



**Schlussbericht** 21.11.2016

---

# **Teilnahme industrieller Regelleistungs- Anbieter am Schweizer SDL-Markt**

Technische und wirtschaftliche Opportunitäten,  
Bewertungsmethodik

---

Freigegeben

**Auftraggeber:**

Bundesamt für Energie BFE  
Forschungsprogramm Industrielle Prozesse  
CH-3003 Bern  
[www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

**Kofinanzierung:**

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE, CH-5001/Aarau

**Auftragnehmer:**

Hochschule Luzern, Technik & Architektur  
Technikumstrasse 21  
CH-6048/Horw  
[www.hslu.ch](http://www.hslu.ch)

**Autoren:**

Dr. Christoph Imboden, HSLU, [christoph.imboden@hslu.ch](mailto:christoph.imboden@hslu.ch)  
Daniel Schneider, HSLU, [daniel.schneider@hslu.ch](mailto:daniel.schneider@hslu.ch)  
Reto Abt, HSLU, [reto.abt@hslu.ch](mailto:reto.abt@hslu.ch)  
Remo Hiltbrunner, HSLU, [remo.hiltbrunner@hslu.ch](mailto:remo.hiltbrunner@hslu.ch)

**BFE Bereichs- und Programmleitung:**

Carina Alles

**BFE Vertragsnummer:**

SI/501086-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

## **Zusammenfassung**

Die Förderung von Anlagen zur Energiegewinnung aus Wind und Sonne erhöht den Bedarf an vorgehaltener Regelleistung. Industrielle Anlagen im Bereich von mehreren 100 kW bilden ein grossenteils ungenutztes Regelleistungs-Potenzial zur Reduktion der Abhängigkeit von hydrologischen Verhältnissen. Der Bericht zeigt Opportunitäten und Potenzialbeurteilung für industrielle Regelleistungs-Anbieter mittlerer und hoher Leistungsklasse. Er betrachtet insbesondere den Retrofit-Fall und berücksichtigt das Zusammenspiel der verschiedenen Marktteilnehmer (Erzeuger, Systemdienstleistungsverantwortlicher, Netzbetreiber, Bilanzgruppen-Verantwortlicher, Händler, Swissgrid). Die besonderen Bedürfnisse, Potenziale und Risiken industrieller Anbieter von Regelleistung werden vertieft betrachtet. Dazu werden praktikable, gut handhabbare Prozessmodelle vorgestellt. Für industrielle Anbieter von Regelleistung ergibt sich ein finanzieller Zuschlag für die Leistungsvorhaltung und für gelieferte oder bezogene Energie. Ferner wird ein Toolset zuhanden industrieller Anbieter vorgestellt, welches im Sinne einer Erstberatung die Selbstbeurteilung von Chancen und Risiken bei einer Teilnahme am Regelleistungsmarkt ermöglicht.

## **Résumé**

La promotion de la production d'électricité éolienne et solaire augmente le besoin de la mise en réserve de puissance de réglage. Les installations industrielles d'une puissance nominale de plusieurs centaines de kilowatts offrent un potentiel largement inutilisé de réserves de puissance de réglage, réduisant ainsi la dépendance aux conditions hydrologiques. Ce rapport montre les opportunités et une évaluation du potentiel pour les installations industrielles de classe de puissance supérieure et moyenne. Il examine en particulier le cas de la modernisation et la coopération entre les différents acteurs du marché (générateur, prestataire de services-système, gestionnaire de réseau de distribution, responsable de groupe-bilan, négociant, Swissgrid). Les besoins, potentiels et risques particuliers des fournisseurs industriels de réserves de puissance de réglage sont présentés en profondeur et des modèles de processus réalisables et simples à utiliser sont présentés. Les fournisseurs industriels de réserves de puissance de réglage reçoivent un revenu supplémentaire pour la mise en réserve de puissance de réglage et pour l'alimentation ou la consommation d'énergie de réglage. En outre, une boîte d'outils est présentée aux fournisseurs industriels qui, en tant que consultation initiale, permet une auto-évaluation des chances et des risques de participation au marché des réserves de puissance de réglage.

## **Abstract**

Promoting wind and solar power generation increases the need for control reserves. Industrial units with nominal power of several hundred kilowatts offer a vastly unused potential of control reserves, reducing the dependency on hydrological conditions. The report identifies opportunities and a potential assessment for industrial generating units of upper and mid-range power class. It particularly considers the case of retrofit and discusses the cooperation between the miscellaneous market players (generator, ancillary service provider, distribution system operator, balance group manager, supplier, Swissgrid). The particular needs, potentials and risks of industrial suppliers of control reserves are presented in depth and feasible and simple to use process models are presented. Industrial suppliers of control reserves receive additional revenue for provision of control power and for supply or consumption of control energy. Furthermore a toolkit is presented for use by industrial suppliers, which, as initial consultation, allows for a self-assessment of chances and risks of participation in the control reserves market.

## Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis.....	8
Definitionen.....	10
1 Einleitung.....	12
1.1 Ausgangssituation .....	12
1.2 Problemstellung und Zielsetzung .....	13
1.3 Abgrenzung .....	15
1.4 Vorgehen .....	15
1.5 Struktur der Arbeit .....	15
2 Regelleistungsmarkt.....	17
2.1 Regelleistung .....	17
2.1.1 Primärregelung.....	19
2.1.2 Sekundärregelung .....	19
2.1.3 Tertiärregelung.....	20
2.1.4 Vergleich Sekundär- zu Tertiärregelung.....	23
2.2 Marktteilnehmer .....	23
2.2.1 ElCom.....	24
2.2.2 ÜNB/TSO (Swissgrid) .....	25
2.2.3 Bilanzgruppenverantwortlicher (BGV) .....	25
2.2.4 Verteilnetzbetreiber (VNB).....	25
2.2.5 Systemdienstleistungsverantwortlicher (SDV).....	26
2.2.6 Lieferant/Erzeuger (LF/EZ) .....	27
2.2.7 Erzeugungseinheit (EZE).....	27
2.2.8 Zwischenfazit.....	28
2.3 Hauptgeschäftsfälle.....	29
2.3.1 Präqualifikation .....	30
2.3.2 Anbindung an Regelpool .....	30
2.3.3 Angebotserstellung/Vorhaltung.....	31
2.3.4 Energielieferung .....	32
2.3.5 Abrechnung .....	33
2.3.6 Zwischenfazit.....	36
2.4 Vergleich DACH .....	37
2.4.1 Sekundärregelung .....	37
2.4.2 Tertiärregelung/Minutenreserve .....	38
2.4.3 Abschaltbare Lasten (Deutschland).....	40
2.5 Chancen/Risiken .....	42

3	Geschäftsmodell.....	50
3.1	Absicht und Vorgehen .....	50
3.2	Systemabgrenzung .....	50
3.3	Erläuterung des Business Model Canvas.....	51
3.4	Modellierung .....	52
3.5	Zwischenfazit.....	55
4	Sensitivitätsmodell .....	57
4.1	Absicht und Vorgehen .....	57
4.2	Systemabgrenzung .....	57
4.3	Modellierung .....	58
4.3.1	Übersichtsbild.....	59
4.3.2	Qualität_.....	61
4.3.3	Risiko_ .....	63
4.3.4	Betriebsaufwand_ .....	64
4.3.5	Opportunitätskosten_ .....	65
4.4	Sensitivitätsmodelle für drei Industriesegmente .....	66
4.4.1	Sensitivitätsmodell eines Betriebs der Papierherstellung .....	66
4.4.2	Sensitivitätsmodell eines Biogas BHKW .....	70
4.4.3	Sensitivitätsmodelle eines Betriebs der Zementproduktion.....	74
5	Charakterisierung von Anlagen .....	79
5.1	Allgemeines .....	79
5.2	Kosten.....	79
5.3	Risiko .....	81
5.4	Regelleistungspotenzial.....	82
5.5	Anlagenmodell .....	84
5.6	Zwischenfazit.....	85
6	Abschätzung des Regelleistungspotenzials.....	86
6.1	Wirtschaftlich adressierbares Potenzial.....	86
6.2	Regelleistungspotenzial ausgewählter Branchen .....	86
6.2.1	Zement / Beton .....	88
6.2.2	Papier/Druck .....	88
6.2.3	Chloralkalielektrolyse .....	89
6.2.4	Abwasserreinigungsanlagen.....	89
6.2.5	Wasserversorgung.....	89
6.2.6	Kehrichtverbrennungsanlagen .....	90
6.2.7	Fernheizkraftwerke .....	92

6.2.8	Branchen ohne Potenzial .....	93
6.3	Regelleistungspotenziale ausgewählter Unternehmen .....	93
6.3.1	Blockheizkraftwerke (BHKWs).....	93
6.3.2	Notstromaggregate .....	94
6.4	Upside Potenzial im industriellen Bereich .....	95
6.5	Zwischenfazit.....	96
7	Segmentierung des Anbietermarktes .....	99
7.1	Segmentierungskriterien.....	99
7.2	Segmentierung .....	100
7.3	Zwischenfazit.....	101
8	Erfolgspotenziale und Hemmnisse.....	102
8.1	Erfolgspotenziale.....	102
8.2	Hemmnisse.....	103
8.2.1	Technische/prozesstechnische Hemmnisse.....	103
8.2.2	Regulatorische Hemmnisse .....	105
8.2.3	Wirtschaftliche Hemmnisse .....	105
8.3	Zwischenfazit.....	106
9	Toolset.....	107
9.1	Grundlageninformationen .....	107
9.1.1	Dokument: Teilnahme von industriellen Anbietern am Schweizer Regelleistungsmarkt.....	107
9.1.2	Fachtagung .....	107
9.1.3	Webauftritt.....	108
9.2	Business Cases.....	108
10	Verifikation der Ergebnisse .....	110
10.1	Methodik .....	110
10.2	Verifikation TRL .....	110
10.2.1	Device under test: KVA Renergia, Perlen .....	110
10.2.2	Hypothesen .....	111
10.2.3	Verifikation .....	112
10.3	Verifikation SRL .....	115
10.3.1	Device under test: KVA Thun.....	115
10.3.2	Hypothesen .....	116
10.3.3	Verifikation .....	117
10.4	Zwischenfazit.....	117
11	Fazit .....	119

Literaturverzeichnis.....	120
Anhang A .....	127

## Abkürzungsverzeichnis

BG	Bilanzgruppe
BGV	Bilanzgruppenverantwortlicher
DACH	Deutschland, Österreich, Schweiz
ElCom	Eidgenössische Elektrizitätskommission
EnG	Energiegesetz
Entso-E	European network of transmission system operators for electricity
EU	Europäische Union
EZE	Erzeugungseinheit
HSLU	Hochschule Luzern
KEV	Kostendeckende Einspeisevergütung
LF/EZ	Lieferant/Erzeuger
MWh*	Vorgehaltene Leistung je MW, je vorgehaltener Stunde
NC LFCR	Network Code on Load Frequency Control and Reserves
PRL	Primärregelleistung
PSKW	Pumpspeicherkraftwerk
RL	Regelleistung
SDL	Systemdienstleistung
SDV	Systemdienstleistungsverantwortlicher, im Fall von gepoolten Angeboten auch Regelpoolbetreiber
SRE	Sekundärregelenergie
SRL	Sekundärregelleistung
SRL+	Positive Sekundärregelleistung
SRL-	Negative Sekundärregelleistung
TMP	Thermomechanical pulp
TRE	Tertiärregelenergie
TRE+	Positive Tertiärregelenergie
TRE-	Negative Tertiärregelenergie
TRL	Tertiärregelleistung
TRL+	Positive Tertiärregelleistung
TRL-	Negative Tertiärregelleistung
TSO	Transmission System Operator
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber
SOL	Sofort abschaltbare Lasten



SNL

Schnell abschaltbare Lasten

PESTEL

Political (politisches Umfeld), Economic (Ökonomisches Umfeld), Social-cultural (sozial-kulturelles Umfeld), Technological (technologische Rahmenbedingungen), Environmental (Umwelt), Legal (Rechtliche Aspekte)

Im folgenden Text werden die Fachabkürzungen SDL, SRL, SRL+, SRL-, TRL, TRL+, TRL- und MWh\* besonders häufig verwendet. Die übrigen Fachabkürzungen werden in der Regel in Abbildungen und Tabellen verwendet.

## Definitionen

Erzeugungseinheit (EZE)	<p>Die Erzeugungseinheit wird im Rahmen der Präqualifikation abgegrenzt und kann aus konventioneller Produktion (Kraftwerke) oder aus Lasten (Batterien, Wärmespeicher, etc.) bestehen (Reithofer, et al., 2013, S. 5).</p> <p>Wir verstehen insbesondere industrielle Erzeugungseinheiten als industrielle Anlagen, die sich für den Regelleistungsbetrieb entweder direkt gegenüber Swissgrid oder eingebettet in einem Regelpool eignen.</p>
Lieferant/Erzeuger (LF/EZ)	Der Lieferant/Erzeuger ist für die Energieversorgung des Endkunden resp. für die Abnahmen erzeugter Energie verantwortlich. Dabei richtet er sich nach dem Energieliefer- bzw. Energieübernahmevertrag (Reithofer, et al., 2013, S. 10). Siehe auch Kapitel 2.2.6.
Negative Sekundärregelleistung (SRL-)	Sekundärregelleistung, die aus dem Netz der Swissgrid bezogen wird.
Negative Tertiärregelleistung (TRL-)	Tertiärregelleistung, die aus dem Netz der Swissgrid bezogen wird.
Positive Sekundärregelleistung (SRL+)	Sekundärregelleistung, die ins Netz der Swissgrid eingespeist wird.
Positive Tertiärregelleistung (TRL+)	Tertiärregelleistung, die ins Netz der Swissgrid eingespeist wird.
Primärregelleistung (PRL)	Die Primärregelung ist die erste Stufe des Regelvorgangs und wird bei Bedarf innerhalb von wenigen Sekunden aktiviert. Dazu wird die Frequenz des Netzes laufend direkt vor Ort von den einzelnen Erzeugungseinheiten überwacht und entsprechend autonom geregelt (Swissgrid, 2010 (b), S. 4). Siehe auch Kapitel 2.1.1.
Regelenergie (RE)	Bei Regelenergie handelt es sich um Energie, welche beim Abruf von vorgehaltener Leistung über eine gegebene Zeit von einer Erzeugungseinheit ins Netz abgegeben oder bezogen wird (Reithofer, et al., 2013, S. 5).
Regelleistung (RL)	Regelleistung ist die mit Regelenergie verknüpfte Leistung. Siehe auch Kapitel 2.1.
Regelpool	Ein Regelpool fasst mehrere Erzeugungseinheiten in einer gemeinsam bewirtschafteten Gruppe zusammen. Der Regelpool wird von einem Systemdienstverantwortlichen betrieben.
Sekundärregelleistung (SRL)	Die der Erbringung der Sekundärregelung dienende Leistung. Die Sekundärregelung dient der Einhaltung des gewollten Energieaustauschs einer Regelzone mit dem übrigen UCTE-Verbund bei gleichzeitig integraler Stützung der Frequenz bei 50 Hz. Im Falle eines Ungleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch wird Sekundärregelleistung durch den zentralen Netzregler automatisch bei den eingebundenen Kraftwerken abgerufen. (Swissgrid, 2010 (b), S. 4). Siehe auch

### Kapitel 2.1.2.

#### Systemdienstleistung (SDL)

Reithofer et al. beschreiben Systemdienstleistungen als die für den sicheren Betrieb des Stromnetzes benötigten Hilfsdienste (2013, S. 5) (siehe auch Kapitel 2.1). In der Literatur wird der Begriff Systemdienstleistung je nach Kontext synonym verwendet für Regelleistung.

#### Systemdienstleistungsverantwortlicher

Der Systemdienstleistungsverantwortliche vermarktet und verwaltet Erzeugungseinheiten aus einer eigenen oder fremden Bilanzgruppe. Er erfüllt die Anforderungen der Swissgrid an Systemdienstleistungsverantwortliche (z.B. (Reithofer, et al., 2013)). Verwaltet er gepoolte Erzeugungseinheiten, wird er auch Regelpoolbetreiber genannt.

#### Tertiärregelleistung (TRL)

Die der Erbringung der Tertiärregelung dienende Leistung. Die Tertiärregelung wird eingesetzt, um grössere und länger andauernde Regelabweichungen auszugleichen. (Swissgrid, 2010 (b), S. 5). Siehe auch Kapitel 2.1.3.

#### TSO

Transmission System Operator (European Network of Transmission System Operators for Electricity).

## 1 Einleitung

### 1.1 Ausgangssituation

In der Energiestrategie 2050 und dem am 30.9.2016 verabschiedeten ersten Massnahmenpaket bekunden Bundesrat und Parlament der Schweiz den Willen zu einem strukturellen Wandel der Schweizerischen Energiewirtschaft. So sollen bestehende Atomkraftwerke am Ende ihrer betrieblichen Laufzeit nicht ersetzt und fossile Energieträger durch erneuerbare Energieträger ersetzt werden (Bundesrat, Erläuternder Bericht zur Energiestrategie 2050 (Vernehmlassungsvorlage), 2012), (Energiegesetz [EnG] vom 30.9.2016). Der Kapazitätsausbau neuer erneuerbarer Energiequellen wird gezielt gefördert (siehe Kasten). Dies umfasst insbesondere auch Anlagen zur Energiegewinnung aus Wind und Sonne. Dadurch erhöhen sich der Anteil an schlecht prognostizierbaren Energieerzeugern, und der Bedarf an vorgehaltener Regelenergie (RE) in den drei Stufen Primärregelleistung (PRL), Sekundärregelleistung (SRL) und Tertiärregelleistung (TRL) (Niggli, 2009, S. 19-20). Swissgrid ist im Auftrag des Bundes unter anderem zuständig für die Sicherung der Netzstabilität im Schweizerischen Höchstspannungsnetz. Die dazu notwendige Regelenergie (RE) bezieht Swissgrid über den Systemdienstleistungs-Markt (SDL-Markt). 2014 beträgt die von Swissgrid ausgeschriebene Regelleistung (RL) ca.  $\pm 400$  MW für SRL und ca. +450 / -390 MW für TRL (Swissgrid, 2015 (c), S. 5-6).

Industrielle Stromproduzenten bilden ein grossenteils noch ungenutztes Regelleistungs-Potenzial. So beträgt allein die installierte elektrische Nennleistung der 30 Schweizerischen Kehrlichtverbrennungsanlagen 349 MW (BFE, 2012, S. 41), wovon bis November 2015 zehn Anlagen bereits als TRL Lieferanten angemeldet sind (Swissgrid, 2015 (f)). Im Rahmen verschiedener Arbeiten wird das Potenzial spezifischer Branchen zur Erbringung von Regelleistung untersucht: Koch et al. (2011) klären zunächst die Aufgaben und Anwendungen des Lastmanagement unter den aktuellen und künftigen Rahmenbedingungen des elektrischen Energiesystems. In der Einführung von dynamischem Lastmanagement im Endkundenbereich sehen sie ein grosses Potenzial zur Flexibilisierung des Systembetriebs. Im Rahmen einer Studienarbeit untersuchen Chacko et al. (2012) die Prozesse zur Erbringung von Regelenergie durch dezentrale Anlagen wie Boiler und Wasserpumpen. Müller et al. (2013) (Verein Infracore) untersuchen das Lastverschiebungspotenzial von Abwasserreinigungsanlagen, Wasserversorgungen und Kehrlichtverbrennungsanlagen in der Schweiz. Die Untersuchung findet ihre Fortsetzung im BFE-Leuchtturmprojekt *Regelpooling mit Infrastrukturanlagen*, welches im Jahr 2016 abgeschlossen wird (Müller & Vogelsanger, 2014). Das BFE Projekt *WARMup* optimiert die Bewirtschaftung von Wärmepools als Erzeugungseinheiten (Pfaffen & Werlen, 2013 (a)). Es findet seine Fortsetzung in einem laufenden Pilotversuch (Pfaffen & Werlen, 2013 (b)). Mit Tiko (BeSmart) hat Swisscom zusammen mit dem BFE ein Leuchtturmprojekt zur

(Bundesrat, 2012, S. 45-46):

Im Jahr 2007 hat das Parlament mit der Revision des Energiegesetzes (EnG) festgelegt, dass die jährliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2030 gegenüber dem Stand des Jahres 2000 um mindestens 5,4 Terawattstunden (TWh) erhöht werden muss. Als Hauptinstrument zur Erreichung dieses Ziels hat das Parlament per 1. Januar 2009 die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) eingeführt. Die KEV ist für folgende Technologien vorgesehen: Wasserkraft (bis 10 MW), Photovoltaik, Windenergie, Geothermie, Biomasse und Abfälle aus Biomasse.

[...] ]

Die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien soll schrittweise erhöht werden (Szenario *Neue Energiepolitik*). Bis 2035 werden 11,94 TWh, bis 2050 rund 24,22 TWh Strom aus *neuen* erneuerbaren Energieträgern angestrebt.

(Energiegesetz [EnG] vom 30.9.2016):

Art. 1 Zweck

1 Dieses Gesetz soll zu einer ausreichenden, breit gefächerten, sicheren, wirtschaftlichen und umweltverträglichen Energieversorgung beitragen.

2 Es bezweckt:

- a. die Sicherstellung einer wirtschaftlichen und umweltverträglichen Bereitstellung und Verteilung der Energie;
- b. die sparsame und effiziente Energienutzung;
- c. den Übergang hin zu einer Energieversorgung, die stärker auf der Nutzung erneuerbarer Energien, insbesondere einheimischer erneuerbarer Energien, gründet.

