den 50Hz- und dem 16.7Hz-Übertragungsnetzen kann SBB Energie die freie Kraftwerksleistung schon heute der swissgrid als Systemdienstleistungen (Tertiär-SDL) anbieten. Weitergehende Unterstützung oder Lieferung von weiteren SDL-Produkten wird zurzeit mit der swissgrid geprüft. Dies ist jedoch nur möglich, solange die Versorgung des 16.7Hz-Übertragungsnetzes in keiner Art und Weise gefährdet ist. Dies zeigt somit die Handlungsmöglichkeiten, resp. die Verpflichtungen, welche SBB Energie eingehen kann. Die Standard-SDL-Produkte von swissgrid kann SBB Energie nur teilweise anbieten, wenn alle Vorgaben gemäss Rahmenvertrag erfüllt sein müssen.

Chancen durch die Zusammenarbeit der beiden nationalen Übertragungsnetz-Betreiber

swissgrid und SBB Energie haben im Wesentlichen dieselbe Aufgabe, das jeweilige Übertragungsnetz sicher und wirtschaftlich zu betreiben. Hierzu kann swissgrid auch mit ausländischen Übertragungsnetzbetreibern zusammen arbeiten (StromVG, Art. 20 Abs. 2e). Die gesetzgeberische Definition von SBB Energie als Endverbraucher limitiert die umfassende Zusammenarbeit mit swissgrid im Bereich SDL. Durch bilaterale Vereinbarungen der beiden inländischen Netzbetreiber lassen sich weitergehende Synergien für beide erschliessen. Dies erfordert jedoch eine Anpassung des Status von SBB Energie im StromVG / StromVV.

Zukünftige Beschaffung von SDL durch swissgrid

Da heute die Frequenzumformer und –umrichter von SBB Energie als Endverbraucher deklariert sind, hat SBB Energie ein grosses Interesse, dass die Systemdienstleistungen auf dem Markt frei beschafft werden können. SBB Energie ist überzeugt, dass mit einer marktorientierten Beschaffung von SDL durch swissgrid die grössten Anreize für eine langfristige und wirtschaftliche Bereitstellung von SDL erzielt werden. Somit kann die Versorgungssicherheit des 50Hz-Übertragungsnetzes zukünftig sichergestellt werden.

Im Weiteren bleibt die Möglichkeit zur Teilnahme am SDL-Markt durch SBB Energie weiterhin bestehen und die Chancen durch die unterschiedlichen Tagesganglinien der beiden Übertragungsnetze werden weiterhin genutzt.

Verursachergerechte Verrechnung der SDL-Kosten

Produzenten wie auch Verbraucher, welche durch ihr Verhalten die Notwendigkeit von SDL verursachen, sollen entsprechend ihrer Verursachung die höheren SDL-Kosten tragen. Konkret ist die Regel- und Ausgleichsenergie stärker zu belasten. Dadurch lassen sich auch die Kosten für die SDL verursachergerecht umverteilen.

Die Verrechnung der SDL und Netznutzung an die Endverbraucher über die Energie- und Leistungsmenge, ohne Berücksichtigung der Einhaltung der Fahrplanqualität, ist diese diskriminierend und belastet die grossen Endverbraucher übermässig .

Kraftwerkskomponente

Das Ausspeisemodell hat sich in mehreren europäischen Ländern etabliert und bewährt. Eine Belastung der Kraftwerke verteuert die einheimische Produktion, setzt falsche Investitionsanrei-

ze und kann zu Marktverschiebungen ins Ausland führen. Im Weiteren ist eine diskriminierungs-freie Umsetzung einer Kraftwerkskomponente nur mit einem hohen administrativen Aufwand verbunden.

Fazit

Die verschiedenen Chancen für eine umfassende Zusammenarbeit zwischen swissgrid und SBB Energie kombiniert als Endverbraucher, Kraftwerks- und Übertragungsnetz-betreiber sollen bei der Überarbeitung des StromVG / StromVV berücksichtigt werden. Die Beschaffung von SDL soll auf einem freien Markt, analog dem heutigen Modell erfolgen. Bilanzgruppenabweichungen sollen stärker belastet und so die Kosten für die SDL reduziert werden. Die Belastung der Kraftwerke durch eine G-Komponente wird von Seiten SBB Energie abgelehnt.

Stellungnahme SGB zum Schlussbericht der Arbeitsgruppe SDL

Mit der Strommarktöffnung ging der Netzbetrieb definitiv an die Swissgrid über. Unter dem Begriff SDL, Systemdienstleistungen, werden die entsprechenden Aufgaben den Endverbrauchern seither separat in Rechnung gestellt. Gemäss Swissgrid-Geschäftsbericht 2009 beliefen sich die Kosten für die allgemeinen SDL auf 690 Mio. Franken. Hauptverursacher war dabei die Regelleistungsvorhaltung, mit 540 Mio. Franken.

Die Regelleistungsvorhaltung wird seit der Strommarktöffnung mittels Bieterverfahren gewährleistet. Gemäss Swissgrid beteiligen sich heute 27 Anbieter auf diesem Markt für Regelenenergie.

Statt Verlagerung: Zusatzkosten

Die SDL wurden vor der Übertragung an die Swissgrid von den Überlandwerken erbracht, als selbstverständlicher Teil für eine funktionierende Stromversorgung und das entsprechende Leitungsmanagement. Die damaligen UCTE- und heutigen ENTSO-E-Regeln für einen sicheren Netzbetrieb haben in dieser Übergangsphase nicht grundsätzlich geändert, sondern sie erhielten punktuelle Optimierungen. Die heutigen Leistungen der Swissgrid entsprechen somit im Wesentlichen den früheren Aufgaben der Überlandwerke. Allfällige Mehraufwendungen durch strengere ENTSO-E-Regeln sollten durch die Synergien eines Netzbetreibes (gegenüber den früheren 7 Netzregulierungen) wettgemacht werden können. Die SDL-Kosten der Swissgrid wurden jedoch zu zusätzlichen Kosten für die Endverbraucher. Auf Seite der früheren 7 Netzbetreiber wurden die Strom-Gestehungskosten nie reduziert, obwohl die Überlandwerke die SDL-Aufgaben an die Swissgrid übertragen konnten. Als wahrscheinliche Hauptanbieter von SDL an Swissgrid können die Überlandwerke die früheren integrierten SDL-Leistungen heute lukrativ an die Swissgrid verkaufen. Leider erklärten die Vertreter des VSE/Überlandwerke im Rahmen der SDL-Arbeitsgruppe, dass es heute nicht mehr möglich sei, den Aufwand der früheren integriert erbrachten SDL finanziell ausweisen zu können.

Die Endkunden zahlen die SDL somit heute sicher zu mehr als 100% (Swissgrid-SDL und nichtabgezogener früherer SDL-Anteil der Überlandwerke) und es fehlt eine Vergleichsbasis für die Beurteilung der heutigen SDL-Kosten mit den SDL-Kosten vor der Marktöffnung.