Bewirtschaftung und Nutzung verteilter Speicher zur Regelleistungserbringung gestartet (Swisscom Media Relations, 2014). Berner et al. (2014) betrachten im Projekt *Flexlast* den Einsatz von Grossverbrauchern zur Bereitstellung von SRL am Beispiel der Tiefkühlanlagen des Migros Verteilzentrums in Neuendorf. Werlen et al. (2014) analysieren ferner die Wirtschaftlichkeit der Verwertung von Biogasanlagen in einem Regelpool. Koller et al. (2015) berichten über die Nutzung eines 1 MW / 580 kWh<sub>Nom</sub> Li-Ionen-Batteriespeichers als Primärregelleistungsreserve als einem von mehreren möglichen Geschäftsfällen. Oudalov et al. (2016) berichten über den wirtschaftlich sinnvollen Einsatz grosser Li-Ionen-Batteriespeicher (>20 MW) im Systemdienstleistungsmarkt.

In Deutschland existiert eine Reihe von Untersuchungen aus den letzten Jahren zu Lastverschiebung und Regelleistungspotenzialen in der Industrie. Während Klobasa (2009) eher die technische Umsetzbarkeit von Regelleistungs-Anforderungen betrachtet, ermitteln verschiedene Autoren wie von Roon und Gobmaier (2010), DENA (2010, S. 419-427), Marquardt (2012), Apel et al. (2012), Klobasa et al. (2013) und Langrock et al. (2015) das technische und wirtschaftliche Potenzial sowie die Hemmnisse bei der Realisierung von Regelleistungs-Potenzialen für teils unterschiedliche Schwerpunkte und Branchen. In Österreich beschreiben Schmidthaler et al. (2014) die technischen und ökonomischen Rahmenbedingungen für eine umfassende Implementierung von Lastverschiebung. Übergeordnet fördert die EU im Rahmen des *Strategic Energy Technologies Plan* (SET-PLAN) unter anderem Forschung zur Stabilisierung der Elektrizitätsnetze (EC, 2015). Als Initiative innerhalb des SET Plans stellt die European Electricity Grid Initiative (EEGI) ein Budget von 70 Millionen € für das Functional Project TD2 *The integration of demand side management in TSO operations* bereit, sowie weitere 50 Millionen € für das Functional Project TD3 *Ancillary services provided by DSOs*. Der Abschluss beider Programme ist für 2018 geplant (EEGI, 2010). Die Ergebnisse dieser Arbeiten fliessen insbesondere in die folgenden Betrachtungen der Marktpotenziale verschiedener Branchen und Technologien mit ein.

Burger, Scherer und Beck (2011) postulieren ein Pooling verteilter Erzeugungseinheiten zur Erzeugung von TRL. Das Pooling verfolgt das Ziel den TRL-Markt für die Regelleistungserbringung mit den - dem Systemdienstleistungsverantwortlichen zugeordneten - Erzeugungseinheiten aus nicht eigenen Bilanzgruppen zu öffnen. Sie adressieren insbesondere Kleinstwasser- und Biomassekraftwerke, Industrie- sowie Kehrlichtverbrennungsanlagen, aber auch Notstromaggregate oder Kühlhäuser. In ihrer Publikation beschreiben sie den Abwicklungsmechanismus für die TRL-Regelpools. Als Herausforderung nennen sie die Entschädigungsregelung der Bilanzgruppenverantwortlichen und Energielieferanten für den erzeugten individuellen Mehraufwand. Mit der Branchenempfehlung *Anbindung von Regelpools an den Schweizer SDL-Markt* hat der VSE mittlerweile unter Mitwirkung der Swissgrid AG und weiterer Marktteilnehmer ein Regelwerk geschaffen, das die Bündelung von kleineren Erzeugungseinheiten zu Regelpools unterstützt (Reithofer, et al., 2013). Das Dokument zielt auf eine einheitliche Branchenlösung zur Gewährleistung eines stabilen Netzbetriebs und effiziente Pooling-Prozesse, welche auch im Rahmen dieser Arbeit nutzbar sind.

## 1.2 Problemstellung und Zielsetzung

Swissgrid als Schweizer TSO beschafft die Leistungsvorhaltung und die Regelenergie gemäss den gesetzlichen Grundlagen nach transparenten, diskriminierungsfreien und marktbasierten Verfahren. Da die Mengen immer über eine Auktion vermarktet werden, existieren keine fixen Preise wie in Abbildung 1 erkennbar ist.

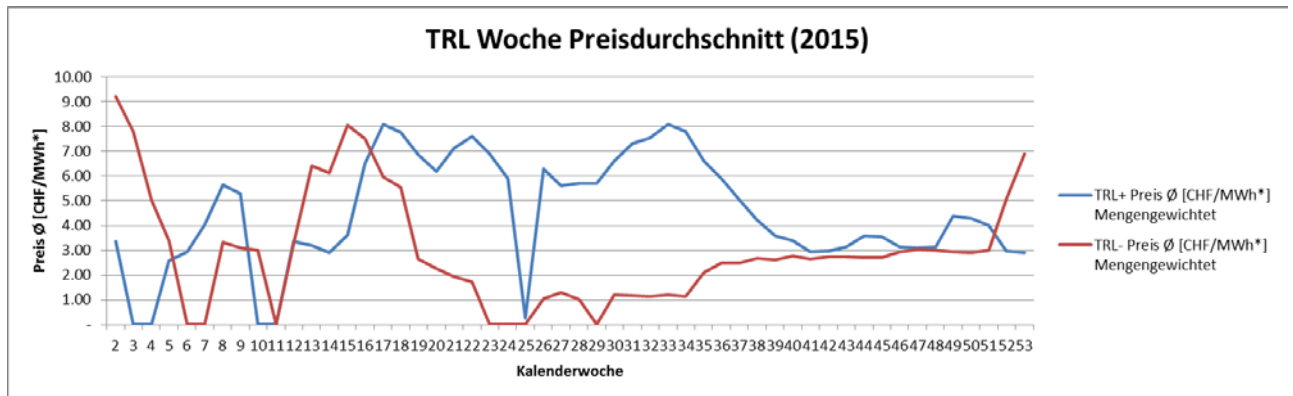


Abbildung 1: Durchschnittspreise in CHF pro MWh\* (MW und vorgehaltene Stunde h\*), für TRL+ und TRL-, Wochenprodukte, 2015. In Kalenderwochen ohne Preis wurde kein Zuschlag für Wochenprodukte erteilt. Datenquelle: (Swissgrid, 2016 (a)).

Die Angebote für die Leistungsvorhaltung werden aktuell von Wasserkraftwerken dominiert. Um wenig liquide Phasen aufgrund von hydraulischen Zyklen zu vermeiden, werden Anstrengungen zu einer technologischen Diversifikation unternommen (Chacko A. , 2014, S. 44). Dies eröffnet auch industriellen Teilnehmern die Möglichkeit geeignete Anlagen für Regelleistung einzusetzen.

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit werden technische und wirtschaftliche Hemmnisse der Industrie für eine Teilnahme am Regelleistungs-Markt im Detail identifiziert und untersucht. Darauf aufbauend wird potenziellen industriellen Anbietern ein Instrumentarium für den Teilnahme-Entscheid angeboten. Dazu werden die kritischen Rahmenbedingungen der relevanten Marktteilnehmer aufgezeigt und hinterfragt, und die wichtigsten technischen und wirtschaftlichen Potenziale und Hemmnisse identifiziert. Anschliessend werden technische und kommerzielle Lösungsmöglichkeiten aufgezeigt, analysiert und bewertet, Realisierbarkeit und Nutzen des Lösungsvorschlags nachgewiesen. Die Relevanz industrieller Anlagen für den Regelleistungsmarkt der Schweiz wird anhand einer bottom up ermittelten Potenzial-Untergrenze ausgewiesen.

Eine erste Verifikation der Erkenntnisse und Lösungsvorschläge soll zunächst auf der Basis des Kehrichtverbrennungs-Neubaus der Renergia Zentralschweiz AG in Perlen geschehen,<sup>1</sup> welcher per Anfang 2016 mit TRL- in den Regelleistungsmarkt eintritt. Weitere praktische Erprobungen sind im Rahmen dieser Arbeit vorgesehen, wobei die beteiligten Industrien noch zu identifizieren sind.

Die aus der Arbeit gewonnen Erkenntnisse unterstützen die Entwicklung von Regelleistungs-Produkten auf Anbieter- und Nachfragerseite. Sie tragen wesentlich bei zur Sicherstellung des Angebots vorgehaltener Leistung für den künftigen Strommarkt, für den mit einem weiteren markanten Anstieg schlecht prognostizierbarer Energiequellen zu rechnen ist. Somit leistet die Arbeit einen relevanten Beitrag zur langfristigen Sicherstellung eines hochwertigen Stromnetzes. Dabei wird insbesondere auf die spezielle Situation industrieller Stromanbieter eingegangen, deren Anlagensteuerbarkeit weitgehend durch die Trägheit der industriellen Prozesse mitbestimmt wird. Nicht zuletzt soll auch ein ökonomisch und ökologisch sinnvoller Zusatznutzen für industrielle Regelleistungs-Anbieter aufgezeigt werden.

<sup>1</sup> Kehrichtverbrennungsanlagen produzieren CO<sub>2</sub> neutrale Energie und kommen z.T. in den Genuss der KEV des Bundes. Das Projekt Renergia in Perlen ersetzt die 40 Jahre alte KVA REAL in Emmenbrücke. Die Betreiber der KVA REAL haben bereits seit 27.10.2010 Erfahrung als TRL-Anbieter. Die Inbetriebnahme des Neubaus in Perlen fand zu Beginn des Jahres 2015 statt.

### 1.3 Abgrenzung

Die vorliegende Arbeit fokussiert auf geeignete Massnahmen zur Verbesserung der Netzstabilität. Eine betriebswirtschaftliche Optimierung industrieller Ressourcen aus der Optik eines einzelnen Betriebes wird daher nicht vertieft. Insbesondere werden Optimierungsfragen rund um den Stromhandel nicht explizite berücksichtigt. Ferner fokussiert die Recherche auf industrielle Anlagen grösserer Leistung, mit mehreren Hundert kW potenzieller Regelleistung.

### 1.4 Vorgehen



Abbildung 2: Übersicht der Arbeitspakete und der erwarteten Ergebnisse.

Abbildung 2 zeigt das Vorgehen im Projekt mit den zugehörigen Zielen und Zwischenzielen. In einem ersten Schritt (Abbildung 2: WP1) werden die Situation und die Logik im Regelleistungsmarkt der Schweiz analysiert, die relevanten Eigenschaften industrieller Anlagen für eine Teilnahme am Regelleistungsmarkt erfasst und Potenziale und Hemmnisse, welche sich aus dem Regelleistungsmarkt für die Industrie ergeben, aufgezeigt. In einem zweiten Schritt (Abbildung 2: WP2) wird ein Toolset zuhanden industrieller Teilnehmer entwickelt, welches die Beurteilung der Marktchancen durch die Industrie unterstützt. Im folgenden Schritt (Abbildung 2: WP3) werden die Resultate in der Praxis verifiziert.

Der vorliegende Schlussbericht beschreibt die Resultate aus WP1 bis WP4 (Abbildung 2, Schlussbericht). Die im Rahmen der Arbeit eingesetzten Methoden werden wo sinnvoll zu Beginn der entsprechenden Kapitel erläutert.

### 1.5 Struktur der Arbeit

Der Bericht ist wie folgt gegliedert: Kap.2 erläutert die wesentlichen Mechanismen des Regelleistungsmarktes mit Berücksichtigung der Erwartungen und Rollen der relevanten Marktteilnehmer, einer Beschreibung der für die Industrie relevanten Geschäftsfälle und der Chancen und Risiken, die sich aus dem Regelleistungsmarkt für die Industrie ergeben. Ein Ausblick auf die Marktregeln in Deutschland und Österreich, sowie auf die durch Entso-E definierten Marktregeln, zeigt mögliche künftige Entwicklungen der Regelleistungs-Produkte auf. Kap. 3 erläutert das in der heutigen Praxis angetroffene Geschäftsmodell mit Einbezug von Regelpoolbetreibern. Kap. 4 zeigt die durch Feldforschung identifizierten kritischen Erfolgsfaktoren (KEF) aus Sicht der Industrie und stellt in qualitativer Weise die logischen Zusammenhänge zwischen Zielgrössen und kritischen Erfolgsfaktoren in Form eines Sensitivitätsmodells dar. Kap. 5 beschreibt die für die Potenzialanalyse von Anlagen relevanten Faktoren. Kap. 6 legt bottom up das durch die Feldforschung identifizierte Regelleistungspotenzial dar, vergleicht das Resultat mit Studien aus Deutschland und Kap. 7 bricht es herunter auf einzelne Segmente. Kap. 8 legt die durch Feldarbeit evaluierten Erfolgspotenziale und Hemmnisse für die Teilnahme industrieller Anbieter im Regelleistungsmarkt dar.

Markt dar. Kap. 9 stellt das zuhanden der Industrie erarbeitete Toolset vor. Kap. 10 beschreibt die durchgeführten Verifikationen der vorhergehenden Kapitel, und Kap. 11 schliesslich schliesst den Bericht mit einem allgemeinen Fazit ab.



## 2 Regelleistungsmarkt

Unter *Systemdienstleistungen* (SDL) versteht man in der Elektrizitätsversorgung jene Hilfsdienstleistungen, die Netzbetreiber neben der Übertragung und Verteilung elektrischer Energie zusätzlich erbringen. Es kann dabei zwischen den folgenden Systemdienstleistungs-Arten unterschieden werden (Swissgrid, 2015 (d), S. 1-2):

- Regelleistung
  - Primärregelleistung (PRL)
  - Sekundärregelleistung (SRL)
  - Tertiärregelleistung (TRL)
- Spannungshaltung
- Kompensation von Wirkleistung
- Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit
- Systemkoordination
- Betriebliche Messungen

Die in dieser Arbeit relevanten SDL sind SRL und TRL.

### 2.1 Regelleistung

Das elektrische Netz kann keine relevante Menge elektrischer Energie speichern. Aus diesem Grund wird mit Erbringung von Regelleistung ein stetes Gleichgewicht zwischen ins Netz eingespeister und vom Netz ausgespeister elektrischer Leistung angestrebt. Eine Abweichung vom Gleichgewicht äussert sich in einer Änderung der Netzfrequenz: wird mehr Leistung ins Netz eingespeist als ausgespeist, steigt die Netzfrequenz. Wird weniger Leistung ins Netz eingespeist als ausgespeist, sinkt die Netzfrequenz.

Bei Regelennergie handelt es sich um Energie, welche beim Abruf von vorgehaltener Leistung über eine gegebene Zeit von einer Erzeugungseinheit ins Netz abgegeben oder bezogen wird (Reithofer, et al., 2013, S. 5). Regelleistung ist die mit Regelennergie verknüpfte Leistung. Weil Swissgrid über keine eigenen Kraftwerke verfügt, beschafft sie die vorgehaltene Regelleistung („Regelleistungsvorhaltung“) und die Regelennergie gemäss den gesetzlichen Grundlagen nach transparenten, diskriminierungsfreien und marktbasierten Verfahren von Dritten. Innerhalb des synchronen Strom-Verbundnetzes der Entso-E in Europa wird das Gleichgewicht zwischen ein- und ausgespeister Leistung durch einen dreistufigen Prozess realisiert. Die dafür nötigen Produkte Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung unterscheiden sich insbesondere in der Reaktionszeit (Abbildung 3).

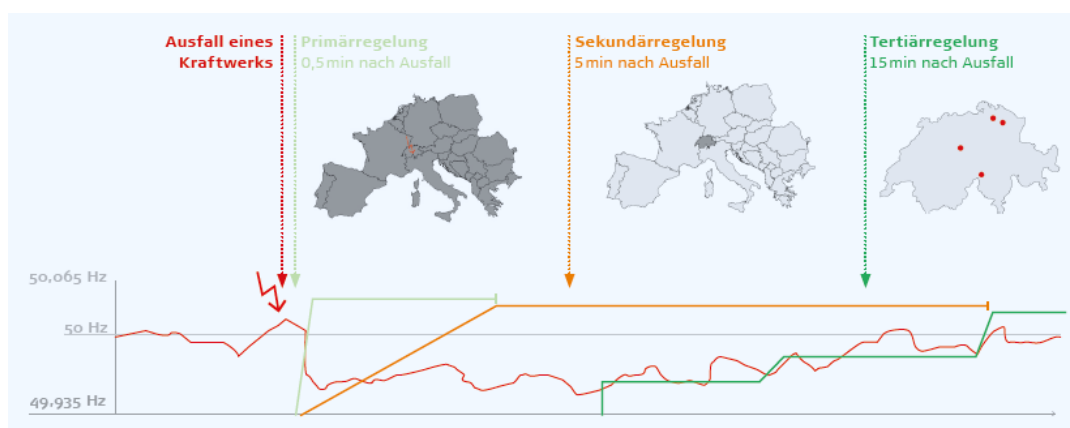


Abbildung 3: Dreistufiger Regelungsprozess (Swissgrid, 2015 (d), S. 2)

Weiter kann Regelleistung unterteilt werden in:

- **Positive Regelleistung**

Positive Regelleistung kommt zum Einsatz, wenn mehr Energie verbraucht als produziert wird. In diesem Fall fordert Swissgrid Regelernergie von Regelleistungs-Anbietern an. Positive Regelleistung kann durch Erhöhung der Stromproduktion oder durch Reduktion des Stromverbrauchs erbracht werden.

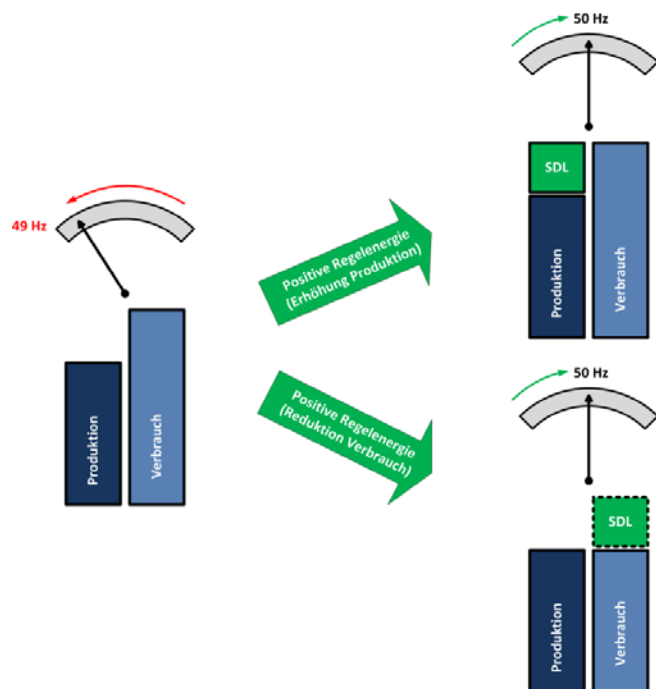


Abbildung 4: Positive Regelleistung

- **Negative Regelleistung**

Negative Regelleistung kommt zum Einsatz, wenn mehr Energie produziert als verbraucht wird. In diesem Fall stellen Regelleistungs-Anbieter negative Regelleistung durch Reduktion der Stromproduktion oder Erhöhung des Stromverbrauchs bereit.

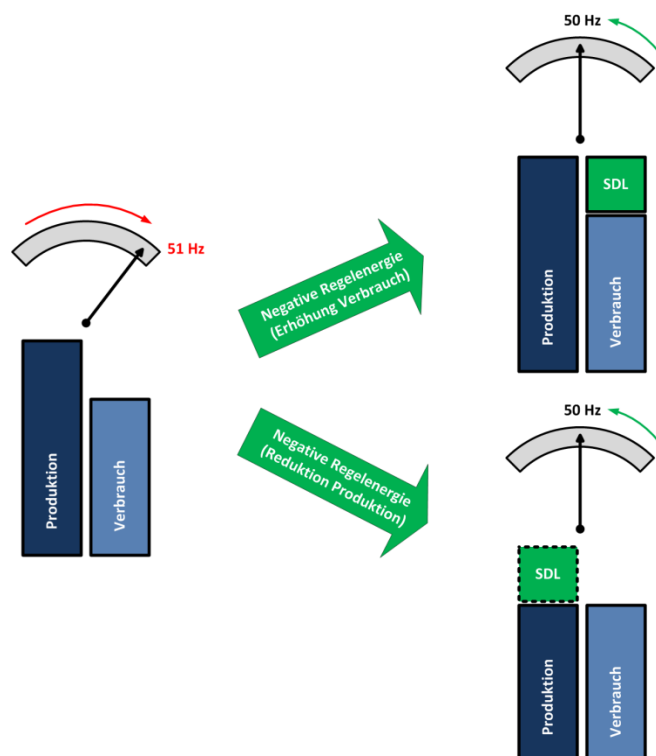


Abbildung 5: Negative Regelleistung

### 2.1.1 Primärregelung

Die Primärregelung ist die erste Stufe des Regelvorgangs und wird bei Bedarf innerhalb von wenigen Sekunden aktiviert. Dazu wird die Frequenz des Netzes laufend direkt vor Ort von den einzelnen Erzeugungseinheiten überwacht und entsprechend autonom geregelt (Swissgrid, 2010 (b), S. 4).

### 2.1.2 Sekundärregelung

Die Sekundärregelung wird im Falle eines Ungleichgewichts nach wenigen Sekunden automatisch durch Swissgrid bei den eingebundenen Erzeugungseinheiten aktiviert. Falls die Ursache für die Regelabweichung nach 15 Minuten noch nicht beseitigt ist, wird die Sekundärregelung von der Tertiärregelung abgelöst (Swissgrid, 2010 (b), S. 4).

#### Vorhaltung von Sekundärregelleistung (SRL)

Die Nachfrage für SRL wird von Swissgrid jeweils für eine Vorhaltungsdauer von einer Woche (Montag 00:00 Uhr – Sonntag 24:00 Uhr) ausgeschrieben. SRL kann gegenüber Swissgrid nur symmetrisch, d.h. mit zugleich positiver (SRL+) wie auch negativer (SRL-) Regelleistung angeboten werden. Die angebotene vorgehaltene Leistung muss minimal  $\pm 5$  MW betragen und kann in 1 MW-Schritten erhöht werden (Swissgrid, 2014 (a), S. 2-3). In Abbildung 6 ist ersichtlich welches Gesamtvolumen SRL in MWh\* im Jahr 2014 zu welchen Preisen von Swissgrid vergeben wurde. Bei einem Handelsvolumen von rund 3.4 TWh\* und 94.4 Mio. CHF betrug 2014 der mengengewichtete Jahresdurchschnitt 27.64 CHF/MWh\* (Swissgrid, 2015 (a)).

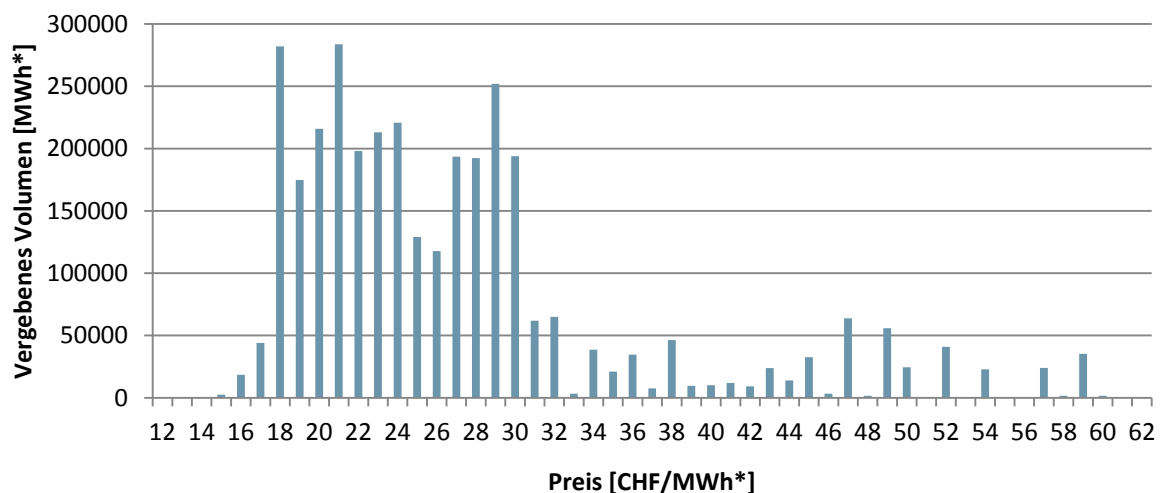


Abbildung 6: Preise Sekundärregelleistungsvorhaltung 2014 (Swissgrid, 2015 (a))

Abbildung 7 widerspiegelt die Daten für das Jahr 2015. Dabei hat die vergebene Leistung im Vergleich zum Vorjahr um 1.3 Prozent abgenommen. Das Handelsvolumen ist um 8.7 Mio. CHF auf 86.15 Mio. CHF zurückgegangen. Dies bedeutet eine Abnahmen um beinahe 8 Prozent auf den mengengewichteten Jahresdurchschnittspreis auf 25.56 CHF/MWh\* (Swissgrid, 2016 (a)).

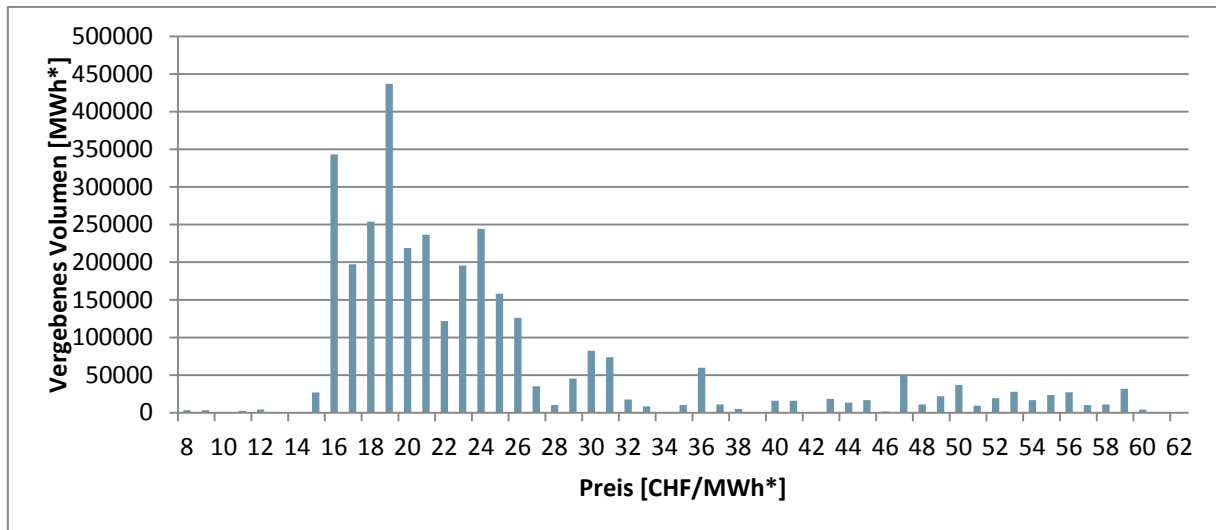


Abbildung 7: Preise Sekundärregelungsvorhaltung 2015 (Swissgrid, 2016 (a))

### Sekundärregelenergie (SRE)

Im Fall eines Abrufs wird SRE separat vergütet.<sup>2</sup> Die Vergütung der SRE orientiert sich an den stündlichen Preisen der SwissIX Börse. Dabei beträgt die Vergütung<sup>3</sup> bei einem positiven SRE-Abruf SwissIX-Stundenpreis + 20% (jedoch mindestens Wochenbase, Geldfluss: Swissgrid → Anbieter) und bei einem negativen SRE-Abruf SwissIX-Stundenpreis - 20% (jedoch Maximum Wochenbase, Geldfluss: Anbieter → Swissgrid) (Swissgrid, 2015 (c), S. 5). 2015 betrug das Handelsvolumen der Swissgrid 0.24 TWh SRE+ und -0.18 TWh SRE- (Swissgrid, 2016 (a)). Im Vergleich zu Vorjahr hat dabei SRE+ um 53 Prozent zugenommen, SRE- um 17 Prozent abgenommen.

#### 2.1.3 Tertiärregelung

Die Tertiärregelung wird eingesetzt, um grössere und länger andauernde Regelabweichungen auszugleichen.

#### Vorhaltung von Tertiärregelung (TRL)

TRL wird von der Swissgrid asymmetrisch als positive (TRL+) oder negative (TRL-) Produkte, sowie als Wochenprodukt<sup>4</sup> und als sechs Tagesprodukte<sup>5</sup> ausgeschrieben. 2014 hat Swissgrid eine Menge von ca. 450 MW TRL+, respektive ca. 300 MW TRL- ausgeschrieben (Furrer, Chacko, Stimmer, & Imboden, 2015). Die Mindestleistung, welche angeboten werden kann, beträgt sowohl für TRL+ als auch für TRL- jeweils 5 MW und kann inkrementell um 1 MW erhöht werden. Die Anbieter, welche einen Zuschlag erhalten, verpflichten sich die angebotene Regelleistung im angegebenen Zeitraum vorzuhalten (Swissgrid, 2014 (b), S. 2-3).

In der Folge sind die Handelsvolumen, die vergebenen Leistungen sowie die Durchschnittspreise für die Jahre 2014 sowie 2015 dokumentiert. Dabei ist zu erkennen, dass die Preise sowie die Handelsvolumen stark schwanken.

<sup>2</sup> Genettet über ¼ h.

<sup>3</sup> Die Angaben gelten für positive SwissIX-Stundenpreise. Weitere Details zur Berechnung der SRE Preise finden sich in (Swissgrid, 2015 (c), S. 5).

<sup>4</sup> Eine Angebotsperiode dauert von Montag 00.00 Uhr bis Sonntag 24.00 Uhr.

<sup>5</sup> Die Angebotsperioden sind täglich 00.00 - 04.00 Uhr, 04.00 - 08.00 Uhr, 08.00 - 12.00 Uhr, 12.00 - 16.00 Uhr, 16.00 - 20.00 Uhr und 20.00 - 24.00 Uhr.

Tabelle 1: Übersicht TRL (Wochenprodukte 2014&amp;2015 (Swissgrid, 2015 (e)) &amp; (Swissgrid, 2016 (a)).

	TRL+ (Wochenprodukt)			TRL- (Wochenprodukt)		
	2014	2015	Trend	2014	2015	Trend
Handelsvolumen [Mio. CHF]	7.63	10.35	+36%	3.45	2.91	-16%
Vergebene Leistung [GWh*]	1'329.9	1'875.6	+41%	1'046	821.2	-21%
Preis Ø [CHF/MWh*]	5.74	5.52	-3.8%	3.3	3.54	+7.3%

Tabelle 2: Übersicht TRL (Tagesprodukte 2014 &amp; 2015 (Swissgrid, 2015 (e)) &amp; (Swissgrid, 2016 (a)).

	TRL+ (Tagesprodukte summiert)			TRL- (Tagesprodukte summiert)		
	2014	2015	Trend	2014	2015	Trend
Handelsvolumen [Mio. CHF]	8.61	6.95	-19.2%	6.18	3.95	-36.1%
Vergebene Leistung [GWh*]	2'241	1'822.2	-18.9%	1'264.5	1'100.6	-13%
Preis Ø [CHF/MWh*]	3.84	3.81	-0.8%	4.89	3.59	-26.5%

Tabelle 1 und Tabelle 2 geben eine Übersicht der Jahresdurchschnittspreise und Handelsvolumen der TRL-Produkte 2014 und 2015. In Abbildung 8 ist ersichtlich, welches Gesamtvolumen TRL in MWh\* im Jahr 2014 zu welchen Preisen vergeben wurde. Abbildung 9 zeigt die dieselbe Graphik für das Jahr 2015.

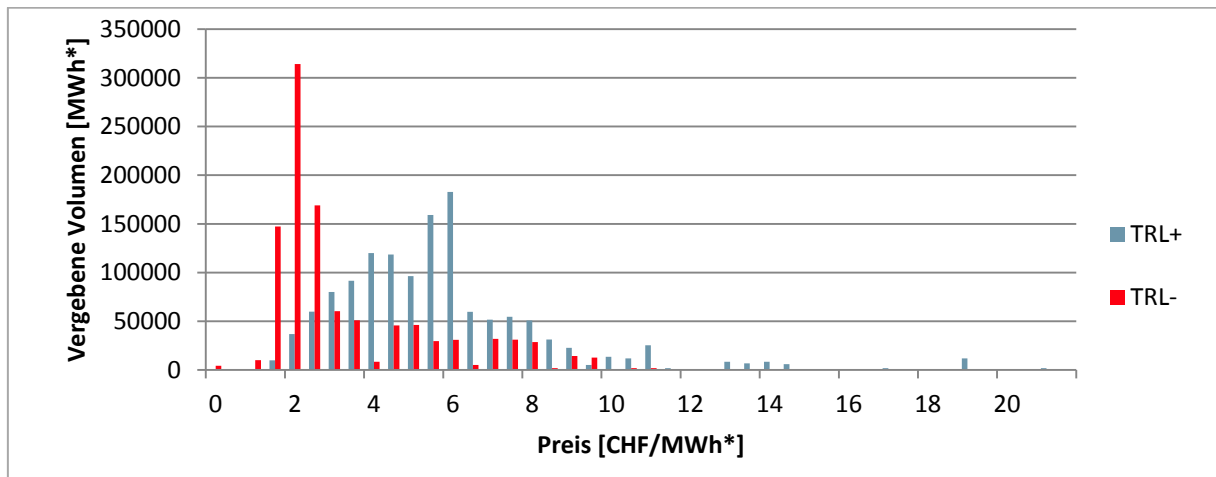


Abbildung 8: Preise Tertiärregelungsvorhaltung 2014 (Wochenprodukt) (Swissgrid, 2015 (e))

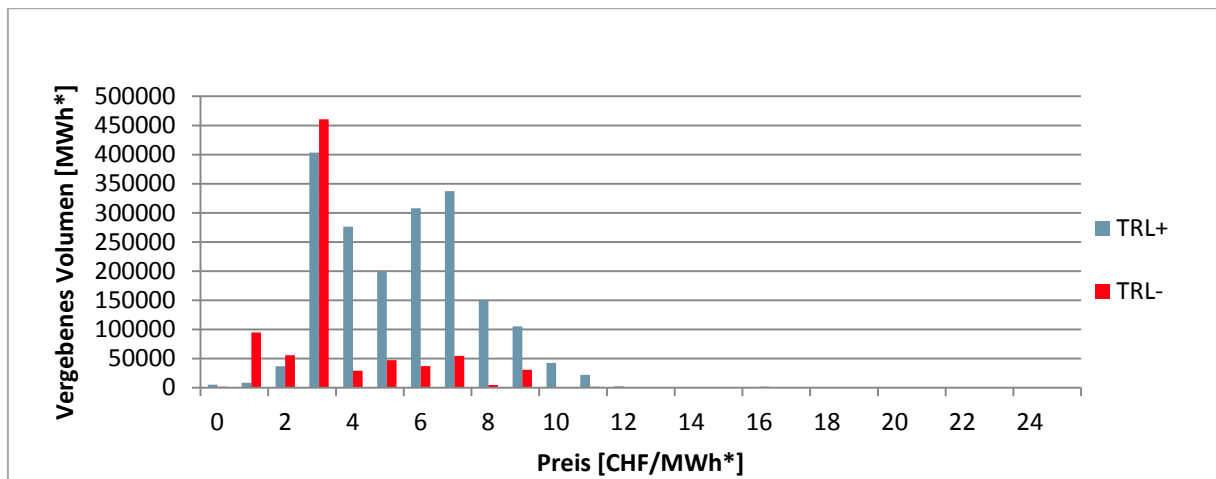


Abbildung 9: Preise Tertiärregelungsvorhaltung 2015 (Wochenprodukt) (Swissgrid, 2016 (a)).

### Tertiärregelenergie (TRE)

Für Tertiärregelenergie können Anbieter in einer zweiten Angebotsrunde den Preis innerhalb einer Grenze frei offerieren. Dadurch kann sichergestellt werden, dass Betriebs- und Opportunitätskosten der Erzeugungseinheiten gedeckt sind. Swissgrid wiederum präferiert bei einem Abruf die günstigsten Angebote (Swissgrid, 2014 (b), S. 2-3). 2014 betrug das Handelsvolumen der Swissgrid 0.07 TWh TRE+ und -0.18 TWh TRE- (Swissgrid, 2015 (b)). Im Folgejahr betrug das Handelsvolumen der Swissgrid 0.13 TWh TRE+ und -0.14 TWh TRE- (Swissgrid, 2016 (a)). Nachfolgende Grafik zeigt die Verteilung der von Swissgrid realisierten Preise für TRE+ (Geldfluss positive Preise: Swissgrid → Anbieter) und TRE- (Geldfluss positive Preise: Anbieter → Swissgrid) im Jahr 2015 (detailliertere Ausführungen zu den Energie- und Zahlungsflüssen sind in Kapitel 2.3.4 und 2.3.5 ersichtlich).

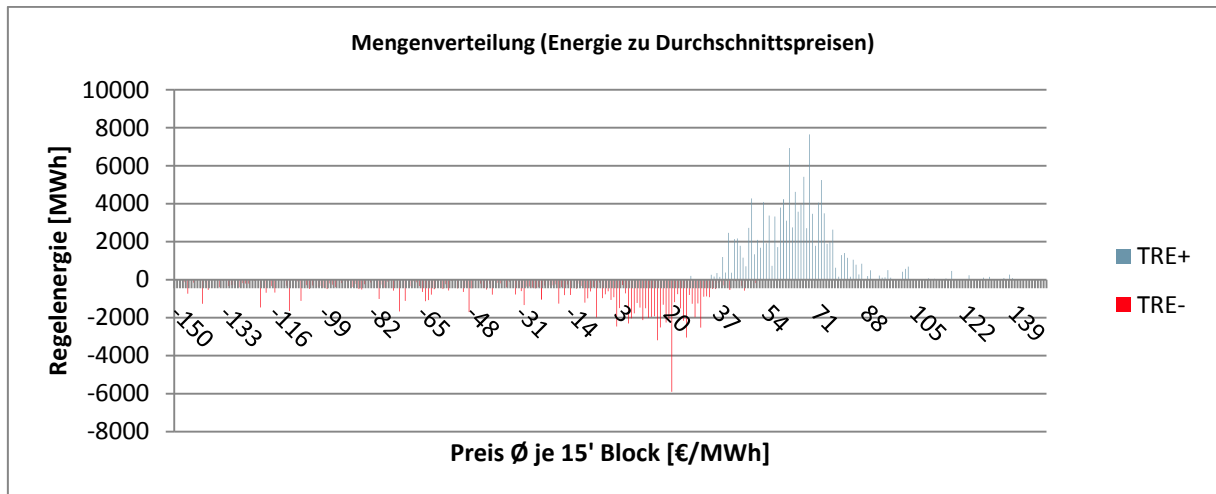


Abbildung 10: Preise Tertiärregelenergie 2015 (Swissgrid, 2016 (a))

### 2.1.4 Vergleich Sekundär- zu Tertiärregelung

In der nachfolgenden Tabelle 3 werden zusammenfassend die für industrielle Anbieter von Regelleistung relevanten Unterschiede zwischen Sekundär- und Tertiärregelung aufgezeigt.

Tabelle 3: Vergleich Sekundär- zu Tertiärregelung (Swissgrid, 2015 (c), S. 3-7)

	Sekundärregelung	Tertiärregelung
<b>Aktivierungsmodus</b>	Automatisch	Manuell
<b>Vollaktivierungszeit</b>	Leistungsänderung von 0.5% der Nominalleistung pro Sekunde	Schnelle ( $\pm$ ) Energielieferung: max. 15 Minuten Langsame (-) Energielieferung: 20 Minuten auf Fahrplanintervall
<b>Deaktivierungszeit</b>	Leistungsänderung von 0.5% der Nominalleistung pro Sekunde	Auf Fahrplanintervall
<b>Sollsignalverlauf</b>	Kontinuierlich	Stufenweise gemäss Angebot
<b>Ausschreibungsprodukte</b>	1 Produkt 'Woche', symmetrisch	6 Produkte 'Tag, 4h-Blöcke' und 1 Produkt 'Woche', je asymmetrisch
<b>Ausschreibungsmenge</b>	Ca. $\pm$ 400 MW	Ca. + 400MW / - 300MW
<b>Angebotsgrösse und Struktur</b>	Min. $\pm$ 5 MW Erhöhung jeweils inkrementell $\pm$ 1 MW Nicht teilbar, Stufenangebote sind erlaubt	Min. + 5 MW / - 5 MW Erhöhung jeweils inkrementell $\pm$ 1 MW Nicht teilbar, Stufenangebote sind erlaubt
<b>Entschädigung Leistung</b>	Angebotener Leistungspreis (pay as bid)	Angebotener Leistungspreis (pay as bid)
<b>Entschädigung Energie</b>	SwissIX +20% (pos. RL; mind. Wochenbase), -20% (neg. RL; max. Wochenbase)	Gemäss Angebot SDV

## 2.2 Marktteilnehmer

Die relevanten Teilnehmer im Regelleistungsmarkt sind auf Anbieterseite Bilanzgruppenverantwortliche (BGV), Verteilernetzbetreiber (VNB), Systemdienstleistungsverantwortliche (SDV), Liefere-

ranten/Erzeuger (LF/EZ) und Erzeugungseinheiten (EZE). Nachfrageseitig ist der Übertragungsbetreiber (ÜNB/TSO) zu berücksichtigen. Zusätzlich agiert die ElCom im Markt als regulierende und überwachende Instanz. Abbildung 11 stellt die vertraglichen Beziehungen der Regelleistungsmarktteilnehmer ausschliesslich ElCom dar.

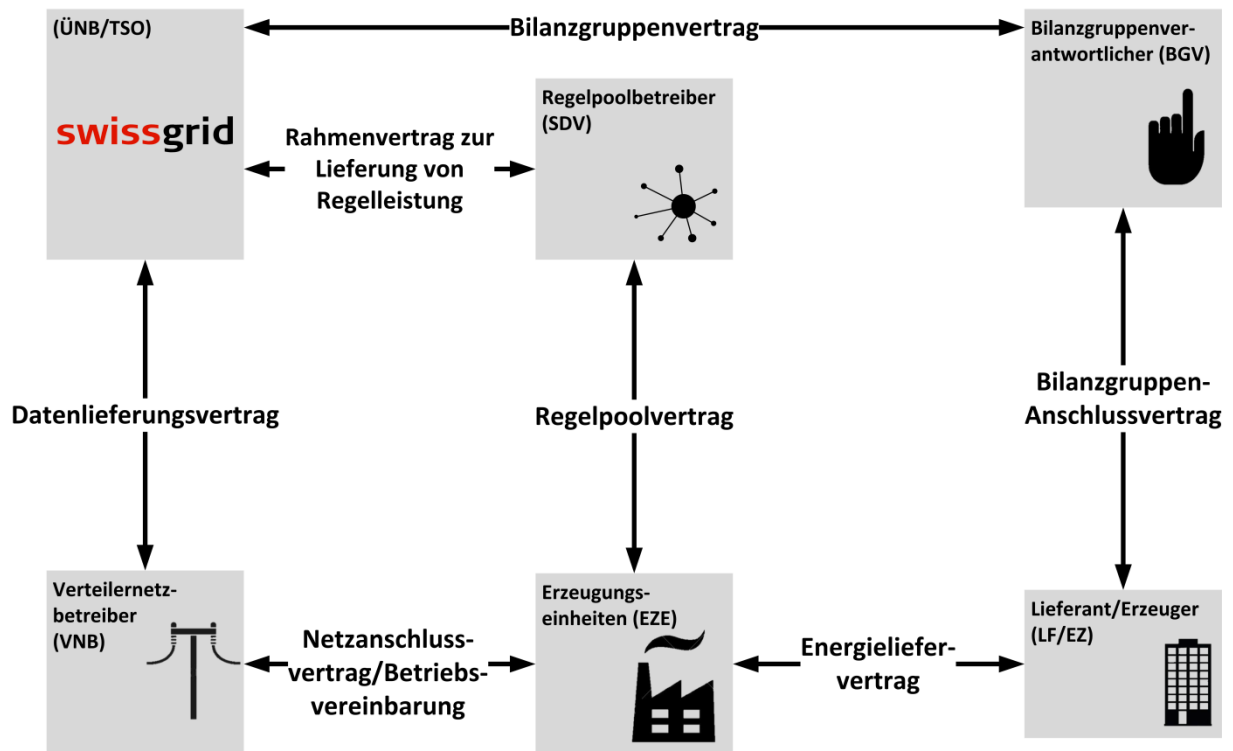


Abbildung 11: Vertragsverhältnisse der relevanten Marktteilnehmer, in Anlehnung an Reithofer et al. (2013, S. 8)

Die im Folgenden dargestellten Anforderungen und Ziele der relevanten Stakeholder im Regelleistungsmarkt basieren auf Experteninterviews und unterstützender Literaturrecherche. Die Quellen sind jeweils am Schluss von jedem Unterkapitel angegeben.