Mit dem hohen Anteil der Speicherkraftwerke in der Schweiz, die regional gut verteilt sind, und die optimale Voraussetzungen zur Erbringung eines grossen Teiles der SDL-Leistungen bringen, ist es teilweise irreführend, wenn die heutigen SDL-Kosten mit ausländischen SDL-Kosten verglichen werden, mit Kraftwerkparcs die z.T. wesentlich schlechtere Rahmenbedingungen für SDL-Leistungen haben.

Drei Beschaffungsvarianten mit grossen Unsicherheiten

Unser Arbeitsgruppen-Schlussbericht zeigt drei grundsätzlich unterschiedliche Möglichkeiten für die Beschaffung von Regelenenergie durch Swissgrid auf:

- Vollständig regulierte Beschaffung

- Marktorientierte Beschaffung
- Teilregulierte Beschaffung

Zwei Hauptfragen stellen sich bei allen drei Systemen:

1. Welche Kosten entstehen durch das entsprechende Beschaffungssystem?
2. Bestehen genügend Anreize zur Bereitstellung, zum Unterhalt und allenfalls zur Neubereitstellung von Regelenergie?

Beide Fragen konnten in der Arbeitsgruppe nicht beantwortet werden. Entsprechend der weltanschaulichen Haltung und den individuellen Erfahrungen wurde eines der drei Systeme favorisiert. Dabei tendierte eine Mehrheit zum „gutschweizerischen“ Kompromiss: Teilregulierte Beschaffung. Die weitgehende marktorientierte Beschaffung (beim System „Teilregulierte Beschaffung“) soll mit geeigneten Regeln (Eingriffsmöglichkeiten der ELCom) bei „Marktversagen“ in die Schranken gewiesen werden können. Die notwendigen Eingriffsmöglichkeiten und unter welchen Bedingungen diese ergriffen werden können, bleiben dabei offen.

Marktglaupe versus Erfahrungswerte und Fakten

Der SGB steht der „Marktorientierten Beschaffung“ und der „Teilregulierten Beschaffung“ sehr skeptisch gegenüber. Im Bereich der Regelenergie besteht die Gefahr, dass der Regelenergiemarkt parallel zum allgemeinen Strommarkt mit Spitzenenergie, Mittellast und Bandenergie starke Preisvolatilitäten verursacht. Statt ein beruhigendes Element, das primär aufgrund der technischen und sicherheitsmässigen Kriterien bereitgestellt wird, tendiert ein marktbasierter Regelenergiemarkt zu Unruhe und prozyklischem Verhalten der Marktteilnehmer. In Situationen mit einem tendenziellen Überangebot an variabel abrufbarer und kostengünstiger Stromproduktion wird das marktbasierende System wahrscheinlich gut funktionieren. In Situationen mit hohen Spitzenstrompreisen und knapperer Verfügbarkeit von variabel abrufbarer Stromproduktion werden die Regelenergiepreise sprunghaft steigen. Weil solche Marktsituationen relativ schnell wechseln können (s. EEX-Preisstrukturen der letzten 10 Jahre) aber Investitionen in neue Regelenergieanlagen langfristiger Natur sind, können die marktbasierenden Systeme den Regelenergiemarktteilnehmern nur bedingt die richtigen Signale für Investitionen in Regelenergiebereitstellung geben.

Der SGB ist der Meinung, dass verschiedene Varianten einer „Vollständig regulierten Beschaffung“ genauer geprüft werden sollten, bis hin zur jahrzehntelang bewährten Lösung: Andienpflicht aufgrund des Kraftwerkparkes der Stromproduzenten, ab einer gewissen Grösse (z.B. ab 50 MW Spitzenleistung). Wenn Regelenergie entsprechend proportional zu den durchgeleiteten Strommengen angedient werden muss, könnten die Kosten wie früher in den Gestehungskosten integriert bleiben. Das heisst keine separate Vergütung der Regelenergie via SDL der Swissgrid. Mit einer Andienpflicht entfällt auch die Frage nach Anreizinstrumenten für Regelenergie-Investitionen.

3.März 2011, Heini Glauser, Vertreter des SGB in der Arbeitsgruppe SDL



Eidg. Departement für Umwelt, Verkehr
Energie und Kommunikation UVEK
Bundesamt für Energie
Herr Dr. Christian Holzner
3003 Bern

Bern, 4. März 2011

Stellungnahme zum Schlussbericht der AG Systemdienstleistungen

Sehr geehrter Herr Dr. Holzner

Wir bedanken uns für die Möglichkeit, zum Entwurf des Schlussberichtes «Arbeitsgruppe Systemdienstleistungen» unsere Kommentare einbringen zu können. Weil der Schweizerische Städteverband in den Arbeitsgruppen für die Revision des StromVG die Anliegen der kommunalen Ebene insgesamt vertritt, sind die nachfolgenden Bemerkungen als Stellungnahme der Städte und Gemeinden unabhängig ihrer Grösse zu verstehen.

1. Auftrag der Arbeitsgruppe

Im Rahmen der Erarbeitung von Grundlagen für eine Revision des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) analysierte die Arbeitsgruppe Systemdienstleistungen alternative SDL-Beschaffungsmodelle, welche zur Anwendung kommen, falls sich die aktuell praktizierte marktbasierte Beschaffung als volkswirtschaftlich suboptimal erweisen und sich kein wirksamer Wettbewerb entwickeln sollte.

Seit der Marktöffnung werden lediglich jene Systemdienstleistungen (SDL) marktbasiert beschafft, bei denen durch marktorientiertes Verfahren Anreize zur Effizienzsteigerung und Kostensenkung bestehen. Dies bedeutet, dass Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung (Regelleistung) marktbasiert beschafft, während die Entschädigung für Schwarzstart & Inselbetrieb und Blindenergie/Spannungshaltung mit regulierten Tarifen, respektive mittels anreizregulierter Verfahren erfolgt. Letzteres soll auch künftig aus technischen Gründen so bleiben.

Es geht im Folgenden demnach um die Beschaffung von Regelleistung, welche zugleich den grössten Kostenblock ausmacht. Diskutiert werden im Bericht drei Beschaffungsvarianten – eine vollständige regulierte, eine marktbasierte und eine teilregulierte Beschaffung.

2. Marktorientierte SDL-Beschaffung überzeugt am meisten

Der Vergleich der drei Beschaffungsvarianten und deren Bewertung anhand der vom BFE definierten Kriterien Anreize, Umsetzbarkeit, Kompatibilität Ausland sowie Berechenbarkeit ergeben ein klares Resultat zugunsten eines marktorientierten Verfahrens. Dieses entspricht weitgehend der heute prak-



tizierten Beschaffung. Sie überzeugt insbesondere dadurch, dass nur sie mit dem EU-Energiebinnenmarkt kompatibel ist und zugleich wettbewerbsfördernde Anreize setzt, die – wie die vergangenen zwei Jahre zeigen – zu sinkenden Kosten beitragen. Deshalb sprechen sich Städte und Gemeinden für ein marktorientiertes SDL-Beschaffungsmodell aus. Sie begrüßen auch die beiden vorgeschlagenen Ergänzungen, nämlich dass bei Swissgrid die SDL-Beschaffung dank entsprechenden Anreizen möglichst kostenoptimiert wird und dass SDL-Kosten im Rahmen eines Notkonzepts vergütet werden sollen.