### 2.2.1 ElCom

Die ElCom agiert in der Schweiz als unabhängige staatliche Regulierungsbehörde mit Fokus auf den Elektrizitätsbereich. Dabei sichert sie die Einhaltung der gesetzlichen Rahmenbedingungen, entscheidet als richterliche Instanz über KEV-Auszahlungen und Fragen bezüglich Netzzugang. Sie überwacht ferner die Versorgungssicherheit und regelt Fragen zum internationalen Stromhandel. Die ElCom setzt sich aus fünf bis sieben vom Bundesrat gewählten Kommissionsmitgliedern und einem Fachsekretariat zusammen, untersteht jedoch nicht den Weisungen des Bundesrates (ElCom, 2015).

#### Anforderungen

Die ElCom legt höchsten Wert auf Zuverlässigkeit und Nachhaltigkeit der Elektrizitätsnetze in allen Landesteilen, unter Berücksichtigung möglicher Schadensereignisse. Zugleich soll die Beschaffung von Regelleistung wirtschaftlich sein. Der Regelleistungsmarkt soll diese Ziele durch eine hohe Liquidität auf der Angebotsseite erreichen. Damit wird einerseits das Risiko von Angebotsengpässen tiefgehalten. Andererseits werden durch einen aktiven Wettbewerb die Beschaffungskosten für Regelleistung verringert. Eine optimierte Ausgestaltung der Regelleistungsprodukte soll verhindern, dass Engpässe entstehen, bei denen auf das Notkonzept zurückgegriffen werden muss.



um die Stabilität des Netzes herzustellen (Swissgrid, 2011). Weiter bemüht sich die ElCom um eine grenzüberschreitende Beschaffung von Regelleistung. Dazu sollen die Regelleistungsprodukte internationalen Regelwerken, insbesondere den Network Codes der Entso-E gerecht werden. Die ElCom fordert ferner eine transparente Beschaffung von Regelleistung und einen diskriminierungsfreien Zugang zum Regelleistungs-Markt (Anhang B1).

### **2.2.2 ÜNB/TSO (Swissgrid)**

Swissgrid ist die Übertragungsnetzbetreiberin (ÜNB / TSO) im Schweizer Strommarkt. Sie ist verantwortlich für den sicheren, zuverlässigen und leistungsfähigen Betrieb des Übertragungsnetzes. Sie betreibt den Regelleistungsmarkt, über welchen Regelleistung und Regelenergie transparent, marktbasiert und diskriminierungsfrei beschafft werden. Im Fall des Regelleistungs-Poolings übernimmt Swissgrid eine überwachende Funktion und ist zuständig für die Datenlieferung sowie für die Abrechnung zwischen Regelpoolbetreiber und Bilanzgruppenverantwortlicher (Reithofer, et al., 2013, S. 8).

#### **Anforderungen**

Swissgrid ist wie auch die ElCom dem Schweizerischen Energiegesetz (EnG) unterstellt, und die ElCom übt die Aufsicht über die hoheitlichen Handlungen der Swissgrid aus. Die Anforderungen der Swissgrid an Regelleistungsprodukte sind daher konform mit den Anforderungen der ElCom. So sollen die Regelleistungsprodukte internationalen Regelwerken wie den Network Codes der Entso-E entsprechen und die Beschaffung soll wirtschaftlich, diskriminierungsfrei und transparent betrieben werden. Swissgrid hat ein Interesse daran, die Zahl der Anbieter und somit die Liquidität des Marktes zu erhöhen. Dies soll Abhängigkeiten von einzelnen Anbietern verhindern und die Regelleistungs-Preise reduzieren (Chacko, et al., 2012, S. 3). Zugleich bemüht sich Swissgrid um eine technologische Diversifikation seitens Anbieter, um dadurch die Risiken hydrologischer Engpässe zu verringern (Chacko A. , 2014, S. 6).

Swissgrid ist ferner bestrebt die aktuelle Regelqualität nicht zu vermindern: ‚Aktuell hat die Schweiz eine der höchsten Regelqualitäten weltweit, was nebst der guten Regelbarkeit der Schweizer Wasserkraftwerke auch damit zusammenhangen dürfte, dass für SRL ein kontinuierliches Signal verwendet wird. Der Fokus bei Swissgrid ist nicht, um jeden Preis (bzw. auf Kosten der Regelqualität) neue Industrien einbinden zu können‘ (Anhang B4).

### **2.2.3 Bilanzgruppenverantwortlicher (BGV)**

Der Bilanzgruppenverantwortliche übermittelt Energiefahrpläne und stellt eine ausgeglichene Energiebilanz seiner Bilanzgruppe sicher. Im Fall eines Regelenergieabrufs bei einer Erzeugungseinheit aus der jeweiligen Bilanzgruppe erhält der Bilanzgruppenverantwortliche von Swissgrid eine Abrechnung für die Regelenergie und die vom Systemdienstleistungsverantwortlichen gelieferten Datenaggregate pro Lieferant/Erzeuger (Reithofer, et al., 2013, S. 9).

#### **Anforderungen**

Der Bilanzgruppenverantwortliche hat ein Interesse die Prognosegenauigkeit hoch und seinen Administrationsaufwand minimal zu halten. Anfallende Kosten müssen auf die Energiepreise abgewälzt werden, bei welchen eine harte Konkurrenz herrscht (Anhang B5).

### **2.2.4 Verteilnetzbetreiber (VNB)**

Der sichere und zuverlässige Betrieb des Verteilnetzes und die Qualität der Stromversorgung unterliegen der Verantwortung des Verteilnetzbetreibers. In Bezug auf Regelenergie kann der Verteilnetzbetreiber Regelungen für Schalthandlungen in den Allgemeinen Geschäftsbedingungen

oder direkt in Betriebsvereinbarungen zwischen Erzeugungseinheit und Verteilnetzbetreiber festlegen (Reithofer, et al., 2013, S. 9).

### **Anforderungen**

Verteilnetzbetreiber sind indirekt beteiligt am Regelleistungsmarkt und haben insbesondere einen erhöhten Verwaltungsaufwand<sup>6</sup>. Da günstige Netzkosten einen wirtschaftlichen Standortvorteil darstellen, stehen Verteilnetzbetreiber in Konkurrenz zueinander. Sie sind daher an einer Minimierung ihrer Kostensätze interessiert.

Verteilnetzbetreiber sind bestrebt teure Leistungsspitzen zu vermeiden und erreichen dies häufig durch Lastmanagement mit Hilfe von Rundsteueranlagen. Durch die Überlagerung von Rundsteuerkommandos mit Regelleistungsabrufen sind dabei Zielkonflikte zu befürchten<sup>7</sup> (Anhang B5).

### **2.2.5 Systemdienstleistungsverantwortlicher (SDV)**

Der Systemdienstleistungsverantwortliche erstellt die Angebote zur Vorhaltung von Regelleistung und nimmt die Abrufe entgegen. Dabei unterliegt die Erfassung von Monitoring-Daten und deren Weiterleitung an Swissgrid seiner Verantwortung. Er hat ferner eine eigene Regelenergiebilanzgruppe zu führen (Anhang B2).

Im Fall von gepoolten Angeboten ist der Systemdienstleister zugleich auch Regelpoolbetreiber. In dem Fall betreibt er einen Pool mit einer beliebigen Anzahl Erzeugungseinheiten, welche sich nicht zwingend in seiner Bilanzgruppe befinden müssen. Er koordiniert die Abrufe mit seinen zugehörigen Erzeugungseinheiten und ist für die Präqualifikation seines Regelpools zuständig (Reithofer, et al., 2013, S. 10).

### **Anforderungen**

Ein Regelpoolbetreiber ist bestrebt, Erzeugungseinheiten mit komplementären Technologien in seinem Pool zu führen, um dadurch Flexibilität bei der Bewirtschaftung einzelner Anlagen zu gewinnen und Pönalen zu vermeiden.<sup>8</sup> Ferner reduziert sich mit der Anzahl und Qualität der gepoolten Anlagen das Ausfallrisiko gegenüber Swissgrid. Um dabei jedoch den Handhabungsaufwand in einem vernünftigen Rahmen zu halten hat er ein Interesse an einer automatisierten technischen Anbindung und Steuerung der Erzeugungseinheiten.

Etablierte Systemdienstleistungsverantwortliche haben in der Regel ein Interesse, die Markteintrittshürden hochzuhalten. Anforderungen der Regelleistungsprodukte wie Minimalmengen, Symmetrie von SRL-Angeboten oder Dynamik und geforderte Genauigkeit der zu erbringenden Leistung können für neue Konkurrenten hohe Markteinstiegshürden darstellen.

---

<sup>6</sup> Die Aussage gilt insofern die Rollen des VNB und des SDV separat betrachtet werden. In manchen EVUs wird das RL-Geschäft innerhalb der Organisationseinheit 'Netze' betrieben, wodurch diese Einheit beide Rollen VNB und SDV vertritt.

Ein erhöhter Verwaltungsaufwand entsteht z.B. durch eine um den Systemdienstleistungsverantwortlichen erweiterte Zuordnungsliste. Der Verteilnetzbetreiber kann die entstandenen Kosten in Form von Netzkosten an seine Endkunden weiterverrechnen. Der Verrechnungssatz muss allerdings durch die ElCom genehmigt werden.

<sup>7</sup> Dies gilt insbesondere für den Fall dynamischer Rundsteuerungen, d.h. der VNB verschiebt Lasten nicht fix zeitlich gesteuert, sondern auf der Basis gemessener Leistungswerte. Eine Leistungsreduktion aufgrund eines Abrufs für positive Regelleistung kann beispielsweise einen VNB veranlassen per Rundsteuerung Lasten wieder zuzuschalten. Oder ein Abruf für negative Regelleistung kann zu unerwarteten Leistungsspitzen auf dem Verteilnetz führen, für die der VNB aufkommt.

<sup>8</sup> Beispielsweise ist ein Systemdienstleistungsverantwortlicher mit Hydrokraftwerken in seinem Regelpool bestrebt, Erzeugungseinheiten mit komplementärer Technologie einzubinden. Dadurch kann er Wasser im Stausee sparen und zu einem günstigeren Zeitpunkt turbinieren.

Generell sind Systemdienstleistungsverantwortliche an einer Weiterentwicklung des Regelleistungs-Marktes interessiert. So werden von einer Internationalisierung zusätzliche Absatzmöglichkeiten erwartet. Kürzere Vorlaufzeiten für die Abgabe von Angeboten könnten eine Bündelung des Regelleistungsgeschäfts mit dem Energiegeschäft<sup>9</sup> ermöglichen und es daher erlauben flexibler am Markt zu agieren (Anhang B2, B5). Ebenfalls gewünscht werden geringere administrative Hürden, grössere Toleranz bei der Ex-Post-Auswertung sowie mehr Kulanz bei Datenübertragungsverzögerungen resp. eine verbesserte Abstimmung der Zeitpunkte der Datenarchivierung (Anhang B6). Ferner würde eine grössere Transparenz bei den Zuschlägen eine optimierte Angebotspolitik unterstützen (Anhang B6).

### **2.2.6 Lieferant/Erzeuger (LF/EZ)**

Der Lieferant/Erzeuger ist für die Energieversorgung des Endkunden resp. für die Abnahme erzeugter Energie verantwortlich. Dabei richtet er sich nach dem Energieliefer- bzw. Energieübernahmevertrag (Reithofer, et al., 2013, S. 10).

#### **Anforderungen**

Der Lieferant/Erzeuger hat ein Interesse, den Administrationsaufwand minimal zu halten. Typischerweise ist der Lieferant/Erzeuger gleichzeitig auch Bilanzgruppenverantwortlicher. In dem Fall gelten die gleichen Anforderungen wie für den Bilanzgruppenverantwortlichen.

### **2.2.7 Erzeugungseinheit (EZE)**

Bei einer Erzeugungseinheit kann es sich sowohl um eine Produktionseinheit wie auch einen Endverbraucher handeln. Dabei kann die Erzeugungseinheit aus einer oder mehreren Anlagen bestehen (Reithofer, et al., 2013, S. 10; Swissgrid, 2013 (a)).

Typischerweise erfüllen industrielle Anlagen die Swissgrid-Anforderungen an Regelleistungprodukte nicht. Daher, und auch aus Risikoüberlegungen oder aus Gründen der Komplexität des Geschäfts, suchen alle uns bisher in der Schweiz bekannten Betreiber industrieller Anlagen den Anschluss an einen Regelpool.

#### **Anforderungen**

Die Betreiber von Erzeugungseinheiten im Sinne von industriellen Betrieben sind vorwiegend monetär motiviert. Das heisst, ein Business Case muss auf jeden Fall positiv sein und einen Gewinn abwerfen.

Das Risiko sollte dabei möglichst klein sein. Dies setzt im Allgemeinen voraus, dass der eigentliche Produktionsprozess möglichst nicht tangiert wird. Eine Ausnahme bilden zum Teil Unternehmen, bei denen der Energieanteil an den Herstellkosten sehr hoch ist. Um Risiken zu vermeiden möchten sich industrielle Unternehmen in der Regel nicht über Jahre verpflichten, bzw. sie möchten das für sie komplexe neue Geschäftsmodell schrittweise kennenlernen. So wird üblicherweise selbst bei SRL-fähigen Anlagen in einer ersten Phase nur TRL angeboten.

Der Investitionssicherheit kommt in der Industrie eine hohe Bedeutung zu. Daher sind Investitionen für eine Teilnahme am Regelleistungsmarkt gering zu halten.

Die betrieblichen und technischen Anforderungen an die Anlagen müssen vorab geklärt werden. Vorlaufzeiten bei einem Regelenergieabruf und Prozesse müssen integrierbar sein.

Der administrative Aufwand und die Komplexität des Handlings sollten möglichst klein gehalten werden können, damit das Unternehmen sich auf seine Kernkompetenzen konzentrieren kann.

---

<sup>9</sup> Insbesondere am Intraday-Handel.

Das energiespezifische Knowhow soll durch einen Regelpoolbetreiber abgedeckt sein. Der Belegschaft muss vermittelbar sein, weshalb zeitweise Produktionsbeschränkungen zu akzeptieren sind. Dabei ist wichtig, dass Massnahmen für Regelleistungsvorhaltung und –abruf nicht in direktem Widerspruch zu anderen Unternehmenszielen wie Energieeffizienz stehen.<sup>10</sup>

Offerten von Regelpoolbetreibern sind nur begrenzt vergleichbar. Die Performance ist in wichtigen Vertragspunkten nur schlecht überprüfbar. So sind das Geschick des Regelpoolbetreibers an der Regelleistungsbörse oder die Position der Erzeugungseinheit innerhalb der Merit-Order des Regelpoolbetreibers für den Eigentümer der Erzeugungseinheit kaum beurteilbar. Vertrauen gegenüber dem Regelpoolbetreiber und Transparenz des Geschäftsgebarens haben daher einen hohen Stellenwert, zumal der Eigentümer eigene Risiken und Kosten trägt und in der Regel anteilmässig am Poolgewinn beteiligt ist. (Anhang B6, B7, B8, B9, B11, B12, B13, B14).

### **2.2.8 Zwischenfazit**

Die ermittelten Anforderungen und Ziele der relevanten Stakeholder im Regelleistungsmarkt sind in zusammengefasster Form in Abbildung 12 dargestellt. Auf der Nachfrageseite sind bei beiden Parteien (EiCom und Swissgrid) die Punkte Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit, Nachhaltigkeit und liquider Markt sehr wichtig. Zusätzlich ist es der EiCom ein Anliegen, dass alle Marktteilnehmer gleich behandelt werden und ein Einbezug ausländischer Anbieter stattfindet. Bei der Swissgrid ist zusätzlich die technologische Diversifikation ein Thema. Swissgrid legt Wert darauf, die aktuelle Regelqualität beizubehalten.

Grundsätzlich ist Swissgrid offen, neue Regelleistungs-Produkte am Markt anzubieten, sofern ein genügend grosses volkswirtschaftliches Potenzial dafür vorhanden ist (> 100MW). Ist diese kritische Grösse nicht gegeben und sollen einzelne Anlagen trotzdem am Regelleistungsmarkt teilnehmen, müssen diese in einen Pool eingebunden werden (Anhang B3).

---

<sup>10</sup> So steht beispielsweise nutzloser Energieverbrauch im Widerspruch zu Energieeffizienz-Zielen und ist daher schwer vermittelbar.

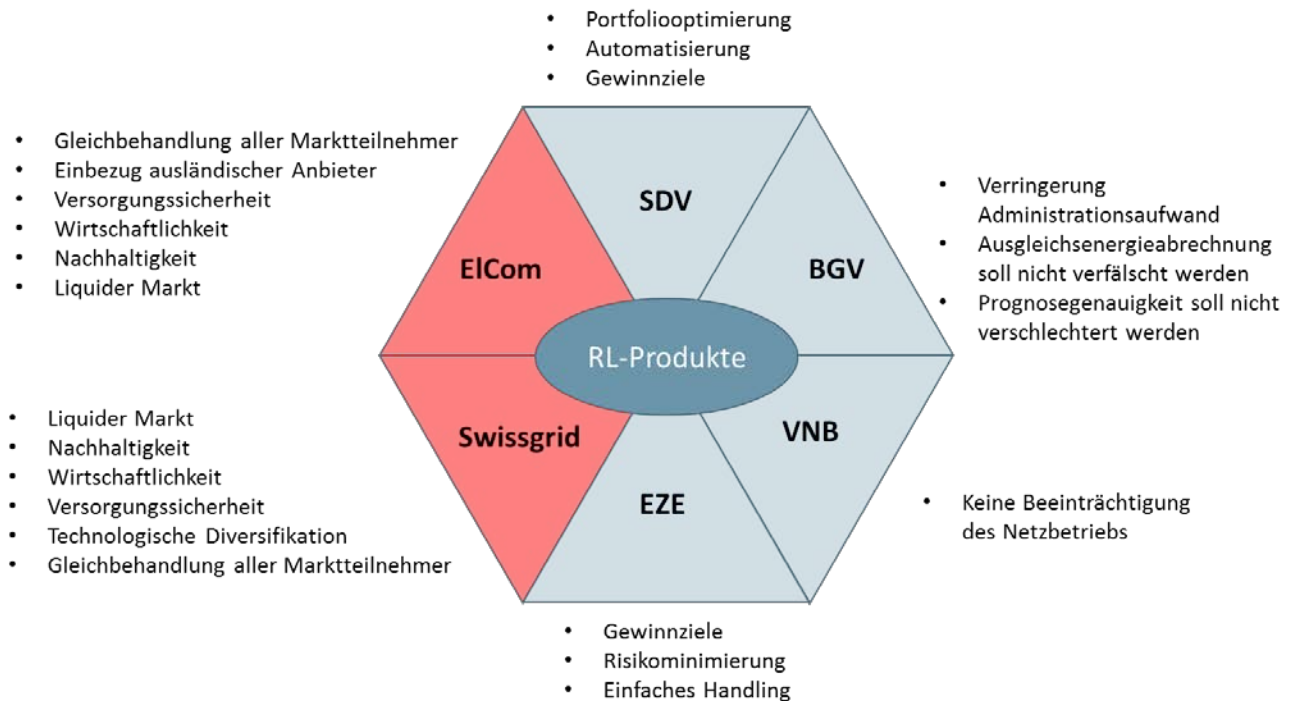


Abbildung 12: Anforderungen und Ziele der Stakeholder an Regelleistungs-Produkte

## 2.3 Hauptgeschäftsfälle

In der folgenden Abbildung 13 werden sechs Hauptgeschäftsfälle dargestellt, mit den jeweils beteiligten Akteuren. Bevor eine Erzeugungseinheit am Regelleistungsmarkt teilnehmen kann, muss sie entweder direkt bei Swissgrid präqualifiziert werden, oder in einen Regelpool eingebunden werden, welcher je nach Regelleistungsart ebenfalls Testdaten an Swissgrid liefern muss.

Die Angebotserstellung, Vorhaltung, Energielieferung und Abrechnung geschieht entweder in direktem Kontakt mit Swissgrid und dem Bilanzgruppenverantwortlichen, oder über einen Regelpoolbetreiber, welcher die Koordination übernimmt.