3. Verursachergerechte Kostenverrechnung

Weiter begrüßen Städte und Gemeinden eine verursachergerechte Verrechnung der SDL-Kosten. Durch den Mechanismus mit Bilanzgruppen und Ausgleichsenergie ist sicher gestellt, dass die Kosten für Regelernergie durch die Verursacher – Verbraucher und Erzeuger (inkl. Kraftwerke) – getragen werden. Dass die Kostenübernahme der Netznutzung in einer separaten Arbeitsgruppe untersucht wird, ist aus Sicht der Städte und Gemeinden ebenfalls zu begrüßen. Allerdings sollte nach unserem Dafürhalten die Vorhaltung von SDL weiterhin von den Endkunden getragen werden. Eine entsprechende Neuregelung wäre nicht nur weniger transparent und kaum diskriminierungsfrei, sondern könnte zu einer übermässigen Verteuerung von neuen erneuerbaren Energien führen und würde so den energiepolitischen Prioritäten zuwider laufen.

Wir danken Ihnen für die Berücksichtigung unserer Anliegen. Bei Fragen steht Ihnen Herr André Moro gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüsse

Schweizerischer Städteverband

Präsident

Dr. Marcel Guignard
Stadtammann Aarau

Vertreter AG Systemdienstleistungen

André Moro

Kopie Dr. Marcel Guignard, Präsident SSV
Ulrich König, Direktor Schweiz. Gemeindeverband
Vertreter von Städten und Gemeinden in den Arbeitsgruppen Revision StromVG

Services-systèmes

Position SwissElectricity

20 février 2011

Préambule

Le Conseil Fédéral a chargé le DETEC le 18.11.2009 de préparer la révision de la LAPEL. Il s'agit notamment de trouver une solution efficace, sûre, économique pour la mise à disposition et l'acquisition des services-systèmes.

En outre, le Conseil Fédéral demande d'envisager une éventuelle obligation de mise à disposition de l'énergie d'ajustement et d'évaluer la part des coûts des services-systèmes qui doit être prise en charge par les centrales.

1. Problème initial

Le graphique 4.1 du rapport montre à quel prix SwissGrid peut gérer la fourniture des services-systèmes en 2010 et à quel prix cela a été tenté pour 2009.

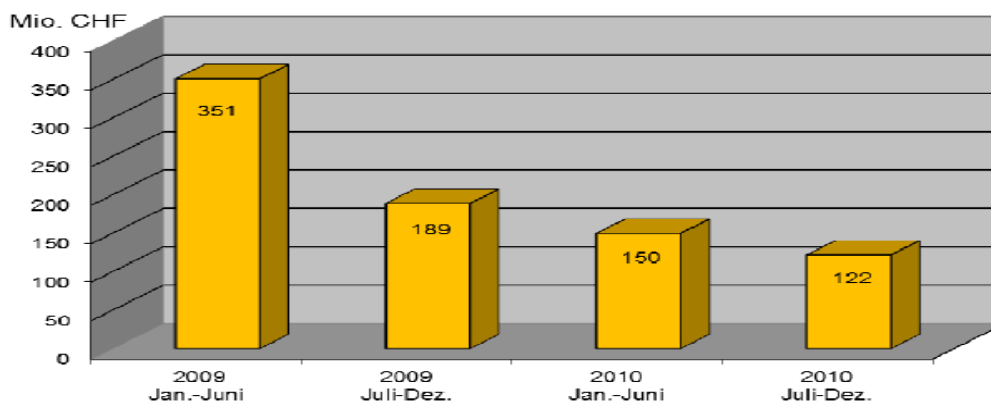


Abbildung 4.1: Entwicklung SDL-Beschaffungskosten für die Leistungsvorhaltung. Quelle: Swis Stand: 4. Januar 2011.

2. Informations supplémentaires au sujet du problème (réflexions et informations)

Swissgrid : a) Souhaite être indépendante vis-à-vis de l'Elcom qu'elle n'estime pas compétente au sujet des services systèmes.
b) Se félicite que le nombre d'acteurs ait effectivement augmenté depuis 2009 (env. 27 acteurs)

Suisse : Une compatibilité avec l'Europe est souhaitée. Toutefois certaines décisions prises dans cette idée se sont révélées mal adaptées et coûteuses pour la Suisse.

La branche électrique : a) Reproche aux interventions de l'Elcom de « créer des coûts supplémentaires », ce qui la pousse à défendre un modèle avec moins de régulation. Elle utilise les dernières décisions de l'Elcom annulées par le TFA pour justifier cette position.
b) Considère que le problème des coûts n'est pas le sien puisque c'est aux consommateurs finaux de payer l'intégralité des coûts liés aux services systèmes y compris les frais de régulation (Elcom, TFA etc)

Les représentants des

clients finaux : Proposent plusieurs solutions alternatives pour encourager une efficacité maximale au moindre coût.

ElCom:	a) Comme mentionné dans le rapport final du groupe de travail, les informations relevantes (quantitatives) des dossiers de l'ElCom ont dû être caviardées parce qu'elles ont été considérées comme des secrets d'affaires. Cette lacune d'information rend l'analyse de la situation difficile pour le groupe de travail. b) L'Elcom a corrigé les tarifs Swissgrid pour 2009, 2010 et 2011. En outre ElCom avait décidé que les centrales doivent payer une part des services-systèmes mais pour des raisons de forme le TAF a cassé cette décision (recours par une filiale de Groupe E).
Contraintes physiques:	Les capacités des lignes du réseau de transport international limitent la possibilité physique d'intervention des acteurs étrangers, pour participer au marché des services systèmes.
Article 16 LAPEL	A sa lecture, il apparaît que le législateur n'a pas exclu qu'une partie des services systèmes, qui assure la stabilité du réseau, y compris pour le transit transfrontalier, ne soit pas imputée aux consommateurs finaux. Art. 16 Coûts d'utilisation du réseau pour la fourniture transfrontalière <i>1. La rémunération pour l'utilisation du réseau de transport dans le cadre d'échanges transfrontaliers se fonde sur les coûts occasionnés par l'utilisation effective. Ces derniers sont calculés séparément <u>et ne peuvent être imputés</u> aux consommateurs finaux suisses.</i>

3. Solutions possibles

Trois modèles ont été proposés pour les services système. Leurs avantages et inconvénients ont été discutés. (voir rapport du groupe)

1. un approvisionnement entièrement régulé
2. un approvisionnement orienté marché → modèle actuel
3. un approvisionnement partiellement régulé

Un modèle basé sur des enchères différentielles par rapport à un prix imposé est proposé par des représentants de clients suisses alémaniques.

Tendance OFEN:

Garder le modèle actuel avec quelques modifications, le but étant de d'inciter l'investissement dans des centrales à capacité flexible, en gardant une simplicité de rémunération, compatible avec l'Europe.