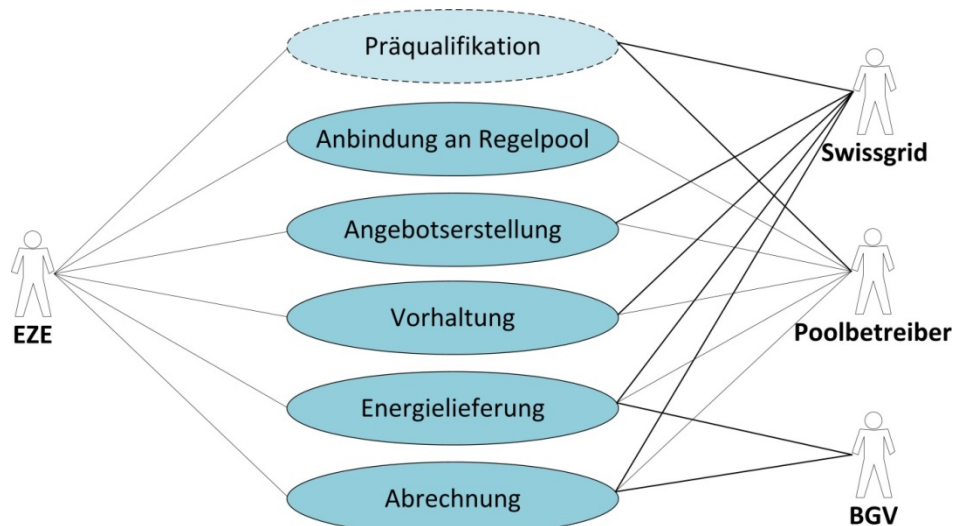


Abbildung 13: Hauptgeschäftsfälle

### 2.3.1 Präqualifikation

Die Präqualifikation direkt bei Swissgrid stellt verschiedene Anforderungen. Es muss eine eigene Bilanzgruppe eingerichtet werden und die Präqualifikation als Systemdienstleistungsverantwortlicher, als Erzeugungseinheit und als TRL- oder SRL-Anbieter erfolgreich durchlaufen werden.

In Anhang A1 findet sich eine detaillierte Erläuterung des Präqualifikationsverfahrens und den damit verbundenen Anforderungen.

Wie sich in den untersuchten Unternehmen herausstellt, eignet sich eine direkte Präqualifikation für industrielle Anbieter in der Praxis nicht. Die Gründe dafür sind:

- Hoher finanzieller und zeitlicher Aufwand zur Präqualifikation und Systemanbindung,
- Komplexität des SDL-Marktes,
- Risiken aufgrund der Verfügbarkeit der Anlagen,
- Anforderungen an die Regelleistungs-Produkte (Minimalleistung, Abrufhäufigkeit, Ein-/Ausschaltgeschwindigkeit, etc.),
- Optimierte Preisfindung in der Vermarktung durch einen professionellen Systemdienstverantwortlichen.

Daher wird an dieser Stelle nicht weiter auf die direkte Präqualifikation bei Swissgrid eingegangen. Die weiteren Hauptgeschäftsfälle werden jeweils unter Berücksichtigung einer Anbindung an einen Regelpool dargestellt.

### 2.3.2 Anbindung an Regelpool

Im Gegensatz zur Präqualifikation direkt bei Swissgrid bestehen bei der Anbindung einer Erzeugungseinheit an einen Regelpool weniger strikte Anforderungen. Jeder Regelpoolbetreiber ist weitgehend frei in der Ausgestaltung der Anforderungen, welche er an potenzielle Erzeugungseinheiten stellt. Vor allem die Mindestgrösse für eine Teilnahme am Regelleistungsmarkt kann markant herabgesetzt werden. Grundsätzlich kann festgehalten werden, dass durch Pooling ungünstige Eigenschaften einzelner Anlagen durch andere Anlagen innerhalb des Pools kompensiert werden.

Wenn eine neue Anlage in einen Pool aufgenommen werden soll, besteht grundsätzlich eine Pflicht des Anlagenbetreibers gegenüber Swissgrid zur Einreichung einer Lastgangkurve mit 10sec Messwerten. Die Lastgangkurve belegt, dass die Anlage innert nützlicher Frist herauf- oder heruntergefahren werden kann. Swissgrid kann aber nach eigenem Ermessen diese Pflicht z.B. für gut

bekannte Technologien erlassen. Lastgänge von zusätzlichen Erzeugungseinheiten im Pool mit ähnlicher Technologie werden in der Regel nicht eingefordert. Swissgrid führt desweiteren keinen Gesamttest des Pools durch (Anhang B23). Eine Anlage für SRL wird von Swissgrid mittels eines Testabrufs getestet, wobei diese einem vorgegebenen Testsignal innerhalb eines bestimmten Toleranzbandes folgen muss. Die Anbindung an einen Regelpool findet sich in grafischer Darstellung in Anhang A2.

### Beispiele von Anforderungen der Regelpoolbetreiber an Erzeugungseinheiten

Die von einzelnen Regelpoolbetreibern gestellten Anforderungen stellen Differenzierungsmerkmale im Markt dar und können aus kartellrechtlichen Gründen an dieser Stelle nicht aufgeführt werden. Beispiele finden sich jedoch im vertraulichen Anhang B48.

### 2.3.3 Angebotserstellung/Vorhaltung

Zur Sicherstellung der Netzstabilität im Schweizer Strommarkt schreibt Swissgrid unter anderem SRL und TRL für verschiedene Zeiträume aus:

- TRL: täglich (sechs) 4h-Blöcke und wöchentlich (Swissgrid, 2014 (b))
- SRL: wöchentlich (Swissgrid, 2014 (a))

Dabei werden präqualifizierte Systemdienstleistungsverantwortliche dazu aufgefordert, unter Berücksichtigung des Ausschreibungskalenders Angebote abzugeben. Swissgrid kommuniziert dabei die nachgefragte Menge an Regelleistung nicht. Ein Angebot ist dabei durch mindestens eine Kombination aus angebotener Menge und dem dazugehörigen Leistungspreis definiert. Nachfolgend wird der Ausschreibungsprozess in der zeitlichen Abfolge bis zur Vorhaltung der Regelleistung beschrieben und in Abbildung 14 dargestellt.

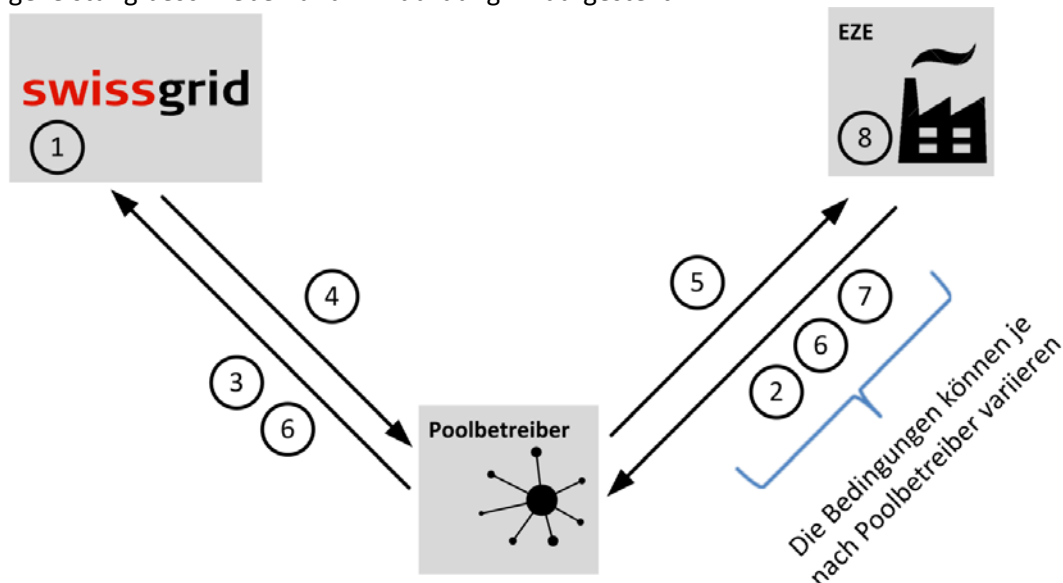


Abbildung 14: Angebotserstellung, (Swissgrid, 2014; Swissgrid, 2014), (Anhang B2, B3, B5, B17, B18, B19, B20)

Tage vorher:

Ausschreibung der benötigten Regelleistung durch Swissgrid

- 1) Swissgrid schreibt die zu beschaffende Regelleistung aus (die Gesamtmenge wird nicht exakt im Voraus kommuniziert, eine ungefähre Grössenordnung wird aber im Dokument *Grundlagen SDL Produkte* veröffentlicht. Dabei kann die Aufteilung zwischen SRL und TRL variieren)

- 2) Informationen über die Verfügbarkeit der EZE an Regelpoolbetreiber<sup>11</sup>
- 3) Angebot des Regelpoolbetreibers an Swissgrid
- 4) Zuschlag zur Vorhaltung von Regelenergie (TRL: 2 Tage im Voraus für Tagesprodukte, 1 Woche im Voraus, i.d.R. Dienstags für Wochenprodukte; SRL: 1 Woche im Voraus, i.d.R. Dienstags)<sup>12</sup>
- 5) Information über Zuschlag an EZE

Bis ca. 1h vor Lieferzeit:

- 6) TRL: Angebot Energiepreis (Bestimmt die Merit-Order des Abrufs)<sup>13</sup>
- 7) Verfügbarkeitsbestätigung der EZE

Bei Zuschlag:

- 8) Vorhaltung der angebotenen Regelleistung<sup>14</sup>

#### **2.3.4 Energielieferung**

Im Falle eines Regelenergieabrufs fliessen die Abrufinformationen von Swissgrid an den Systemdienstleistungsverantwortlichen, welcher den Abruf wiederum mit den beteiligten Erzeugungseinheiten koordiniert. Im Fall eines Sekundärregelenergieabrufs werden die Erzeugungseinheiten automatisch über ein Stellsignal gesteuert. Wenn es sich beim Abruf um Tertiärregelenergie handelt, wird der Systemdienstleistungsverantwortliche telefonisch und per E-Mail informiert oder, falls technisch unterstützt, auch automatisch abgerufen. Die Aktivierung erfolgt danach innerhalb von mindestens 15 Minuten (Swissgrid, 2015 (c), S. 5-6).

---

<sup>11</sup> Bekanntgabe der Verfügbarkeit der Anlage an Poolbetreiber telefonisch oder elektronisch. Die Vorlaufzeit beträgt je nach Poolbetreiber im Bereich 2 Tage im Voraus für das Tagesprodukt (4h Blöcke) und 1.5 Wochen für das Wochenprodukt. Die Verfügbarkeit der Anlage für den zugesagten Zeitraum sollte bei >99% liegen (Beispielwert, abhängig von den Anforderungen des Poolbetreibers). Kann dies nicht garantiert werden, muss der Poolbetreiber eine entsprechende Backuplösung bereitstellen, was den «Wert» der Anlage schmälert.

<sup>12</sup> Die genauen Termine werden von Swissgrid in einem Ausschreibungskalender publiziert.

<sup>13</sup> Der Poolbetreiber kann das Angebot für die Energie (Tertiär) bis 1h vor Beginn der Vorhaltung für einen zugeschlagenen 4h Block ändern. Es macht jedoch keinen Sinn die Angebotshöhe bei jedem Block zu verändern. Typischerweise erledigt der Poolbetreiber dies nach Absprache mit der EZE selbstständig.

<sup>14</sup> TRL: ständige telefonische Verfügbarkeit während der Zeit der Vorhaltung. Sofortige Benachrichtigung des Poolbetreibers bei Störungen, welche die Verfügbarkeit der Anlage beeinträchtigen, wenn diese als verfügbar gemeldet wurde und den Zuschlag für die Vorhaltung von Regelleistung erhalten hat.



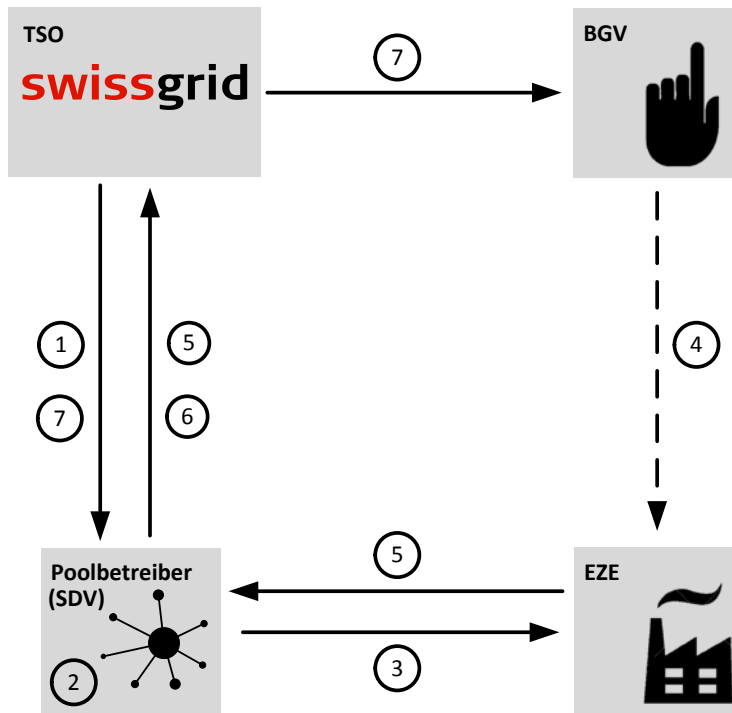


Abbildung 15: Energielieferung, (Reithofer, et al., 2013), (Anhang B2, B3, B5, B17, B18, B19, B20)

- 1) Abruf Regelenergie beim Regelpoolbetreiber
- 2) Verteilung des Abrufs auf angebundene EZE
- 3) Abruf der Regelenergie bei der EZE<sup>15</sup>
- 4) Positive Regelenergie: Reduktion des Strombezugs resp. Erhöhung der Stromproduktion durch die EZE für die Dauer des Abrufs  
Negative Regelenergie: Erhöhung des Strombezugs resp. Reduktion der Stromproduktion durch die EZE für die Dauer des Abrufs
- 5) Lieferung der Monitoring-Daten (automatisiert, für TRL 10sec Werte, für SRL 2 sec) (Swissgrid, 2013 (b), S. 9)

Folgetag:

- 6) SDV an Swissgrid: Lieferung der DPS Daten (1/4 h Werte Energie pro BG und Lieferant)
- 7) Ausgleich der Fahrplanabweichung der EZE

Der «Wert» der Anlage für einen Regelpoolbetreiber hängt damit zusammen, wie gut die Zeit- und Leistungsvorgaben eingehalten werden können. Benötigt z.B. die Reduktion der elektrischen Leistung der Anlage länger als 15 Minuten, so muss dies durch den Regelpoolbetreiber kompensiert werden, was Aufwand verursacht.

### 2.3.5 Abrechnung

Nachfolgend werden die Abrechnungsmechanismen für SRL und TRL Produkte betrachtet. Die Abrechnung für die Vorhaltung wird für beide Produkte gleich gehandhabt und ist nicht davon abhängig, ob es sich um positive oder negative Regelleistung handelt. Dabei wird die Leistungsvorhaltung gemäss dem im Angebot abgegebenen Leistungspreis vergütet.

<sup>15</sup> TRL: Die Abrufdauer wird bei einem Abruf bekannt gegeben (minimal 15 Minuten; maximal 4 Stunden; Praxis: mindestens 30 Minuten, durchschnittlich 1 – 2 Stunden).

Bei der Abrechnung der Energielieferung wird nachfolgend zwischen positiver und negativer Regelenenergie unterschieden. Die Abrechnung von Sekundärregelenergie und Tertiärregelenergie unterscheidet sich insofern, als die Sekundärregelenergie-Vergütung an den SwissIX-Preis gekoppelt ist, während bei Tertiärregelenergie der Anbieter bei der Angebotserstellung den geforderten Energiepreis selbst innerhalb bestimmter Grenzen bestimmen kann (Swissgrid, 2015 (c), S. 5-7).

### Vorhaltung

In Abbildung 16 wird die Vergütung der Leistungsvorhaltung dargestellt. Die Abrechnung erfolgt folgendermassen (Reithofer, et al., 2013, S. 12):

- 1) Vergütung gemäss Angebot zur Regelenenergievorhaltung an Regelpoolbetreiber
- 2) Vergütung an EZE gemäss Vereinbarung zwischen Regelpoolbetreiber und EZE

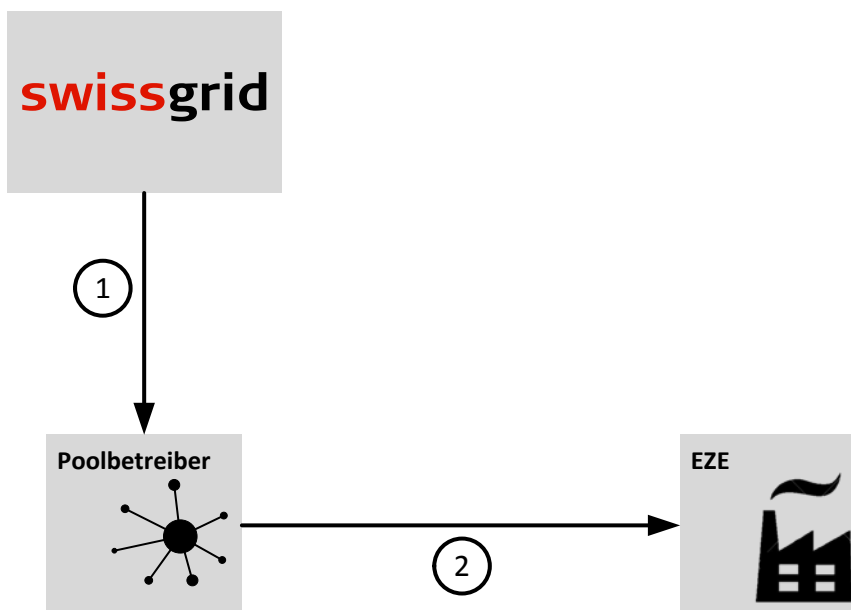


Abbildung 16: Vorhaltung (Reithofer, et al., 2013, S. 13-14)

## Energielieferung

Nachfolgend wird die Vergütung von positiver Regelenergie erläutert, welche in Abbildung 17 schematisch dargestellt ist (Reithofer, et al., 2013, S. 14), (Swissgrid, 2015 (c), S. 5-7). Die Abbildung widerspiegelt den Prozess, falls die Erzeugungseinheit nicht in der Bilanzgruppe des Systemdienstverantwortlichen liegt. Ist die Erzeugungseinheit in der Bilanzgruppe des Systemdienstverantwortlichen, vereinfacht sich der Prozess entsprechend.

- 1) Mehrproduktion oder Minderbezug der EZE wird durch den Energieliefervertrag mit dem LF/EZ geregelt.
- 2) Swissgrid vergütet dem BGV die gelieferte Regelenergie gemäss SwissIX Tarif. Swissgrid korrigiert den Fahrplan des BGV um den Regelenergiebetrag, damit keine Ausgleichsenergie verrechnet wird.
- 3) Swissgrid vergütet dem Regelpoolbetreiber den Regelenergiepreis gemäss (Swissgrid 2015, S. 5, 7) abzüglich der Bezahlung an den BGV.
- 4) Der Regelpoolbetreiber vergütet der EZE die gelieferte Regelenergie gemäss Regelpoolvertrag.<sup>16</sup>

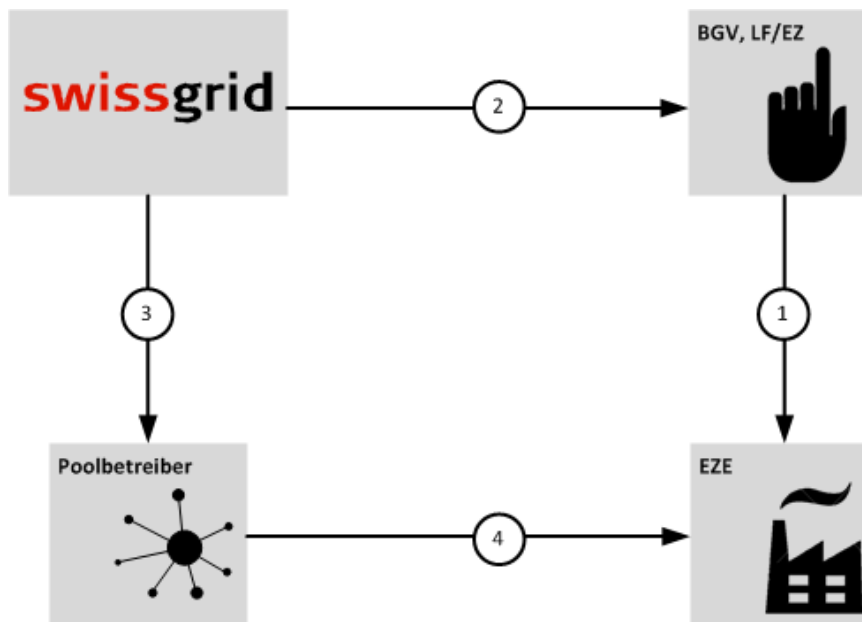


Abbildung 17: Vergütung Energielieferung (SRE+, TRE+) (Reithofer, et al., 2013, S. 14), (Swissgrid, 2015 (c), S. 5-7)

<sup>16</sup> Damit der Poolbetreiber die Anlagen in seinem Pool in einer für alle Beteiligten sinnvollen Reihenfolge abrufen (Merit-Order), müssen die korrekten Anreize geschaffen werden. Ein Modell funktioniert so, dass bei einem Regelenergie-Abwurf vom Erlös zuerst alle Opportunitätskosten (von Poolbetreiber und EZE) abgezogen werden und danach der Rest zu gleichen Teilen untereinander aufgeteilt wird. So hat der Poolbetreiber einen starken Anreiz, die Anlage erst dann abzurufen, wenn alle anderen Erzeugungseinheiten, welche weniger Opportunitätskosten haben, schon ausgeschöpft sind (Merit-Order Prinzip).