4. Positions de SwissElectricity

Au vu de ce qui précède :

1. Nous estimons que les conditions ne sont structurellement pas réunies en Suisse pour un fonctionnement satisfaisant des services système en pure économie de marché. (pas assez d'acteurs, trop de lien entre les acteurs et avec Swissgrid)
2. **L'ElCom** doit rester compétente sur la surveillance des coûts des services système, et pouvoir obtenir sans restriction toute les informations dont elle a besoin à cet effet. En cas de manquement elle doit pouvoir sanctionner durement les acteurs.
3. Des critères d'évaluation basés sur un **benchmarking** européen ou international doivent être définis pour évaluer le coût total des services-systèmes, y compris les prestations de Swissgrid.
4. **Dans la situation d'un marché non-fonctionnant (situation de crise)**, SwissGrid doit pouvoir obliger (réquisitionner) des centrales de fournir les services système, comme proposé dans la conclusion de l'OFEN. Celles-ci étant compensées par des coûts de revient (y compris marge adaptée). Par conséquent, tous les éléments nécessaire au calcul des coûts de revient doivent être communiqués à l'Elcom. Comme les données existent de toute façon, il n'y aura pas plus de travail pour les opérateurs.
5. **Dans le cadre des négociations UE**, il faudra corriger la quantité d'énergie d'ajustement à mettre à disposition par la Suisse par rapport à la puissance total consommée, ou intégrer la Suisse dans la zone de réglage française ou allemande.
6. **Pas de facturation double**
La branche doit clairement indiquer quelles prestations ont été transférées à SwissGrid, quels coûts elles représentent et comment ces coûts sont pris en compte dans la détermination des tarifs, afin d'éviter que les consommateurs ne les paient pas deux fois. De manière générale, toutes informations relevantes pour le calcul du coût du réseau doivent être accessibles aux consommateurs finaux et leurs représentants.
7. **Facturation selon la causalité**
Les coûts des services systèmes sont à facturer selon la causalité. Les grandes centrales doivent porter tout ou partie de ces couts et pas le consommateur final. Nous prenons note du nouveau groupe de travail pour étudier l'implication des centrales mais souligneront, que la question n'est pas si les centrales devront être impliqué ou pas mais comment et à combien est évaluée cette contribution.

8. Nous proposons une variante plus fonctionnelle du modèle proposé par les associations de clients alémaniques que nous proposons de modifier comme suit :

Toutes les centrales ont l'obligation de contribuer en mettant une quote-part d'énergie de réglage (1, 2 et 3), au prorata de leurs productions d'énergie annuelle, à disposition de SwissGrid. Les centrales qui auront fourni plus d'énergie de réglage que leur quote-part recevront un certificat qui pourra être revendu par un système de bourse ou d'enchère aux centrales n'ayant pas pu fournir leur contribution. La part des consommateurs et celle des utilisateurs des lignes transfrontalières sera redistribuée en fonction de l'énergie de réglage réellement fournies à SwissGrid.

Les clients finaux pourront aussi participer à ce marché par des systèmes de délestage ou enclenchement de charge à distance (Groupe de secours, compresseurs) pour augmenter la « liquidité » du marché. Un système de tarification dynamique incitative doit être mis en place par SwissGrid. Nous sommes d'avis que tout contributeur doit pouvoir participer, sans restriction de taille.

Cette solution offre l'avantage de faire payer plus les centrales avec le moins de souplesse de production, et qui ont le plus besoin des services systèmes, selon le principe de la causalité des coûts.

Le 28 février 2011

Claude Cornaz, Claudia Truszcinski

Stellungnahme von Swissgrid zum Schlussbericht der Arbeitsgruppe Systemdienstleistungen vom 13. Januar 2011

Swissgrid hat im Rahmen der Arbeitsgruppe Systemdienstleistungen (SDL) an den für sie existentiellen Vorschlägen des BFE mitgearbeitet und nimmt zum Schlussbericht wie folgt Stellung:

1 Allgemeine Stellungnahme zum Schlussbericht

Swissgrid befürwortet ganz klar das vom BfE favorisierte marktbasierte Verfahren für die Beschaffung von SDL und weist auf den inzwischen bereits aufgebauten und gut funktionierenden SDL-Markt hin. Dabei soll die volle Flexibilität bei der Beschaffung gewährt werden, was auch die Beschaffung auf internationalen Märkten beinhaltet. Swissgrid ist überzeugt, dass die Marktlösung gegenüber einer Lösung mit Zuteilungsverfahren und administrierten Preisen den individuellen Möglichkeiten des Schweizer Kraftwerksparks am besten gerecht wird.

2 Stellungnahme im Speziellen

Die vom BfE definierten Kriterien ergeben in Bezug auf die drei untersuchten Varianten eine eindeutige Empfehlung für die bereits heute praktizierte marktorientierte Beschaffung von SDL. Trotz anfänglicher Schwierigkeiten mit hohen Preisen, hat sich der Markt rasch positiv entwickelt und kann heute als ein gut funktionierender Markt bezeichnet werden. Dies zeigt sich auch darin, dass sich die Anzahl Marktteilnehmer stark vergrössert hat und sich die Beschaffungskosten für Regelleistung vom ersten zum zweiten Betriebsjahr halbiert haben. Ein Hauptgrund für diese Entwicklung liegt in der raschen Anpassung des Marktdesigns und der Produktegestaltung an die Möglichkeiten der Anbieter. So sind z.B. auch Angebote von den im Bericht als Beispiele erwähnten Industrieunternehmen und Notstromgruppen bereits heute möglich. Die empfohlene Schaffung von Anreizen durch Optimierung der Produktgestaltung ist bereits in Umsetzung. Weiter sind auch die Empfehlungen für eine Anpassung des Notkonzeptes schon weitgehend aufgenommen worden. Als wichtigste Rahmenbedingung darf jedoch nicht vergessen werden, dass die Swissgrid jederzeit für einen sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes zu sorgen hat. Insofern dürfen gegenüber diesem Anliegen keine gegensätzlichen Anreize gefordert werden.

Gegen die Einführung eines regulierten Ansatzes spricht aus Sicht der Swissgrid neben praktischen und wirtschaftlichen Aspekten vor allem die widersprüchliche Haltung gegenüber der europäischen Entwicklung in Richtung transparente, diskriminierungsfreie und marktbasierte Beschaffung von SDL. Eine solche Lösung würde die Schweiz in Bezug auf die Beschaffung von SDL isolieren. Swissgrid unternimmt aber alle Anstrengungen, den SDL-Markt zu internationalisieren und hat dabei bereits positive Resultate erzielt (Teilnahme von französischen Kraftwerken an der Ausschreibung von Primärregelleistung).

Das teilregulierte Beschaffungsmodell basiert auf der Idee, dass der Regulator bei hohen Preisen in den Markt eingreifen kann. Aus Sicht Swissgrid ist dies nicht nötig, da bereits Marktaufsichtsbehörden existieren, die bei Unregelmässigkeiten in den SDL-Markt eingreifen können. Der Preis ist zudem nicht der richtige Indikator für regulatorische Eingriffe in einen volatilen Markt. Weiter ist die Festlegung eines regulierten Preises bei einem dermassen vielseitigen und von Umwelteinflüssen abhängigen Produktionspark, wie ihn die Schweiz hat, praktisch nicht umsetzbar.

Abschliessend sei noch erwähnt, dass die Risiken eines möglichen Übergangs von einem funktionierenden Marktsystem in ein reguliertes System nicht betrachtet worden sind. Swissgrid fürchtet dabei um die hohe Qualität der SDL-Erbringung, die in einem Marktumfeld viel besser durchgesetzt werden kann als bei einer Zwangsverpflichtung mit regulierten Preisen.

3 Fazit

In Bezug auf die Revision des heutigen StromVG sind wir der Ansicht, dass das heutige StromVG in Bezug auf drei Themenkomplexe im Zusammenhang mit der Bereitstellung von Systemdienstleistungen zu präzisieren/anzupassen ist:

3.1 Vorrangiger Netzzugang

In der Umsetzung gestaltet sich die Verpflichtung zum vorrangigen Netzzugang als wenig praktikabel. Er verbietet so zum Beispiel indirekt die grenzüberschreitende Beschaffung von Systemdienstleistungen. Die Bemühungen der Swissgrid zur grenzüberschreitenden Beschaffung von SDL im Rahmen der SDL-Kostensenkungsmassnahmen sind auf gutem Wege. Damit diese durch eine allfällige Vorrangsregelung für die Erneuerbaren Energien nicht torpediert wird, sollte das Strom VG in diesem Punkte geändert werden.

Art 20, Abs. 3 Strom VG „Der Bundesrat kann die Netzgesellschaft verpflichten, für den Abruf von Regelleistung vorrangig Elektrizität aus erneuerbarer Energie, insbesondere aus Wasserkraft, einzusetzen“ ist aus Sicht der Swissgrid ersatzlos zu streichen.

3.2 Handel mit Regelleistung

Um mögliche Widerstände gegen den „Handel“ von Regelleistung und Regelenergie durch Swissgrid zu verhindern, drängt sich eine Präzisierung von Art 18(6) auf. Art. 18 Abs. 6 StromVG untersagt Swissgrid explizit die Teilnahme am Elektrizitätshandel. Erlaubt ist jedoch der Bezug und die Lieferung von Elektrizität aus betrieblichen Gründen, insbesondere zur Bereitstellung von SDL. Entscheidend ist daher die Frage, inwieweit der Austausch von Regelleistung und –energie zwischen TSOs betriebsnotwendig ist?

In der Praxis ist der grenzüberschreitende Austausch zwischen TSOs bereits verbreitet bzw. wird explizit als Ziel angesehen.

Insgesamt erscheint eine Klarstellung der Vorgaben in Art. 18 Abs. 6 StromVG wünschenswert.

3.3 Bau und Betrieb von Produktionsanlagen zur Bereitstellung von SDL

Aus Sicht des Betriebs wäre es wünschenswert, wenn Swissgrid zumindest theoretisch die Möglichkeit hätte, SDL aus eigenen (Produktions-) Anlagen bereitzustellen.

Das heutige StromVG untersagt Swissgrid derzeit ausdrücklich eine Betätigung in der Produktion oder dem Handel von Elektrizität.

Die EU-Vorgaben fordern ebenfalls eine Entflechtung.

In der EU beschränkt sich die Verfügung von europäischen TSOs auf Produktionskapazitäten im Wesentlichen auf die sog. „Peak Load Reserves“ in Skandinavien.

In Übereinstimmung mit den europäischen Vorgaben erscheint eine komplette Freigabe als zweifelhaft, d.h. entsprechende Massnahmen sollten klar auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit beschränkt bleiben. Nach skandinavischem Muster erscheint somit auch eine Begrenzung auf normalerweise nicht eingesetzte Anlagen sinnvoll was auf einen Ausschluss „normaler“ Kraftwerke hinausläuft.

Art. 9 StromVG sollte dahin gehend präzisiert werden, dass die Beschaffung von Elektrizität alle für einen sicheren Systembetrieb erforderlichen Produktionsmittel umfasst. Dies könnte über einen neuen Satz in Art. StromVG Abs. 1 Satz b. erfolgen:

„Die Beschaffung von Elektrizität umfasst alle für einen sicheren Systembetrieb notwendigen Produktionsmittel.“

Stellungnahme zum Schlussbericht AG Systemdienstleistungen (SDL)

Versorgungssicherheit von zentraler Bedeutung für die Industrie

Die Bereitstellung von SDL dient der Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs, der für die Industrie von existenzieller Bedeutung ist. Ein Stromausfall kann für die produzierende Wirtschaft gravierende Auswirkungen mit hohen Kosten zur Folge haben. Die Industrie hat deshalb ein eminentes Interesse an allen Vorkehrungen, welche der **Sicherstellung der Versorgungssicherheit** dienen.

Langfristig kostengünstige Beschaffung von SDL sicherstellen

Da die Kosten für SDL auf den Strompreis geschlagen werden, will die Industrie, dass die Beschaffung von SDL durch Swissgrid **möglichst kostengünstig** erfolgt. Der Beschaffungsrahmen ist so auszugestalten, dass **langfristig** günstige SDL erwartet werden dürfen.

Favorisierung der Variante «Marktbasierte Beschaffung»

In der Arbeitsgruppe breit diskutiert wurden die drei Beschaffungsvarianten «Vollständig regulierte Beschaffung», «Marktbasierte Beschaffung» und «Teilregulierte Beschaffung». Die Darstellung und Beurteilung der drei Modelle im Bericht ist unseres Erachtens gut gelungen.

Swissmem spricht sich unter Würdigung der im Bericht genannten Vor- und Nachteile für die Variante **«Marktbasierte Beschaffung»** aus. Für uns ausschlaggebend ist die Tatsache, dass der Marktmechanismus **in dynamischer Hinsicht** in der Regel die **besseren Allokationsergebnisse** zu leisten vermag als alle anderen möglichen Beschaffungsvarianten.

Die Versorgung mit SDL ist insofern auch in technischer Hinsicht immer sichergestellt, als auch diese Beschaffungsvariante ein staatliches Eingreifen vorsieht, nämlich für den Fall, dass kein ausreichendes SDL-Angebot vorliegen würde. Dann käme ein sogenanntes **Notkonzept** zum Tragen und Kraftwerke könnten (gegen Entschädigung) zur Bereitstellung von SDL verpflichtet werden.

Die Vorkommnisse im Frühjahr 2009, als die SDL-Preise so hoch waren, dass Swissgrid Preisobergrenzen für einzelne SDL-Produkte einführen musste, ist für uns kein Argument gegen die «Marktbasierte Beschaffung». Die in der Folge von Swissgrid ergriffenen Massnahmen haben denn auch die SDL-Preise so weit gesenkt, dass die Preisobergrenzen wieder aufgehoben werden konnten. Die damalige Entwicklung erachten wir deshalb als einmalige «Implementierungsschwierigkeit» bei der Einführung eines neuen bis anhin nicht existierenden Marktes als Folge der Liberalisierung des Strommarktes.

Hohe Liquidität als Beitrag für günstige SDL

Ein enger Markt mit wenig Liquidität neigt eher zu grossen Preisausschlägen als Folge schon kleinerer Mengenänderungen. Deshalb, je höher die Marktliquidität ist bzw. je mehr SDL-Anbieter im Markt agie-

ren können (welche natürlich die technischen Anforderungen zu erfüllen haben), desto höher ist auch die Qualität der Preisbildung für SDL-Produkte.