In Abbildung 18 wird die Vergütung von negativer Regelennergie aufgezeigt. Diese verläuft wie folgt (Reithofer, et al., 2013, S. 14), (Swissgrid, 2015 (c), S. 5-7):

- 1) Minderproduktion oder Mehrbezug der EZE wird durch den Energieliefervertrag mit dem LF/EZ geregelt.
- 2) Der BGV bezahlt die bezogene Regelennergie gemäss SwissIX Tarif an Swissgrid. Swissgrid korrigiert den Fahrplan des BGV um den Regelennergiebetrag, damit keine Ausgleichsenergie verrechnet wird.
- 3) Swissgrid bezahlt dem Regelpoolbetreiber den vom BGV erhaltenen Betrag abzüglich Regelenenergiepreis gemäss (Swissgrid 2015, S. 5, 7).
- 4) Der Regelpoolbetreiber vergütet der EZE die gelieferte Regelennergie gemäss Regelpoolvertrag.<sup>17</sup>

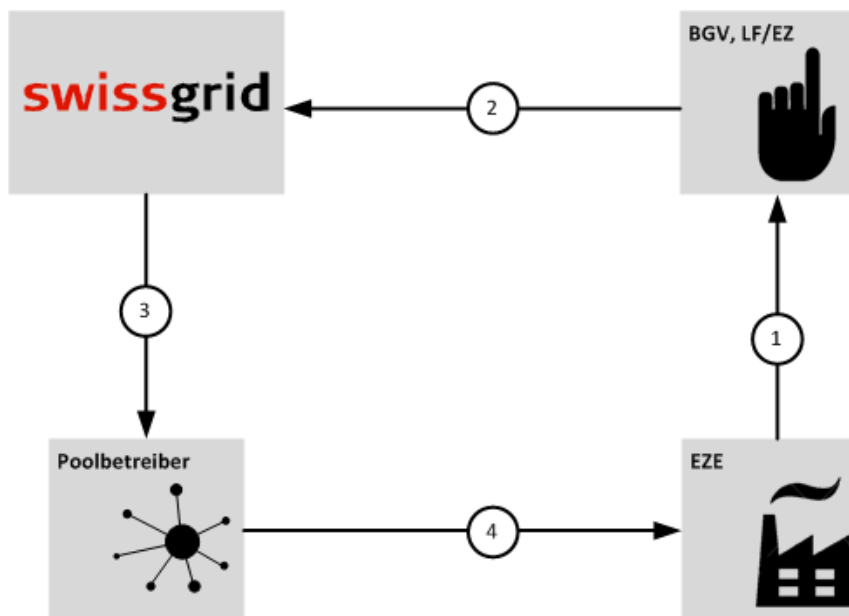


Abbildung 18: Vergütung Energielieferung (SRE-, TRE-) (Reithofer, et al., 2013, S. 14), (Swissgrid, 2015 (c), S. 5-7)

### 2.3.6 Zwischenfazit

Die sechs Hauptgeschäftsfälle Präqualifikation, Anbindung an Regelpool, Angebotserstellung, Vorhaltung, Energielieferung und Abrechnung beschreiben die relevanten Abläufe, welche im Zusammenhang mit einer Teilnahme einer Erzeugungseinheit am Regelenenergiemarkt zu beachten sind. Diese Prozessbeschreibungen in Form von PowerPoint-Unterlagen sind Teil des Toolsets, welches bei Besuchen in der Industrie verwendet wird, um die Abläufe zu erklären. Es zeigt sich, dass bisher für alle besuchten Unternehmen eine Präqualifikation direkt bei Swissgrid nicht in Frage kommt.

<sup>17</sup> Damit der Poolbetreiber die Anlagen in seinem Pool in einer für alle Beteiligten sinnvollen Reihenfolge abrufen (Merit-Order), müssen die korrekten Anreize geschaffen werden. Ein Modell funktioniert so, dass bei einem Regelenenergie-Abruf vom Erlös zuerst alle Opportunitätskosten (von Poolbetreiber und EZE) abgezogen werden und danach der Rest zu gleichen Teilen untereinander aufgeteilt wird. So hat der Poolbetreiber einen starken Anreiz, die Anlage erst dann abzurufen, wenn alle anderen Erzeugungseinheiten, welche weniger Opportunitätskosten haben, schon ausgeschöpft sind (Merit-Order Prinzip).

## 2.4 Vergleich DACH

Zurzeit wird nur Primärregelleistung in einem grenzüberschreitenden Verfahren ausgeschrieben. Dabei wird der Schweizer Bedarf gemeinsam mit Österreich, Deutschland und den Niederlanden beschafft. Für die SRL- und TRL-Produkte besteht bisher noch kein grenzüberschreitender Markt. Um die Effizienz der grenzüberschreitenden Regelleistungsbeschaffung zu gewährleisten und harmonisierte Anforderungen an Regelleistungsprodukte festzulegen wurde die Entso-E Policy *Load-Frequency Control and Performance* ausgearbeitet, welche künftig von der *System Operation Guideline* abgelöst wird. Die *System Operation Guideline* soll ab 2017 für EU-Staaten verbindlich werden, wobei diese aufgrund der engen Zusammenarbeit der Elektrizitätsmärkte auch von der Schweiz übernommen werden dürfte (Furrer, Chacko, Stimmer, & Imboden, 2015, S. 20-21) sowie (Entso-E, 2015). Nachfolgend werden die Marktmechanismen der Sekundär- und Tertiärregelung in der Schweiz, Deutschland und Österreich verglichen, die wesentlichen Unterschiede aufgezeigt und in einem weiteren Kapitel das Produkt „Abschaltbare Lasten“ betrachtet, welches in der Schweiz nicht existiert.

### 2.4.1 Sekundärregelung

Die SRL wird in der Schweiz nur symmetrisch und wochenweise ausgeschrieben, während in Deutschland und Österreich auch eine asymmetrische, zeitabhängige Angebotserstellung möglich ist. Während in der Schweiz SRL proportional zur kontrahierten Leistung abgerufen wird, wird in Deutschland und Österreich ein Merit-Order-Zuschlagsverfahren angewandt. In allen drei Ländern besteht ein automatischer Aktivierungsmodus, wobei die Regelgeschwindigkeit in der Schweiz grösser ist als in den anderen beiden Ländern und den Anforderungen der NC LFCR. Österreich unterscheidet sich desweiteren insofern von Deutschland und der Schweiz, dass ein positives und/oder negatives Sekundärregelband von mindestens 1 MW je Reservegruppe verlangt wird (Furrer, Chacko, Stimmer, & Imboden, 2015, S. 22) (Tabelle 4 und Tabelle 5).

Tabelle 4 Technische Anforderungen für SRL, aus (Furrer, Chacko, Stimmer, & Imboden, 2015, S. 22)

Technische Anforderungen für Sekundärregelung				
	Regelleistungsmarkt Schweiz	Regelleistungsmarkt Österreich	Regelleistungsmarkt Deutschland	NC-LFCR / NC-EB für RG CE
Aktivierungsmodus	Automatisch	Automatisch	Automatisch	Automatisch / Manuell
Sekundärregelband	-	Positives und / oder negatives Sekundärregelband je Reservegruppe von jeweils min. 1 MW	-	-
Maximale Verzögerung für die automatische Aktivierung von SRL	10 Sekunden	Im Sekundenbereich	30 Sekunden	30 Sekunden
SRL Vollaktivierungszeit	Leistungsänderung von 0.5% der Nennleistung pro Sekunde	Vollständige Aktivierung in max. 5 Minuten	Max. 5 Minuten	Automatic Frequency Restoration Reserves, max. 15 Minuten
SRL Deaktivierungszeit	Leistungsänderung von 0.5% der Nennleistung pro Sekunde	Vollständige Deaktivierung in max. 5 Minuten	Max. 5 Minuten	Automatic Frequency Restoration Reserves, max. 15 Minuten

Tabelle 5 Marktregeln für SRL, aus: (Furrer, Chacko, Stimmer, & Imboden, 2015, S. 23)

Marktregeln für Sekundärregelung			
	Regelleistungsmarkt Schweiz	Regelleistungsmarkt Österreich	Regelleistungsmarkt Deutschland
Ausschreibungszeitraum	Woche	Woche	Woche
Ausschreibungsprodukt	1)Woche, Mo.-So: 00:00-24:00	1)Peak Woche, Mo.-Fr.: 08:00-	1)Hauptzeit, Mo.-Fr.: 08:00-

Marktregeln für Sekundärregelung			
	Regelleistungsmarkt Schweiz	Regelleistungsmarkt Österreich	Regelleistungsmarkt Deutschland
	Uhr	20:00 Uhr 2)Off-Peak Woche, Mo.-Fr.: 00:00-08:00 Uhr & 20:00-24:00 Uhr 3)Wochenende, Sa.-So.: 00:00-24:00 Uhr	20:00 Uhr 2)Nebenzeit, Mo.-Fr.: 00:00-08:00 Uhr & 20:00-24:00 Uhr, sowie Wochenende Sa.-So.: 00:00-24:00 Uhr
Ausschreibungsmenge	Ca. ± 400 MW	± 200 MW	Ca. ± 2000 MW
Produktart	Symmetrische Leistungsscheiben	Asymmetrische Leistungsscheiben	Asymmetrische Leistungsscheiben
Angebotsgrösse und Struktur	Min. ± 5 MW Erhöhung jeweils inkrementell ± 1 MW Nicht teilbar, Stufenangebote sind erlaubt	Min. + 5 MW / - 5 MW Erhöhung in ganzen 5 MW Schritten Teilbar, keine Stufenangebote	Min. +5 MW / - 5 MW Angebotsinkrement 1 MW Teilbar, keine Stufenangebote
Zuschlagskriterium	1)Minimierung der Kosten der Leistungsvorhaltung (Sekundär plus Tertiär) unter Berücksichtigung der Anforderungen an die Systemsicherheit (ausgedrückt als Leistungsdefizitwahrscheinlichkeit) 2)Bei Gleichheit der Leistungspreise: Vorrangig diejenigen die in erster Linie zu einer Kostenminimierung beitragen und in zweiter Linie zuerst eingegangen sind	1)Niedrigster Leistungspreis 2)Bei Gleichheit der Leistungspreise: Niedrigster Arbeitspreis bei positiver SRL bzw. höchster Arbeitspreis bei negativer SRL 3)Bei Gleichheit der Leistungs- und Arbeitspreise: Angebot mit frühestem Eingang	1)Niedrigster Leistungspreis 2)Bei Gleichheit der Leistungspreise: Niedrigster Arbeitspreis bei positiver SRL bzw. höchster Arbeitspreis bei negativer SRL 3)Bei Gleichheit der Leistungs- und Arbeitspreise: frühester Eingangszeitstempel
Entschädigung Leistung	Vergütung gemäss Leistungspreis (pay as bid)	Vergütung gemäss Leistungspreis (pay as bid)	Vergütung gemäss Leistungspreis (pay as bid)
Abruf	Proportional zur kontrahierten Leistung des Anbieters	Die Erbringung hat gemäss dem Online-Signal von APG zu erfolgen. Abruf auf Basis der Zuschläge und einer hieraus resultierenden Abruf-Rangliste auf Basis der Arbeitspreise. (Merit Order List, MOL)	Abruf der Sekundärregelenergie folgt einer gesonderten Liste der zerschlagenen Angebote. Abrufreihenfolge erfolgt grundsätzlich in Reihung der Arbeitspreise. (Merit Order List, MOL)
Entschädigung Energie	Gekoppelt an SwissIX	Die tatsächlich erbrachte Sekundärregelenergie wird mit dem seitens dem Systemdienstleistungsverantwortlichen angebotenen Arbeitspreis entgolten	Die tatsächlich erbrachte Sekundärregelenergie wird mit dem seitens dem Systemdienstleistungsverantwortlichen angebotenen Arbeitspreis entgolten

## 2.4.2 Tertiärregelung/Minutenreserve

Während in Deutschland Minutenregelleistung nur in Tagesprodukten angeboten werden kann, existieren in der Schweiz zusätzlich auch ein Wochenprodukt und in Österreich ein Arbeitswochen- und Wochenendprodukt. In der Schweiz sind, im Gegensatz zu den anderen beiden Ländern, nichtteilbare Stufenangebote zugelassen, wobei in Deutschland und Österreich die Angebote teilbar sind. Zum Abruf von TRL wird in allen drei Ländern ein Merit-Order-List-Verfahren angewandt. Jedoch unterscheiden sich die drei Länder in der Schaltgeschwindigkeit: während Österreich eine maximale Vollaktivierung innert zehn Minuten voraussetzt, beträgt diese in Deutschland 15 Minuten und in der Schweiz wird zwischen schneller (max. 15 Minuten) und langsamer (20 Minuten) Energielieferung unterschieden (Furrer, Chacko, Stimmer, & Imboden, 2015, S. 22), (Tabelle 6 und Tabelle 7).

Tabelle 6 Technische Anforderungen für TRL, aus: (Furrer, Chacko, Stimmer, &amp; Imboden, 2015, S. 23)

Technische Anforderungen für Tertiärregelung / Minutenreserve				
	Regelleistungsmarkt Schweiz	Regelleistungsmarkt Österreich	Regelleistungsmarkt Deutschland	NC-LFCR / NC-EB für RG CE
Aktivierungsmodus	Manuell	Manuell mittels MOL-Server	Manuell	Manuell
Tertiärregelband	-	Min. $\pm 1$ MW je Reservegruppe	-	-
TRL / MRL Vollaktivierungszeit	Schnelle ( $\pm$ ) Energielieferung: max. 15 Minuten langsame (-) Energielieferung: 20 Minuten auf Fahrplanintervall	Max. 10 Minuten	Max. 15 Minuten	Manual Frequency Restoration Reserves, max. 15 Minuten
				Replacement Reserves, min. 15 Minuten
TRL / MRL Deaktivierungszeit	Auf Fahrplanintervall	Max. 10 Minuten	Max. 15 Minuten	Manual Frequency Restoration Reserves, max. 15 Minuten
				Replacement Reserves, min. 15 Minuten
Zeitraum des SDV für die Aktivierung der kompletten TRL / MRL Kapazität	-	-	-	Gemäss Anweisungen des ÜNB

Tabelle 7 Marktregeln für TRL, aus: (Furrer, Chacko, Stimmer, &amp; Imboden, 2015, S. 24)

Marktregeln für Tertiärregelung / Minutenreserve			
	Regelleistungsmarkt Schweiz	Regelleistungsmarkt Österreich	Regelleistungsmarkt Deutschland
Ausschreibungszeitraum	1)Tag 2)Woche	(Day-Ahead Markt) 1)Tag (Marketmaker-Markt) 2)Arbeitswoche & 3)Wochenende	1)Tag
Ausschreibungsprodukte	1)Tag 6 Produkte zu 4 Stunden, beginnend bei 00:00 2)Woche (1 Produkt), Mo.-So. 00:00-24:00 Uhr	1)Tag, 2)Arbeitswoche, 3)Wochenende 6 Produkte zu 4 Stunden, beginnend bei 00:00	1)Tag 6 Produkte zu 4 Stunden, beginnend bei 00:00
Ausschreibungsmenge	Ca. + 450MW / Ca. - 300MW	+ 280MW / - 125 MW	Ca. $\pm$ 2500 MW
Produktart	Asymmetrische Leistungsbänder	Asymmetrische Leistungsbänder	Asymmetrische Leistungsbänder
Angebotsgrösse und Struktur	Min. + 5 MW / - 5 MW Erhöhung jeweils inkrementell $\pm 1$ MW Nicht teilbar, Stufenangebote sind erlaubt	Blöcke zwischen 5-50 MW je Anbieter und Zeitintervall. Angebote in ganzen 1 MW Schritten zulässig. Teilbar, keine Stufenangebote	Min. + 5 MW / - 5 MW Angebotsinkrement 1 MW Teilbar, Blockangebote bis maximal 25 MW sind nicht teilbar, keine Stufenangebote

Marktregeln für Tertiärregelung / Minutenreserve			
	Regelleistungsmarkt Schweiz	Regelleistungsmarkt Österreich	Regelleistungsmarkt Deutschland
Zuschlagskriterium	1) Minimierung der Kosten der Leistungsvorhaltung (Sekundär plus Tertiär) unter Berücksichtigung der Anforderungen an die Systemsicherheit (ausgedrückt als Leistungsdefizitwahrscheinlichkeit) 2) Bei Gleichheit der Leistungspreise: vorrangig diejenigen, die in erster Linie zu einer Kostenminimierung beitragen und in zweiter Linie zuerst eingegangen sind.	<b>Day-Ahead Markt</b> 1) Niedrigster Arbeitspreis bei Erbringung / höchster Arbeitspreis bei Bezug 2) Bei Gleichheit der Arbeitspreise: mengenmässig grösseres Angebot geht vor 3) Bei Gleichheit der Arbeitspreise und der Angebotsmengen: früheres Angebot erhält Zuschlag <b>Marketmaker-Markt</b> 1) Niedrigster Leistungspreis 2) Bei gleichen Leistungspreisen Zeitpunkt der Angebotsabgabe	1) Niedrigster Leistungspreis 2) Bei Gleichheit der Leistungspreise: Niedrigster Arbeitspreis bei positiver Minutenreserveleistung bzw. höchster Arbeitspreis bei negativer Minutenreserveleistung 3) Bei Gleichheit der Leistungs- und Arbeitspreise: Frühester Eingangszeitstempel
Entschädigung Leistung	Angebotener Leistungspreis (pay as bid)	Angebotener Leistungspreis (pay as bid)	Angebotener Leistungspreis (pay as bid)
Abruf	Gemäss angebotener Energiepreis in Merit Order List (MOL)	Gemäss Arbeitspreisen in Merit Order List (MOL)	Abruf der Minutenreserve folgt einer gesonderten Liste der bezuschlagten Angebote. Abrufreihenfolge erfolgt grundsätzlich in Reihung der Arbeitspreise (MOL)
Entschädigung Energie	Gemäss Angebot SDV für 4h-Block und gelieferte / bezogene Energie	Gemäss Angebot SDV für gelieferte / bezogene Energie	Die Minutenreserve wird mit dem vom Anbieter bei der Gebotsabgabe geforderten Arbeitspreis entgolten.

### 2.4.3 Abschaltbare Lasten (Deutschland)

Abschaltbare Lasten sind ein zusätzliches SDL-Produkt, welches in der DACH-Region lediglich in Deutschland angeboten werden kann. Ähnliche Produkte sind jedoch gemäss Anhang B49 auch einer Reihe weiterer Europäischer Länder bekannt, so in Frankreich, Spanien, Italien und in den Niederlanden.

Das Produkt *Abschaltbare Lasten* in Deutschland basiert auf der *Verordnung zu abschaltbaren Lasten* (AbLaV) vom 28.12.2012 mit einer befristeten Gültigkeit bis zum 01.01.2016. Die Verordnung bildete den gesetzlichen Rahmen für eine Testphase, in der Lasten mit einer Spannung von mindestens 110 kV und einer Leistung von mind. 50 MW teilnahmeberechtigt waren.

Die Bundesregierung hat am 25.05.2016 die Neufassung der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) beschlossen und damit die Regelung bis zum 1. Juli 2022 verlängert (AbLaV, S. 24). Die Deutschen TSOs werden darin verpflichtet gemeinsam wöchentlich 750 MW *sofort abschaltbare Lasten* (SOL) und 750 MW *schnell abschaltbare Lasten* (SNL) als Wochenprodukte (AbLaV, S. 22) auszuschreiben, wobei der Bundesnetzagentur das Recht zukommt, diese Mengen in begründeten Fällen zu erhöhen (AbLaV §8).

Mit der Neufassung können Lasten mit folgenden Eigenschaften an den Ausschreibungen teilnehmen (AbLaV §5):



- die Stromabnahme erfolgt aus einem Elektrizitätsversorgungsnetz, das im Normalschaltzustand über nicht mehr als zwei Umspannungen mit der Höchstspannungsebene verbunden ist,<sup>18</sup>
- die minimale schaltbare Leistung beträgt 10 MW,
- die Anlage ist über minimal 1 h und für mindestens 16 Viertelstunden in der Woche abrufbar,
- zwischen Abrufen kann eine Pause von maximal 8 h eingelegt werden,
- die Anlage ist während maximal 120' in der Woche nicht verfügbar.

Dabei ist die Bildung von Konsortien innerhalb des gleichen Höchstspannungsknotens zur Erfüllung der Anforderungen erlaubt (AbLaV §6 Abs. 1).

Unter *Abschaltbaren Lasten* werden zwei Produkte definiert:

- sofort abschaltbare Lasten (SOL): min. 10 MW gepoolt, Aktivierung automatisch frequenzgesteuert und/oder unverzüglich ferngesteuert (AbLaV, S. 22),
- schnell abschaltbare Lasten (SNL): min. 10 MW gepoolt, Aktivierung innerhalb von 15 Minuten ferngesteuert.

In der Ausschreibung erfolgreiche Anbieter erhalten für die Vorhaltung der angebotenen abschaltbaren Lasten den von ihnen angebotenen Leistungspreis (pay-as-bid-Verfahren), maximal jedoch 500 €/MW. Bei Abruf erhält der Anbieter den von ihm angebotenen Arbeitspreis, maximal jedoch 400 €/MWh (AbLaV §4). Der Anbieter der abschaltbaren Lasten ist zusätzlich berechtigt, diese unter bestimmten Bedingungen am vortägigen Spotmarkt oder an Märkten für positive Regelleistung oder Primärregelleistung zu vermarkten und so zusätzliche Erlöse zu erwirtschaften (AbLaV §7).

Während sich das Produkt *Schnell Abschaltbare Lasten* im Wesentlichen auf TRL abbilden lässt, stellen *Sofort Abschaltbare Lasten* mit einer Aktivierungszeit von max. 1 sec ein sehr schnelles Einsatzelement dar, welches, gesteuert durch ein Frequenzrelais, als direkte Unterstützung der Primärregelleistung verstanden werden kann (Anhang B49).