Vor diesem Hintergrund begrüssen wir es sehr, dass Swissgrid daran interessiert ist, auch Industrieunternehmen als SDL-Anbieter für diesen Markt zu gewinnen. Offensichtlich ist dies bis anhin zwar noch nicht im gewünschten Mass gelungen, wir hoffen aber auf eine Verbesserung in Zukunft.

Unseres Erachtens sollten die im Bericht lediglich kurz angesprochenen Massnahmen für eine Erweiterung des SDL-Angebots unbedingt weiterverfolgt und vertieft werden (vgl. Ziffer 5.8.1). Namentlich geht es um die **Einbindung von Notstromgruppen und Kühlhäusern** als potenzielle SDL-Anbieter. Wir erhoffen uns dadurch einen massgeblichen Beitrag zu einer weiteren Steigerung der Liquidität.

Wie im Bericht erwähnt, wäre eine Einbindung auch dieser Akteure am besten im Rahmen einer «Marktbasierten Beschaffung» möglich.

Einführung einer Kraftwerkskomponente (G-Komponente)

Zur Einführung einer G-Komponente äussern wir uns an dieser Stelle nicht, da diese Fragestellung in einer weiteren kurzfristig eingesetzten Arbeitsgruppe behandelt wird.

Fazit

- Der Bericht gibt die Ergebnisse der Diskussionen in der Arbeitsgruppe Systemdienstleistungen in guter Art und Weise wieder.
- Die Industrie hat ein zentrales Interesse an einer möglichst hohen Versorgungssicherheit in der Stromversorgung.
- Die Beschaffung der SDL durch Swissgrid hat möglichst kostengünstig zu erfolgen.
- Swissmem favorisiert die Variante «Marktbasierte Beschaffung».
- Die von Verbraucherseite eingebrachten Vorschläge für eine weitere Erhöhung der Marktliquidität für SDL sind weiterzuverfolgen und zu vertiefen.

Stellungnahme VSE zum Schlussbericht der Arbeitsgruppe Systemdienstleistungen

Der VSE verdankt die Möglichkeit zur Mitarbeit und nimmt zum Schlussbericht der Arbeitsgruppe Systemdienstleistungen (AG SDL) im Folgenden Stellung.

Der VSE unterstützt die Stossrichtung des BFE und das Ziel, die aktuell praktizierte marktbasierte Beschaffung von SDL beizubehalten. Entsprechend lehnt der VSE die Beschränkung der heutigen marktbasierten Beschaffung mittels eines regulierten oder teilregulierten Modells klar ab.

Die Einführung eines Monitorings der Speicherhaltung wird als wenig zweckmässig beurteilt und die Einführung einer G-Komponente lehnt der VSE klar ab.

Im Auftrag des Bundesrates analysierte die 'AG SDL' alternative SDL-Beschaffungsmodelle. Das Mandat präzisiert, dass diese Modelle nur zur Anwendung kommen sollen, falls sich kein wirksamer Wettbewerb entwickelt und sich die aktuell praktizierte marktbasierte Beschaffung als volkswirtschaftlich suboptimal erweist.

Die Entschädigung der SDL *Schwarzstart & Inselbetrieb* und *Blindenergie/Spannungshaltung* erfolgt bereits heute mit regulierten Tarifen, respektive mittels anreizregulierter Verfahren. Daran wird sich auch künftig nichts ändern, da marktorientierte Verfahren aus technischen Gründen für diese SDL weder zweckdienlich noch möglich sind. Der Schlussbericht fokussiert folglich auf die Beschaffung von Regelleistung, welche zugleich den grössten Kostenblock ausmacht, und diskutiert drei Beschaffungsvarianten. Mit den jeweils aufgeführten Vor- und Nachteilen ergeben die vom BFE zur Beurteilung definierten Bewertungskriterien eindeutig, dass die heute in der StromVV festgehaltene und praktizierte **marktbasierte Beschaffung beizubehalten** und in einem revidierten StromVG zu verankern ist. Nur diese Variante ist vollumfänglich **kompatibel mit dem EU-Energiebinnenmarkt** und setzt zeitgleich **wettbewerbsfördernde Anreize**, die sich – wie die vergangenen zwei Jahre zeigen – eindeutig **kostensenkend** auswirken.

Kapitel 4 des Schlussberichtes, welches die Entwicklung der SDL-Beschaffung seit der Marktöffnung Anfang 2009 dokumentiert, zeigt eindeutig, wie **dank des markt-basierten Systems Entwicklungs- und Kostensenkungsmassnahmen schnell und effektiv umgesetzt** werden konnten. Bei seit Sommer 2009 stagnierenden Strompreisen haben sich die SDL-Beschaffungskosten mehr als halbiert. Dies hängt direkt mit der **deutlichen Liquiditätssteigerung** zusammen, welche Swissgrid durch die Erweiterung des Anbieterkreises erreichen konnte: die Veröffentlichung der Angebotspreise hat neue Anbieter motiviert und die laufenden Anpassungen der SDL-Produkte (gemäss Botschaft zum Kartellgesetz ein Zeichen wirksamen Wettbewerbs) ermöglichten bestehenden Teilnehmern, mehr Angebote abzugeben. Der Markt konnte eindeutig für verbesserte Bedingungen sorgen, wodurch zugleich unnötige Regulierungseingriffe vermieden werden konnten.

Einige der Marktentwicklungsmassnahmen von Swissgrid, wie **SDL-Angebote durch Grossverbraucher** oder die **grenzüberschreitende Beschaffung** von Primärregelleistung, werden sich **längerfristig kostensenkend** auswirken. Die internationale Beschaffung wird die volkswirtschaftlich sinnvolle Kombination negativer Regelleistung aus thermischen Kraftwerken mit positiver Regelleistung aus Wasserkraftwerken zulassen. Weder mit **regulierten noch mit teilregulierten**



Beschaffungsmodellen wäre dies möglich, da beide Systeme **nicht mit dem EU-Energiebinnenmarkt kompatibel** sind. Die Internationalisierung wird auch den Aspekt betreffend Energiereserven in den Speicherseen relativieren. Ein diesbezügliches Monitoring ist insofern überflüssig, als die Schweizer Kraftwerke ihre **Speicher ohnehin nachhaltig bewirtschaften**, zur **Erfüllung der Versorgungspflicht**. Die Motivation hierfür wird durch die marktbasierte SDL-Beschaffung und das SDL-Notkonzept der Swissgrid zusätzlich erhöht.

Die Erfahrungen zeigen, dass der **SDL-Markt auf Angebots- wie auf Beschaffungsseite sehr dynamisch** ist, was sich eindeutig **kostensenkend** auswirkt. Die beschränkte Speicherkapazität aber auch die Kurzfristigkeit, mit der auf starke Zuflüsse reagiert werden muss, erfordert eine derartige Dynamik. Gerade in der Schweiz, wo die Regelleistung hauptsächlich mit Wasserkraftwerken erbracht wird, müssen die verschiedenen **hydrologischen Charakteristiken der Wasserkraftwerke** mit ihren saisonal stark schwankenden Zuflüssen berücksichtigt werden. Nur wenn möglichst viele Wasserkraftwerke regelfähig sind, kann optimal mit den jeweils kostengünstigsten Regelkraftwerken auf die Zufluss- und Niederschlagssituation reagiert werden, unter gleichzeitiger Erfüllung der **komplexen Randbedingungen und hohen Verfügbarkeitsanforderungen**. Somit bezeichnet der Bericht **Parallelinvestitionen** fälschlicherweise als Nachteil der marktbasierten Beschaffung, denn diese sind **volkswirtschaftlich sinnvoll** und notwendig, da erst sie die benötigte Dynamik ermöglichen.