2015 wurden bis zum 16. Sept. insgesamt über 6.5 GWh abgerufen, davon 51% als SOL und 49% SNL, sowohl für Frequenzhaltung (56%) als auch für Redispatch (44%) (regelleistung.net, 2015).

---

<sup>18</sup> Zwei Umspannungen bis zur Höchstspannungsebene entspricht in der Regel der Mittelspannungsebene. Gegenüber der AbLaV vom 29.12.2012, welche eine Anschlussspannung von 110 kV vorschrieb, bedeutet diese Neuordnung eine wesentliche Erweiterung des Teilnehmerkreises.

## 2.5 Chancen/Risiken

Die industriellen Teilnehmer bilden zusammen mit den weiteren direkten Teilnehmern gemäss Kap. 2.2 den Regelleistungs-Markt (Abbildung 19).

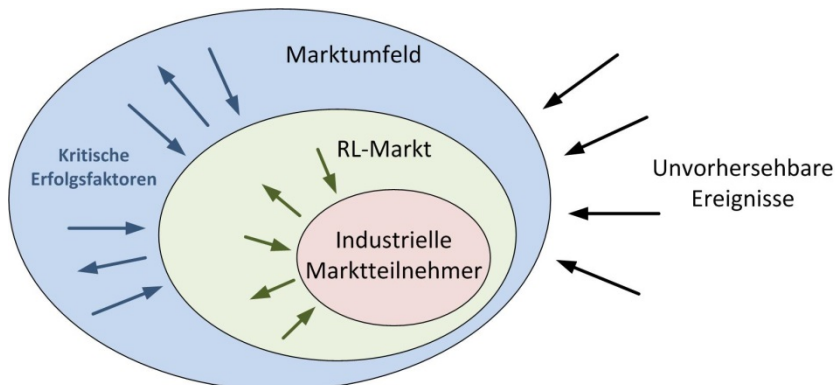


Abbildung 19: Regelleistungs-Markt und Marktumsfeld

Für die externe Umfeldanalyse wird die relevante CH-Literatur (BFE, VSE) der letzten 3+ Jahre betrachtet und eine Analyse nach relevanten Umfeldfaktoren und Trends gemäss PESTEL durchgeführt. Aus den Trends können mögliche Auswirkungen auf den Regelleistungs-Markt identifiziert werden. Chancen & Risiken sind unter dem Oberbegriff „Mögliche Auswirkungen“ zusammengefasst. Dies aus dem Grund, da ein Risiko zugleich auch eine Chance sein kann. Zudem kann eine Chance für den ÜNB/TSO gleichzeitig ein Risiko für den Systemdienstleistungsverantwortlichen oder die Erzeugungseinheit darstellen.

Tabelle 8 fasst die aus dem Literaturstudium hergeleiteten Trends zu den Umfeldfaktoren

- Konjunktur/Energienachfrage,
- Steuerbarkeit von Erzeugung und Verbrauch,
- Prosumerverhalten,
- Marktregeln in der Schweiz,
- Internationalisierung,
- Energiepreise,
- Technologische Entwicklung,
- Energiespeicherkapazität (zentral/dezentral),
- Politik/Rechtliches,
- Umweltbelastung/ Ressourcenknappheit und
- Versorgungssicherheit

zusammen und zeigt mögliche Auswirkungen auf den Regelleistungs-Markt Schweiz auf.

Tabelle 8: Zusammenfassung der Trends und Auswirkungen des Umfelds für den Regelleistungs-Markt Schweiz. Die Trends sind hergeleitet aus Anhang A4.

Umwelt Faktor	Trends	Mögliche Auswirkungen auf den RL-Markt Schweiz
Konjunktur / Energienachfrage	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Durchschnittliches jährliches BIP Wachstum von 1.2%.</li> <li>- Wirtschaft entwickelt sich weiterhin zu einer hochtechnologischen Industrie- und Dienstleistungsgesellschaft.</li> <li>- Die Energiestrategie 2050 führt zu einem Wohlfahrtsgewinn.</li> <li>- Steigende Energienachfrage.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Mittel- bis langfristig kann von einer stabilen bis leicht steigenden Nachfrage an elektrischer Energie ausgegangen werden. Der Zubau stochastischer nEE verdrängt klassische Kraftwerkstypen.</li> </ul>
Energiepreise	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Systemwechsel zu dynamischer Tarifierung als Möglichkeit.</li> <li>- Der Anteil der Energiekosten am BIP nimmt ab.</li> <li>- Ölpreise steigen künftig moderat.</li> <li>- Kohlepreise sinken leicht.</li> <li>- Gaspreise bleiben stabil.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Kurzfristig ist nicht mit markanten Preisanstiegen bei elektrischer Energie zu rechnen. Dies wirkt sich dämpfend auf die Entwicklung der Regelleistungspreise aus.</li> <li>- Eine dynamische Tarifierung ist zur Zeit noch eher unwahrscheinlich.</li> </ul>
Steuerbarkeit von Erzeugung und Verbrauch	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Starker Ausbau nEE erhöht die Erzeugungs-Volatilität in der EU.</li> <li>- Ab ca. 50% Anteil der nEE an der Elektrizitätsproduktion in den DACH Ländern steigt auch der Bedarf an Speicherkapazitäten.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Der Anstieg der Einspeisung von volatiler Energie erhöht die Nachfrage nach Regelleistung.</li> </ul>
Prosumerverhalten	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Anstieg der Elektromobilität.</li> <li>- Liberalisierung des Energiemarktes.</li> <li>- Es wird mit einer deutlichen Kostendegression von Lithium-Ionen-Batterien gerechnet.</li> <li>- Intelligente Systeme durchdringen weitere Lebensbereiche (ubiquitäre Intelligenz).</li> <li>- Steigende Sensibilisierung für Fragen des Datenschutzes.</li> <li>- Explizite Verankerung des Rechts zum Eigenverbrauch von Strom.</li> <li>- Der Endkunde strebt nach bilanzieller Energieautarkie.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Zusätzliche Speichermöglichkeiten im Netz könnten evtl. neue Geschäftsmodelle zur Vermarktung von Flexibilität mit sich bringen.</li> <li>- Durch ein marktgerechtes Agieren der Prosumer am Energiemarkt sinkt der Bedarf an Regelleistungsvorhaltung.</li> </ul>

Umwelt Faktor	Trends	Mögliche Auswirkungen auf den RL-Markt Schweiz
Technologische Entwicklung	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Das Energiesystem wird smarter: Laststeuerung, Zählerfernauslesung, smart grid, smart home, bi-direktionale Echtzeitkommunikation, selbstregenerierendes Netz.</li> <li>- Intelligente Systeme durchdringen weitere Lebensbereiche (ubiquitäre Intelligenz).</li> <li>- Die Energieforschung in Europa fördert insbesondere die Bereiche Wind, Photovoltaik, konzentrierte Sonnenenergie, Brennstoffzellen und Wasserstoff, Meeresenergie, elektrische Netze, Biomasse, Nuklearenergie, CO<sub>2</sub> Abtrennung, Transport und Speicherung (CCS), intelligente Städte, Energiespeicherung und fortgeschrittene Werkstoffe und Prozesse der Energieanwendungen, nukleare Energie (Fusion, Fission).</li> <li>- Smart meters können wirtschaftlich sinnvoll zu Steuerzwecken eingesetzt werden, falls Rundsteueranlagen zu ersetzen sind.</li> <li>- Der Bund investiert in Energieforschung in den Bereichen               <ul style="list-style-type: none"> <li>o Energieeffizienz in Gebäuden, Industrie, Mobilität,</li> <li>o Biomasse, Geothermie, Wasserkraft</li> <li>o Netze, Speicherung.</li> </ul> </li> <li>- Organic Rankine Cycle (ORC) ist an verschiedenen Hochtemperaturquellen wirtschaftlich einsetzbar.</li> <li>- Power to Gas (P2G) gewinnt als Langzeit-Speichertechnologie an Bedeutung.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Es entstehen neue Geschäftsmodelle mit neuen Marktplayern.</li> <li>- Die Prognosequalität von Wind &amp; Sonne wird verbessert.</li> <li>- Neue Technologien wie ORC und P2G können in Zukunft für zusätzliche Kapazität auf der RL-Angebotsseite sorgen.</li> </ul>

Umwelt Faktor	Trends	Mögliche Auswirkungen auf den RL-Markt Schweiz
Energiespeicherkapazität (zentral/dezentral)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Es wird mit einer deutlichen Kostendegression von Li-Ionen-Batterien gerechnet.</li> <li>- Ab 2020 ist mit steigendem dezentralem Speicherbedarf zur Vermeidung von Netzüberlastungen zu rechnen. Die Bedeutung dezentraler Speicher für das Schweizer Stromversorgungssystem bleibt aber bis zum Jahr 2050 begrenzt.</li> <li>- Im Jahr 2016 kommt das Pumpspeicherkraftwerk Linthal (1000MW) mit einer ersten Stufe ans Netz.</li> <li>- Im Jahr 2018 nimmt das Pumpspeicherkraftwerk Nant-de-Drance (900MW) den Betrieb auf.</li> <li>- Mittel- bis längerfristig, bei einem mehr als 50% Ausbau Erneuerbarer Energie, steigt der Nutzen von PSKW's (Pumpspeicher Kraftwerken) für die Stromnetzstabilisierung markant.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Durch die in Zukunft vermehrt zur Verfügung stehende Speicherkapazität, längerfristig dezentral durch Li-Ionen Batterien und kurzfristig zentral mit zwei neuen Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz, wird das Regelleistungs-Angebotspotenzial erhöht.</li> </ul>
Politik/Rechtliches	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Energiestrategie 2050 des Bundes unterstützt den schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie.</li> <li>- Energieeffizienz soll im Rahmen der Energiestrategie 2050 des Bundes erhöht werden.</li> <li>- Energiegewinnung aus Wasserkraft soll im Rahmen der Energiestrategie 2050 des Bundes um rund 10 % gegenüber 2010 erhöht werden. Pumpspeicherung soll um 10 TWh erhöht werden.</li> <li>- Energiegewinnung aus übrigen Erneuerbaren soll im Rahmen der Energiestrategie 2050 des Bundes auf 22 TWh erhöht werden.</li> <li>- Der Restbedarf soll primär durch Wärme-Kraft-Kopplung, sekundär durch Gaskombikraftwerke sowie durch Importe gedeckt werden.</li> <li>- Steigende Sensibilisierung für Fragen des Datenschutzes.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Die Energiestrategie 2050 führt in der Schweiz wie in der EU zu einer erhöhten Stromproduktion durch nEE. Dies bringt eine erhöhte Nachfrage nach Regelleistung mit sich.</li> <li>- Längerfristig werden die Schweizer Regelleistungserzeuger dem europäischen Standard Entso-E angeglichen.</li> <li>- Eine Öffnung des Regelleistungsmarktes führt zu einer erhöhten Marktliquidität und insgesamt kleinerer Preisvolatilität.</li> <li>- Aufgrund der Ablösung von KEV durch KEV mit Direktvermarktung, respektive durch den Wechsel von einem Fördersystem zu einem Lenkungssystem, wird in Zukunft ein grösseres Potenzial von Erzeugungseinheiten für die Bereitstellung von Regelleistung wirtschaftlich nutzbar.</li> <li>- Durch ein marktgerechtes</li> </ul>

Umwelt Faktor	Trends	Mögliche Auswirkungen auf den RL-Markt Schweiz
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ein Abschluss der Verhandlungen zwischen CH und EU zum bilateralen Abkommen im Strombereich ist noch nicht absehbar.</li> <li>- Aus- und Umbau der elektrischen Netze und der Energiespeicher wird beabsichtigt.</li> <li>- EU fördert Einführung von intelligenter Zählerinfrastruktur (smart meters). In der Schweiz sind die Kosten einer Einführung von smart meters über die Netznutzungsentgelte zu finanzieren.</li> <li>- Liberalisierung des Energiemarktes.</li> <li>- Dezentralisierung / Demokratisierung der Erzeugung.</li> <li>- Die CO2 Abgabe wird per 2020 erhöht.</li> <li>- Die bestehende KEV wird im Rahmen des ersten Massnahmenpakets ersetzt durch KEV mit Direktvermarktung.</li> <li>- Ab 2020 löst ein Lenkungssystem das gegenwärtige Fördersystem ab.</li> <li>- Explizite Verankerung des Rechts zum Eigenverbrauch von Strom.</li> <li>- Verzicht auf die Aufnahme weiterer Kehrlichtverbrennungs- und Abwasserreinigungsanlagen sowie Kombianlagen mit fossilen Brenn- oder Treibstoffen in das Einspeisevergütungssystem.</li> <li>- Bau und Betrieb von GuD Kraftwerken wird erleichtert.</li> <li>- Seit 2013 können 50% der CO2 Emissionen von Gaskraftwerken durch ausländische Zertifikate gedeckt werden.</li> <li>- Der Bund prüft Möglichkeiten zu einer verbesserten Vergütung der Kapazität und Flexibilität von Stromspeichern.</li> <li>- Der Energiefahrplan 2050 der EU setzt auf bessere internationale Koordination, Einsparung der Primärenergienachfrage, Steigerung der Stro-</li> </ul>	<p>Agieren der Prosumer am Energiemarkt sinkt der Bedarf an Regelleistungsvorhaltung.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Der Zubau von GuD-Kraftwerken führt zu einem Ausbau der Regelleistungskapazität.</li> <li>- Schweizer RL-Markt (SRL, TRL) bleibt auf absehbare Zeit national.</li> <li>- Erhöhte Risiken betreffend Verfügbarkeit von Wasserkraftwerken aufgrund auslaufender Konzessionen.</li> </ul>

Umwelt Faktor	Trends	Mögliche Auswirkungen auf den RL-Markt Schweiz
	<p>manteils am Gesamtenergieverbrauch, Dekarbonisierung, erneuerbare Energie, WKK.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Die Verhandlungen über das Stromabkommen mit der EU läuft seit 2007 und beinhaltet inzwischen auch die Massnahmen des 3. Liberalisierungspakets der EU (internationaler Regelleistungshandel).</li> <li>- Viele Wasserkraftwerke erreichen in den nächsten Jahrzehnten ihr Konzessionsende, womit der Betrieb neu zu regeln ist.</li> </ul>	
<b>Internationalisierung</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Bis auf weiteres ist die Schweiz am europäischen market coupling nicht beteiligt.</li> <li>- Ein internationaler Handel für SRL und TRL zwischen der Schweiz und ihren Nachbarn findet aktuell nicht statt. Hingegen findet der PRL Handel international (DACH) statt.</li> <li>- Der Intraday-Handel der Schweiz ist mit D/A verbunden.</li> <li>- Im Rahmen des 3. Binnenmarktpakets entwickelt sich ein internationaler RL-Handel.</li> <li>- In der EU entsteht der grösste Energiebinnenmarkt der Welt.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Längerfristig werden die Schweizer Regelleistungsprodukte dem europäischen Standard Entso-E angeglichen.</li> <li>- Eine Öffnung des Regelleistungsmarktes führt zu einer erhöhten Marktliquidität und insgesamt kleinerer Preisvolatilität.</li> <li>- Mit der Internationalisierung dürfte eine Nivellierung der Schweizer RL-Preise in Richtung der DE-Preise stattfinden.</li> </ul>
<b>Umweltbelastung, Ressourcenknappheit, Versorgungssicherheit</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Trotz Rohstoffverknappung ist der globale Bedarf für Uran, Kohle, Erdgas mittelfristig gedeckt.</li> <li>- Klimawandel / Erderwärmung werden als ernsthaftes globales Problem erachtet.</li> <li>- Geplante Reduktion von CO<sub>2</sub> Ausstoss.</li> <li>- Zur Erhaltung der Versorgungssicherheit sind die Netzkapazitäten auszubauen.</li> <li>- Das Ausfallrisiko steigt aufgrund des Alters der Elektrizitätsnetze.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Die globalpolitische Energiesituation motiviert die Umsetzung der Energiestrategie 2050.</li> </ul>

Die in Tabelle 8 zusammengefasste Trendanalyse basiert auf einer Literaturrecherche, wobei hauptsächlich die folgenden Quellen (Tabelle 9) berücksichtigt werden:

Tabelle 9: Literaturübersicht betrachtete Literatur

Verweis	Literatur
(BFE, Positionspapier zu 'Smart Grids', 2010)	BFE (Positionspapier zu 'Smart Grids', 2010)
(Hewicker, et al., 2013)	Hewicker et al. (Energiespeicher in der Schweiz. Bedarf, Wirtschaftlichkeit und Rahmenbedingungen im Kontext der Energiestrategie 2050, 2013)
(Baeriswyl, et al., 2012)	Baeriswyl et al. (Folgeabschätzung einer Einführung von «Smart Metering» im Zusammenhang mit «Smart Grids» in der Schweiz, 2012)
(Kaiser, Hotz-Hart, & Wokaun, 2012)	Kaiser, Hotz-Hart & Wokaun (Aktionsplan. Koordinierte Energieforschung Schweiz, 2012)
(BFE (a), 2013)	BFE (Energieperspektiven 2050. Zusammenfassung, 2013)
(Galus, et al., 2015)	Galus et al. (Smart Grid Roadmap Schweiz. Wege in die Zukunft der Schweizer Elektrizitätsnetze, 2015)
(Bundesrat, Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 (Revision des Energierechts) und zur Volksinitiative «Für den geordneten Ausstieg aus der Atomenergie (Atomausstiegsinitiative)», 2015)	Bundesrat (Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 (Revision des Energierechts) und zur Volksinitiative «Für den geordneten Ausstieg aus der Atomenergie (Atomausstiegsinitiative)», 2013)
(Weber, et al., 2014)	Weber et al. (Potenziale zur Erzielung von Deckungsbeiträgen für Pumpspeicherkraftwerke in der Schweiz, Österreich und Deutschland, 2014)
(Hildmann, Pirker, Schaffner, Spreng, & Ulbig, 2014)	Hildmann et al. (Pumpspeicher im trilateralen Umfeld Deutschland, Österreich und Schweiz, 2014)
(VSE, 2012)	VSE (Wege in die neue Stromzukunft. Gesamtbericht, 2012)
(Berger, 2015)	Jürgen Berger; 2. Schweizer ORC Symposium (Abwärmenachverstromung und optimale KWK-Anbindung mittels SteamDrive Hochtemperaturabwärmenutzung) (\03_Potenzialabklärung\16_ORC)
(Doran, 2015)	Phil Doran, ITM Power; Green Salon KKL Luzern (Power-to-Gas: Wegbereiter für erneuerbare Energiequellen) (\03_Potenzialabklärung\03_Industriekontakte\25_P2G Electrolyser ITM Power)
(Axpo, 2015)	AXPO, Kraftwerke Linth-Limmern AG, Linthal 2015 Newsletter Mai 215 ( <a href="http://www.axpo.com/content/dam/axpo/switzerland/medien/dokumente/150507_linthal_newsletter_mai2015.pdf">http://www.axpo.com/content/dam/axpo/switzerland/medien/dokumente/150507_linthal_newsletter_mai2015.pdf</a> )
(Alpiq, 2015)	Alpiq, Nant de Drance ( <a href="http://www.alpiq.com/de/unser-angebot/unsere-anlagen/wasserkraft/wasserkraftwerkprojekte/nant-de-drance.jsp">http://www.alpiq.com/de/unser-angebot/unsere-anlagen/wasserkraft/wasserkraftwerkprojekte/nant-de-drance.jsp</a> )

In Anhang A4 findet sich dazu die detaillierte Herleitung der identifizierten Trends je Literaturstelle.



Tabelle 10 Zusammenfassung preistreibender und -dämpfender Umfeldfaktoren

RL-Preis treibende Umfeld Faktoren	RL-Preis dämpfende Umfeld Faktoren
Konjunktur / Energienachfrage (stabil bis steigend)	Energiepreise (kurzfristig stagnierend bis sinkend)
Steuerbarkeit von Erzeugung und Verbrauch (mehr volatile Einspeisung )	Technologische Entwicklung (ORC, P2G, neue Geschäftsmodelle)
Umweltbelastung, Ressourcenknappheit, Versorgungssicherheit (Energiestrategie 2050)	Energiespeicherkapazität (zentral/dezentral) (kurzfristig neue Pumpspeicher, langfristig Li-Ionen-Batterien)
Politik, Rechtliches (Energiestrategie 2050)	Prosumerverhalten (Mobilität, marktgerechtes Agieren)
	Internationalisierung (Öffnung Regelleistungsmarkt)
	Politik, Rechtliches (Direktvermarktung)

Bezogen auf die Frage der erwarteten Preisentwicklung im Regelleistungsmarkt zeigt die Recherche diverse Faktoren, die sich preistreibend auf die Regelleistungspreise auswirken. Zu nennen sind hier vor allem die stabil bis steigende Konjunktur und damit einhergehend die Energienachfrage, sowie eine vermehrte volatile Einspeisung von elektrischer Energie, bedingt durch die Förderung von neuen erneuerbaren Energien, aufgrund der Durchsetzung der Energiestrategie 2050, welche durch die globalpolitische Energiesituation, den Klimawandel und die Erderwärmung motiviert ist (Tabelle 10).

Dem wirken andere Faktoren stark preisdämpfend entgegen. Dazu gehören längerfristig vor allem neue Technologien (ORC, P2G), welche auf den Markt drängen und für ein zusätzliches Potenzial auf der Angebotsseite führen. Auch Anpassungen bei den Marktregeln, wie z.B. die mit dem 1. Massnahmenpaket kürzlich eingeführte Direktvermarktung, werden ähnliche Effekte mit sich bringen. Durch die in der Zukunft vermehrt zur Verfügung stehende Speicherkapazität, zentral mit den sogar kurzfristig bereitstehenden neuen Pumpspeicherkraftwerken Linthal und Nant-de-Drance, oder mittel- bis längerfristig dezentral mit Batterien (Li-Ionen), wird das Regelleistungs-Angebot in der Schweiz zusätzlich erhöht. Dezentrale Batteriespeicher könnten vor allem auch durch eine erstarkende Elektro-Mobilität vermehrt zur Verfügung stehen (Tabelle 10).