Eine **regulierte SDL-Beschaffung** wäre **nicht in der Lage**, diese **komplexen Anforderungen zu erfüllen** und das **Risiko**, dass jeweils nicht die kostengünstigsten Kraftwerke zum Einsatz kommen, wäre hoch. Die deutliche Überschätzung der Kosten 2010 durch die ElCom gegenüber den effektiven Kosten 2010 zeigt das grosse Potential von Fehleinschätzungen und daraus resultierender **falscher Vergütungssätze**. Zudem – da kaum ein Wasserkraftwerk genügend Speicherkapazität hat, um ganzjährig Regelleistung vorzuhalten – wären Kraftwerke gezwungen, untereinander Regelreserven zur Erfüllung ihrer Erbringungspflicht zu verkaufen; ein **Sekundärmarkt für Regelernergie** würde entstehen. Eine solche Entwicklung wäre **intransparent und volkswirtschaftlich fragwürdig** und zeigt, dass das regulierte Modell insbesondere mit dem Schweizer Kraftwerkspark inkompatibel ist.

Das **teilregulierte Beschaffungsmodell** soll ein **vermeintlicher Kompromiss** sein, der ein marktbasiertes System zulässt, solange sich dieses unter gewissen, von der ElCom bestimmten, Preisobergrenzen bewegt. SDL werden primär zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit eingesetzt und verhindern letztlich Blackouts. Sie haben also einen hohen volkswirtschaftlichen Nutzen und der Ansatz, dass diese per se unter einer bestimmten Preisobergrenze liegen müssen, ist falsch; das Ziel muss vielmehr sein, den Bedarf zu optimieren. Solche Eingriffsmöglichkeiten sind ein Widerspruch zur Regulierungstheorie und **gefährden die Investitionssicherheit**, weshalb dieses Modell strikt abzulehnen ist.

Die **negativen Folgen regulatorischer Eingriffe** waren im Winter 2009/10 sichtbar, als die im Juli 2009 eingeführten unterschiedlichen Preisobergrenzen Umlagerungen zwischen SDL-Produkten verursachten. Auf Druck der WeKo wurden die Preisobergrenzen im Sommer 2010 aufgehoben und seither sind die Kosten weiter gesunken. Dies bestätigt das oben erwähnte Risiko für falsche Vergütungssätze und dass diese das Anbieterverhalten unerwünscht beeinflussen. Der Vorfall zeigt auch, dass die **WeKo im Strommarkt** über die gleichen Eingriffsmöglichkeiten **wie in allen anderen Märkten** verfügt. Es gibt keinen Grund, den SDL-Markt in dieser Hinsicht anders zu handhaben, die Definition 'wirksamen Wettbewerbs' primär an

Preisniveaus zu koppeln und die betreffende Entscheidungshoheit der ElCom zu übertragen.

Der VSE setzt sich für eine **verursachergerechte Verrechnung** der SDL-Kosten ein. Durch den Mechanismus mit Bilanzgruppen und Ausgleichsenergie ist garantiert, dass die Kosten für den Einsatz von Regelenergie vollumfänglich durch den Verursacher getragen werden. Dies gilt ausnahmslos für Verbraucher und Erzeuger, also auch für Kraftwerke. Der VSE begrüsst die Initiative des BFE, die Kostentragung der Netznutzung in einer separaten Arbeitsgruppe zu analysieren, ist aber der Meinung, dass die Vorhaltung der SDL weiterhin von den Endkunden zu tragen ist, analog dem in Deutschland seit Jahren bewährten Modell. Eine **Belastung der Kraftwerke mit SDL-Gebühren** wäre ein **klarer Standortnachteil** für die Schweizer Kraftwerke im europäischen Kontext und würde sich **investitionshemmend** auswirken, mit den entsprechenden Folgen für die Versorgungssicherheit. Die verursachergerechte Umsetzung würde eine deutliche Belastung neuer erneuerbarer Energiequellen bedeuten, aufgrund deren schwankender Erzeugung und entsprechendem Bedarf an Regelleistung, wäre kaum diskriminierungsfrei und deutlich **intransparenter** als heute, da die von den Kraftwerken zu tragenden Kosten letztlich in den Energietarif einfliessen. Nicht zuletzt aus diesen Gründen hat **bereits das EMG ein Ausspreisemodell** für die Schweiz vorgesehen.



Stellungnahme des Sekretariats der Wettbewerbskommission vom 16. Februar 2011 zum Schlussbericht der Arbeitsgruppe Systemdienstleistungen vom 13. Januar 2011

1. Position des Sekretariats der Wettbewerbskommission

Das Sekretariat der Wettbewerbskommission erachtet **einzig eine marktbasierte Beschaffung¹ langfristig als zielführend** in Bezug auf eine effiziente Leistungsbereitstellung. Dies begründet sich einerseits dadurch, dass ein regulatorischer Eingriff vorliegend nicht gerechtfertigt werden kann (Kap. 2). Andererseits werden die Varianten der vollständig regulierten und der teilregulierten Beschaffung aus wettbewerbsökonomischer Sicht negative Auswirkungen zeitigen, während sich die marktbasierte Beschaffung seit ihrer Einführung positiv entwickelt hat (Kap. 3). Das Sekretariat lehnt zudem die gesetzliche Verankerung der teilweisen Verrechnung der SDL-Kosten an Kraftwerke ab (Kap. 4).

2. Keine Grundlagen für eine Regulierung

Wie im Schlussbericht mehrfach angemerkt wird², sind regulatorische Eingriffe grundsätzlich nur bei Vorliegen von Marktversagen und wenn der staatliche Eingriff zu einer Verbesserung führt gerechtfertigt. Marktversagen liegt üblicherweise bei Externalitäten, monopolistischen Bottlenecks, öffentlichen Gütern und im Zusammenhang mit Informationsasymmetrien vor. Ob ein Marktversagen betreffend die Beschaffung von SDL vorliegt, wurde von der Arbeitsgruppe nicht geprüft. In Abwesenheit einer solchen Prüfung und einer daraus folgenden allfälligen Feststellung eines Marktversagens, sind die vorgeschlagenen regulatorischen Eingriffe (vollständig regulierte Beschaffung³ und teilregulierte Beschaffung⁴) gemäss Regulierungstheorie von vornherein abzulehnen. Diesbezüglich ist zu präzisieren, dass (zu) hohe Preise an sich keine Regulierungsmassnahmen erfordern, wenn sie nicht die Folge der oben abschliessend genannten Marktversagen sind.

Unabhängig von diesen regulierungstheoretischen Überlegungen ist darauf hinzuweisen, dass sich die Ausgangslage heute von derjenigen zum Zeitpunkt der Mandatierung der Arbeitsgruppe SDL unterscheidet. So waren die Ursache für das Mandat die relativ hohen Beschaffungskosten von SDL. Die Arbeitsgruppe sollte somit zum Ziel haben, weiterführende Massnahmen zur Kostensenkung von SDL zu erarbeiten und zu prüfen, falls kein wirksamer Wettbewerb aufkommt.⁵ Es ist jedoch festzustellen, dass die Beschaffungskosten im Rahmen der marktbasierten Beschaffung aufgrund diverser Massnahmen zur Wettbewerbsförde-

¹ Schlussbericht, Kap. 6.1.2.

² Schlussbericht, Kap. 6.1, S. 24; Kap. 6.1.1, S. 27, FN 6; Kap. 6.1.3, S. 36, FN 10.

³ Schlussbericht, Kap. 6.1.1.

⁴ Schlussbericht, Kap. 6.1.3.

⁵ Schlussbericht, Kap. 3.5, S. 9 f.

rung von Anfang 2009 bis Ende 2010 markant gesunken sind (um ca. 65%)⁶. Somit ist fraglich, ob die Stossrichtung des Mandats i.S. einer Abkehr von der marktbasierten Beschaffung, insbesondere eine mögliche Verankerung der Andienpflicht, angesichts dieser Entwicklungen überhaupt noch berechtigt ist.

3. Beurteilung der vorgeschlagenen Beschaffungsvarianten

Wir schliessen uns der Stossrichtung des BFE an (Favorisierung der marktbasierten Beschaffung) und unterstützen die diesbezüglich vorgebrachten Argumente.⁷

Sowohl die vollständig regulierte als auch die teilregulierte Beschaffung haben – unabhängig von den oben genannten regulierungstheoretischen Mängeln – gravierende Nachteile, welche durch verschiedene Teilnehmer der Arbeitsgruppe auch dargelegt wurden⁸. Aus wettbewerbspolitischer Sicht sind insbesondere folgende Kritikpunkte hervorzuheben:

Ad Vollständig regulierte Beschaffung

Die vollständig regulierte Beschaffung verunmöglicht den Wettbewerb zwischen den Anbietern von SDL und ist alleine schon deshalb aus wettbewerbspolitischen Gründen abzulehnen. Sie steht auch im Widerspruch zum im StromVG verankerten Liberalisierungsgedanken. Es ist nicht ersichtlich, weshalb der Strommarktliberalisierung – und vorliegend insbesondere der marktbasierten Beschaffung – keine Chance gegeben werden soll, insbesondere nachdem sich die marktbasierte Beschaffung von SDL nach anfänglichen Hürden positiv entwickelt (tiefere Beschaffungskosten und höhere Anzahl der Teilnehmer an den Ausschreibungen)⁹. Eine vollständig regulierte Beschaffung wäre somit ein unnötiger Rückschritt in ein System, welches mit dem StromVG aufgegeben werden sollte.

Abgesehen von der oben genannten grundsätzlichen Kritik zeitigt eine vollständig regulierte Beschaffung negative volkswirtschaftliche Auswirkungen sowohl auf die produktive, allokativen und dynamische Effizienz (Fehlen von Investitionsanreizen und Effizienzanreizen für Kraftwerke, Andienpflicht von Kraftwerken mit hohen Opportunitätskosten, Ausschluss gewisser Anbieter/Verbraucher wie Industrie, SBB etc.) Für eine weiterführende Aufzählung von Nachteilen wird auf die entsprechende Liste im Schlussbericht verwiesen.¹⁰

Schliesslich ist auf die Gefahr hinzuweisen, dass mit einer Regulierung nicht wettbewerbsanaloge Ergebnisse angestrebt werden könnten, sondern die Regulierung darauf abzielen könnte, alle möglichen Marktunvollkommenheiten zu korrigieren (was wiederum im Widerspruch zum im StromVG verankerten Liberalisierungsgedanken steht).

Ad Teilregulierte Beschaffung

Bei der teilregulierten Beschaffung handelt es sich um eine Kompromisslösung, von der sich eine hohe Akzeptanz in der Politik erhofft wird. Sie ist jedoch aus regulierungstheoretischen Überlegungen ebenso abzulehnen wie die vollständige regulierte Beschaffung.

Auch die bezüglich der vollständig regulierten Beschaffung genannten negativen volkswirtschaftlichen Auswirkungen sind bei der teilregulierten Beschaffung nicht auszuschliessen.

⁶ Schlussbericht, Kap. 4, Abbildung 4.1.

⁷ Schlussbericht, Kap. 1.2, S. 6.

⁸ Schlussbericht, Kap. 6.1.1, Tabelle 6.1 und Kap. 6.1.3, Tabelle 6.3.

⁹ Schlussbericht, Kap. 4, Abbildung 4.1 und 4.2.

¹⁰ Schlussbericht, Kap. 6.1.1, Tabelle 6.1.

Ein möglicher Eingriff durch den Regulator ist für die Unternehmen nämlich nur schwierig kalkulierbar. Folglich werden sich die Unternehmen dementsprechend verhalten (Fehlen von Investitions- und Effizienzreizen). Das Eingriffskriterium „ungerechtfertigt hohe Preise“ ist nicht definiert und birgt folglich eine grosse Rechtsunsicherheit. Daran ändern auch die beiden genannten Indikatoren nichts (Vergleichsmärkte, Opportunitätskosten von Referenzunternehmen).¹¹

Schliesslich sind auch die vorgeschlagenen Massnahmen, die von der ElCom im Fall der Feststellung „ungerechtfertigt hoher Preise“ verfügt werden könnten, unbefriedigend. Betreffend die Andienpflicht kann auf obige Ausführungen verwiesen werden. Die Verfügung einer möglichen Preisobergrenze ist aus wettbewerbsrechtlicher Sicht nicht vorbehaltlos zu begrüssen. Einerseits kann nicht ausgeschlossen werden, dass sich die Preise auf dem Niveau der Preisobergrenze angleichen (Preisobergrenze als Focal Point), obwohl sie unter Wettbewerbsverhältnissen längerfristig darunter sinken würden. Andererseits führt auch eine zu tief angesetzte Preisobergrenze zu Ineffizienzen, da Produzenten zu diesen Preisen keine Gebote mehr abgeben.

4. G-Komponente

Die Arbeitsgruppe konnte sich nicht vertieft mit der Problematik der teilweisen Verrechnung der SDL-Kosten an Kraftwerken beschäftigen. Aufgrund des bisherigen Kenntnisstandes lehnt das Sekretariat jedoch die gesetzliche Verankerung einer G-Komponente ab. Wir verweisen hierfür auf die Nachteile, welche von den Teilnehmern der Arbeitsgruppe zusammengetragen wurden, insbesondere auf die Rubriken betreffend ‚Kostensenkungspotenzial‘, ‚Verursachergerechtigkeit‘ und ‚Effekte auf Konsumentenpreise‘.¹²

¹¹ Schlussbericht, Kap. 6.1.3, S. 34.

¹² Schlussbericht, Kap. 6.2, Tabelle 6.4.