Schlussendlich führt eine Internationalisierung der Sekundär- und Tertiärregelleistungsbeschaffung, welche längerfristig gelingen dürfte, zu einer erhöhten Marktliquidität und insgesamt kleinerer Preisvolatilität.

Langfristig gesehen sind die Preiszeichen unklar. Kurzfristig darf aber davon ausgegangen werden, dass das Marktvolumen für Regelleistung in der Schweiz weiter sinken wird. Mit den zusätzlichen Kapazitäten auf der Angebotsseite (Pumpspeicherkraftwerke Linthal und Nant-de-Drance) besteht kurzfristig sogar ein erheblicher Druck auf die Preise für Regelleistung.

### **3 Geschäftsmodell**

#### **3.1 Absicht und Vorgehen**

Das Geschäftsmodell beschreibt in einer vereinfachten Form die logische Funktionsweise des Regelleistungsgeschäfts eines industriellen Unternehmens und wie es Gewinne erwirtschaftet, zum Zweck der Veranschaulichung und Kommunikation. Insbesondere soll es in einer für Industrievertreter gut verständlichen und verallgemeinerten Weise darlegen, welche Auswirkung ein Angebot auf die wesentlichen Prozesse industrieller Anbieter hat. Dabei ist zu berücksichtigen, dass industrielle Unternehmen ihre Anlagen innerhalb eines Regelpools bereitstellen.

Das Business Model Canvas nach Bieger und Reinhold (2011) zeigt die wesentlichen Gestaltungsgrößen des Geschäftsmodells und deren Zusammenhang in einer übersichtlichen Darstellung. Es unterstützt an dieser Stelle insbesondere eine konsistente Abstimmung von Wertversprechen, Leistungsbereitstellung und Markt für den Fall eines Regelleistungs-Angebots. Die im Folgenden dargestellten Ergebnisse basieren auf Feldanalysen und bilden die aktuellen oder geplanten Geschäftsmodelle industrieller Regelleistungs-Anbieter in der Schweiz ab.

#### **3.2 Systemabgrenzung**

Das dargestellte Geschäftsmodell gilt für das Regelleistungs-Angebot industrieller Anbieter an Regelpoolbetreiber. Betroffen sind insbesondere die Geschäftsbereiche Energiemanagement, Produktion und Einkauf. Ausserhalb der Systemgrenzen liegen die Handlungsfelder weiterer Stakeholder wie ElCom, TSO, Netzbetreiber, Systemdienstleistungsverantwortlicher und Bilanzgruppenverantwortlicher.

### 3.3 Erläuterung des Business Model Canvas

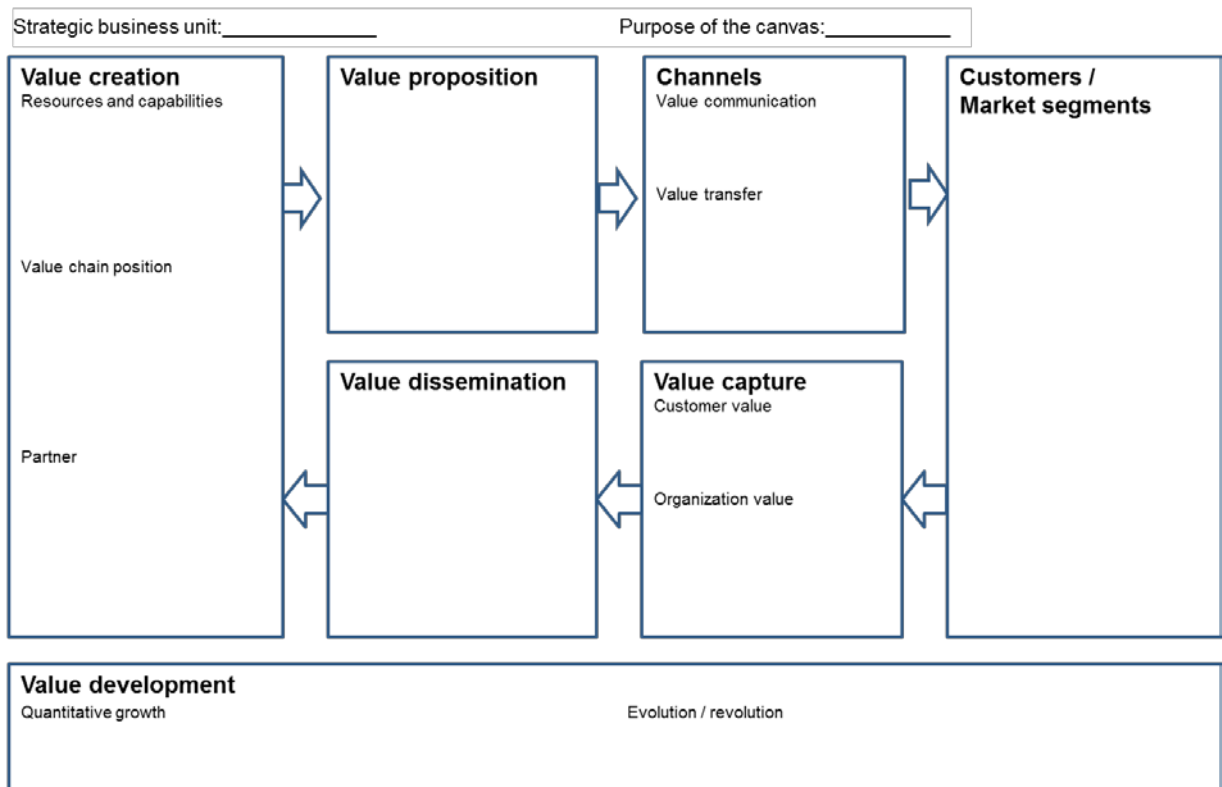


Abbildung 20: Business Model Canvas nach Bieger und Reinhold (2011, S. 62).

Bieger und Reinhold (2011) schlagen für die Beschreibung von Geschäftsmodellen eine Darstellung gemäss Abbildung 20 vor. Das Modell beschreibt, wie ein Wertversprechen (Value proposition) erzeugt (Value creation) und in den Markt (Customers / Market segments) gebracht wird (Channels). In der Gegenrichtung beschreibt es den Wertfluss vom Markt zurück zum Unternehmen (Value capture) und die Verteilung des Gewinns (Value dissemination), sowie die Weiterentwicklung der Wertversprechen (Value development). Für die einzelnen Bereiche gilt:

- *Customers / market segments* definiert, welche Marktsegmente adressiert werden und welchen Wert diese Marktsegmente darstellt.
- *Value proposition* definiert, welche Werte eine Organisation ihren Kunden anbietet.
- *Channels*: definiert, wie das Wertangebot kommuniziert wird, und wie es zum Kunden gelangt.
- *Value capture* definiert, wie das Unternehmen aus dem erzeugten Wert Gewinn erzielt: wo wird welcher Wert generiert, wie kann der Wert dem Kunden sichtbar gemacht werden, wie kann der Wert als Umsatz für das Unternehmen gewonnen werden?
- *Value dissemination* definiert, wie der Gewinn innerhalb der Organisation und der Stakeholder verteilt wird: welchen Wert steuern welche Organisationen innerhalb der Wertschöpfungskette bei, wie wird der Beitrag vergütet um eine nachhaltige Werterzeugung zu sichern?
- *Value creation* definiert, wie das Wertangebot innerhalb einer Organisation und entlang der Wertschöpfungskette erzeugt wird: welche Rolle spielt das Unternehmen innerhalb der Wertschöpfungskette, wie werden externe Ressourcen und Fähigkeiten in die Wertschöpfungskette integriert, wie werden Transaktionen innerhalb der Wertschöpfungskette koordiniert?
- *Value development* definiert, wie durch Entwicklung der Geschäftslogik Nachhaltigkeit der Unternehmensentwicklung erzielt werden soll: wie wächst das Unternehmen auf der Basis des vorgeschlagenen Geschäftsmodells, wie wirken sich Anpassungen des Geschäfts-

modells auf die Organisationsarchitektur und auf Prozesse aus, welche extrinsischen und intrinsischen Gründe gibt es für das Unternehmen sein Geschäftsmodell anzupassen?

### 3.4 Modellierung

Abbildung 21 zeigt das Business Model Canvas für das Regelleistungs-Geschäft industrieller Anbieter. Durch Poolbildung verbreitert sich das Leistungsangebot im Vergleich zu einem Angebot direkt an Swissgrid. So sind insbesondere asymmetrische SRL-Angebote (SRL+, SRL-), kleinere Leistungen und zeitlich flexiblere Angebote möglich. Industrielle Unternehmen schreiben Regelleistungs-Kontrakte in der Regel wie Energiekontrakte aus und vergleichen Angebote verschiedener Regelpoolbetreiber, wobei Angebote ohne fixe Umsätze akzeptiert werden. Der traditionelle Energielieferant genießt dabei einen Vertrauensvorsprung, zumal das Regelleistungs-Geschäft für viele Industrievertreter unbekannt und mit vielen Unbekannten behaftet ist. Für TRL Produkte können Anbieter die Opportunitätskosten direkt im Regelenergie-Angebot berücksichtigen. Für SRL Produkte muss der Regelpoolbetreiber die sinnvolle Abrufhäufigkeit einer Anlage unter Berücksichtigung der Opportunitätskosten sicherstellen, worauf das Industrieunternehmen nur indirekt Einfluss hat.

Vom Regelleistungs-Geschäft sind innerhalb eines Unternehmens insbesondere die Produktion, das Energiemanagement und der Energieeinkauf betroffen.

Die identifizierten Faktoren repräsentieren das Resultat der eigenen Feldforschung mit Experteninterviews in 18 involvierten industriellen Unternehmen mit jeweils einer oder mehreren potenziellen Erzeugungseinheiten.

Strategic business unit: Industrieller RL-Anbieter Purpose of the canvas: Geschäftsmodell 'Pooling'

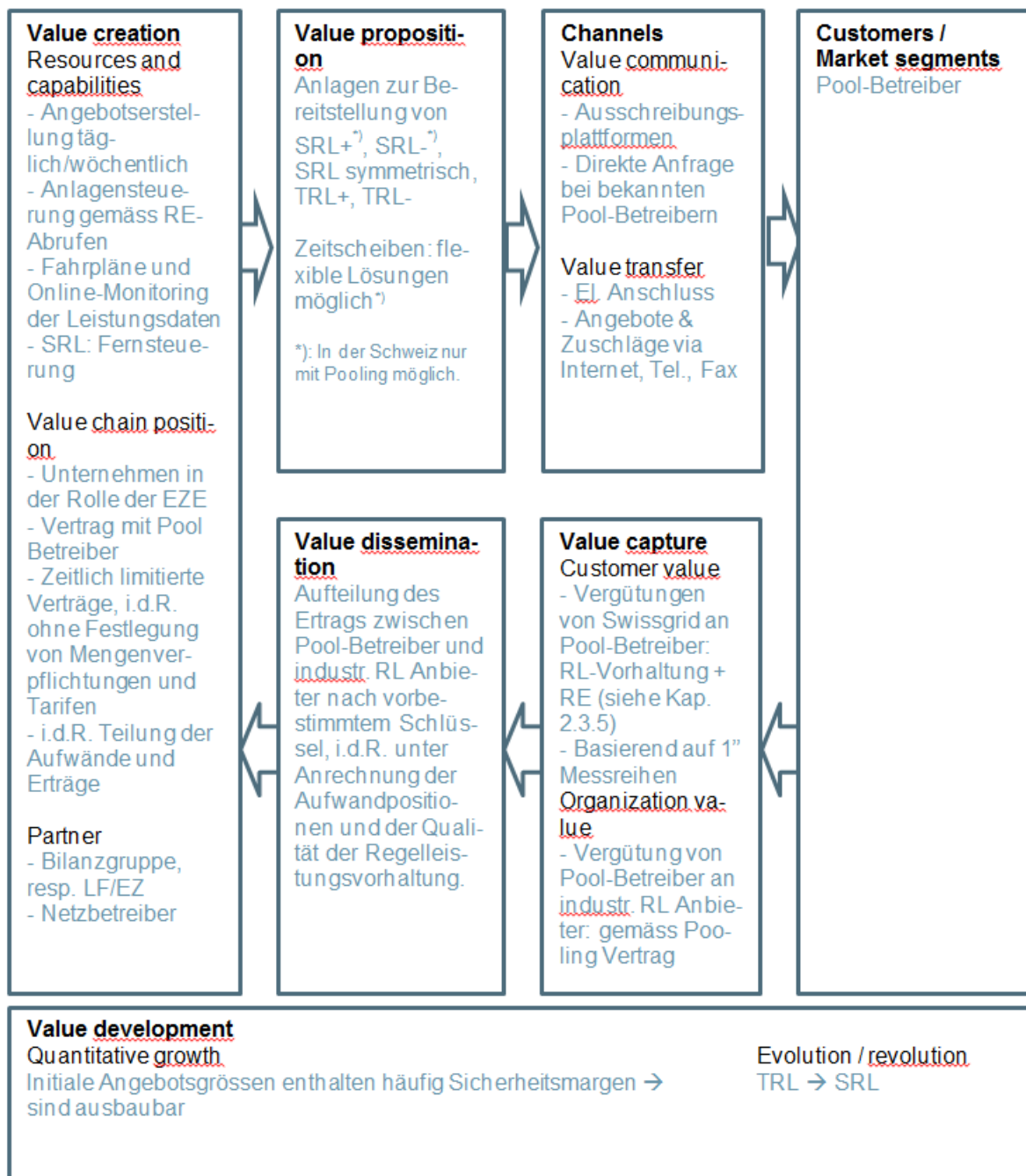


Abbildung 21: Business Model Canvas für den Geschäftsbereich Regelleistung innerhalb eines industriellen Unternehmens.

### Customers / Market segments

Der industrielle Regelleistungs-Anbieter offeriert die Nutzung seiner Anlage nicht direkt der Swissgrid, sondern einem der Regelpoolbetreiber. Eine Liste der Regelpoolbetreiber findet sich auf [www.control-reserves.ch](http://www.control-reserves.ch). Der Regelpoolbetreiber erreicht einen Mehrwert durch Bündelung verschiedener Anlagen, wodurch sich das Risiko und die Komplexität des Geschäfts für den einzelnen industriellen Regelleistungs-Anbieter wesentlich verringern. Der Regelpoolbetreiber erstellt die Angebote zur Vorhaltung von Regelleistung, nimmt die Abrufe entgegen und gibt sie koordiniert.

niert an die einzelnen Anlagen weiter, erfasst die Fahrplan- und Monitoring-Daten, leitet diese weiter an Swissgrid und rechnet die Leistungsvorhaltung und Energie ab. Ein Regelpoolbetreiber ist bestrebt, Erzeugungseinheiten mit komplementären Technologien und Verfügbarkeiten in seinem Pool zu führen, um dadurch Flexibilität bei der Bewirtschaftung einzelner Anlagen zu gewinnen und Pönalen zu vermeiden.

Eine weitergehende Betrachtung des Regelpoolbetreibers findet sich in Kapitel 2.2.5.

### **Value proposition**

Der industrielle Regelleistungs-Anbieter offeriert die Nutzung seiner Anlage(n) zur Erbringung von Regelleistung innerhalb eines Pools. Dabei hat er die Anforderungen des Poolanbieters zu erfüllen, die dieser weitgehend individuell gestalten kann und die sich von den Anforderungen der Swissgrid an Regelleistungsprodukte unterscheiden können. Dies betrifft insbesondere

- die minimal geforderte Regelleistung:  
einzelne Regelpoolbetreiber nutzen Anlagen im kW-Bereich (Swisscom),
- die Anlagenverfügbarkeit,
- die Dauer und Häufigkeit eines Abrufs sowie die Pausenzeiten,
- die Anforderungen an die Qualität der Leistung:  
Regelpoolbetreiber ermöglichen insbesondere asymmetrische Sekundärregelangebote (SRL-, SRL+),
- die Ansteuerung und den Aktivierungsmechanismus:  
Regelpoolbetreiber bevorzugen eine automatisierte Ansteuerung, insbesondere bei kleinen Erzeugungseinheiten,
- die Entschädigungsregelung.

Eine weitergehende Betrachtung der Regelleistungs-Produkte findet sich in Kapitel 2.1.

Reduktion von Geschäftsrisiken und Komplexität, Transparenz der Geschäftsbeziehung und Vertrauen in die Partnerschaft sind aus Sicht der Industrie nebst einer Rendite zentrale Anliegen an eine Geschäftsbeziehung mit einem Regelpoolanbieter. Weitere Details dazu finden sich in Kapitel 2.2.7.

### **Channels**

Der Markt, wie er sich heute zwischen Regelpoolbetreibern und industriellen Regelleistungs-Anbietern präsentiert, ist ein Anbietermarkt. D.h. eine grosse Anzahl von Poolanbietern bewirbt sich dafür die Regelleistung der industriellen Anlagen zu vermarkten. Dementsprechend schreiben die Regelleistungs-Anbieter ihre Anlagen typischerweise aus und lassen sich Angebote für Regelpool-Verträge offerieren, analog zu Energieausschreibungen. Aufgrund der schwierigen Vergleichbarkeit von Regelleistungs-Angeboten spielt Vertrauen beim Vertragsabschluss eine zentrale Rolle. Bisherige Lieferanten sind dabei im Vorteil (siehe Kapitel 2.2.7). Die Möglichkeit durch Angebote von attraktiven Bündelprodukten einen Vorteil zu erlangen bevorteilt grössere, in einem EVU eingebettete Regelpoolanbieter.

Eine weitergehende Betrachtung der Kanäle und der Prozesse zwischen Regelpoolanbieter und industriellen Regelleistungs-Anbietern findet sich in Kapitel 2.3.

### **Value creation**

Der Beitrag des industriellen Regelleistungs-Anbieters zur Bereitstellung der Produkte *Vorhaltung von Regelleistung* und *Regelenergieabruf* beschränkt sich zur Hauptsache auf die Zur-Verfügung-Stellung geeigneter Anlagen und dem dazu notwendigen Betriebsaufwand. In der Regel stellt der Regelpoolbetreiber auf eigene Kosten die benötigte Kommunikationseinrichtung bereit, während der industrielle Regelleistungs-Anbieter für Anpassungen in der eigenen Anlagensteuerung und

der Abläufe, Schulung des Personals, Betriebs- und Opportunitätskosten aufkommt. Die Verfügbarkeit von instruiertem Personal für die betrieblichen und administrativen Belange ist sicherzustellen. So müssen – je nach Angebotsstrategie und Vereinbarung mit dem Regelpoolanbieter – wöchentlich oder sogar täglich zuverlässige Fahrpläne, Vorhalte- und Energieangebote erstellt werden.

Für TRL Produkte können Anbieter die Betriebs- und Opportunitätskosten direkt im Regelenergie-Angebot berücksichtigen, für SRL Produkte muss der Regelpoolbetreiber die sinnvolle Abrufhäufigkeit einer Anlage unter Berücksichtigung der Opportunitätskosten sicherstellen, worauf das Industrieunternehmen nur indirekt Einfluss hat.

Vom Regelleistungs-Geschäft sind innerhalb eines Unternehmens insbesondere die Produktion, das Energiemanagement und der Energieeinkauf betroffen.

Zu berücksichtigen sind ferner Auswirkungen des Regelleistungs-Geschäfts auf die Verpflichtungen gegenüber weiteren Interessengruppen wie Lieferanten und Abnehmern der Hauptprodukte, sowie auf den Netzbetreiber. Dies betrifft insbesondere abrufbedingte Leistungsspitzen oder Konditionen im Netzanschlussvertrag, resp. den entsprechenden gesetzlichen Regelungen.<sup>19</sup>

Die Prozesse der Angebotserstellung, Vorhaltung und Energielieferung sind im Detail in den Kapiteln 2.3.3 und 2.3.4 dargestellt.

### **Value capture**

Die Vergütung von Swissgrid an den Regelpoolbetreiber, die Bilanzgruppe (resp. LF/EZ) und an die betroffene Erzeugungseinheit ist detailliert in Kapitel 2.3.5 beschrieben.

### **Value dissemination**

Die Vergütung des industriellen Regelleistungs-Anbieters basiert in der Regel auf einer Gewinnbeteiligung, wobei es bezüglich anrechenbarer Betriebs- und Opportunitätskosten Unterschiede geben kann. Die Details sind festgehalten in Anhang B48.

### **Value development**

In der Regel steigt der industrielle Regelleistungs-Anbieter mit einem TRL Produkt in das Regelleistungs-Geschäft ein, um bei kleinstmöglichen Risiken und einfachsten Anforderungen das Geschäft kennen zu lernen. Dies gilt auch, falls die Anlage grundsätzlich für die Erbringung von SRL geeignet ist. Eine spätere Erweiterung auf SRL oder Ausweitung der zugesicherten Leistung, Abrufzeit oder Einbindung weiterer Anlagen wird dabei bereits in Betracht gezogen.

## **3.5 Zwischenfazit**

Durch Poolbildung verbreitert sich das Leistungsangebot im Vergleich zu einem Angebot direkt an Swissgrid. So sind insbesondere asymmetrische SRL-Angebote (SRL+, SRL-), kleinere Leistungen und zeitlich flexiblere Angebote möglich. Industrielle Unternehmen schreiben Regelleistungs-Kontrakte in der Regel wie Energiekontrakte aus und vergleichen Angebote verschiedener Regelpoolbetreiber, wobei Angebote ohne fixe Umsätze akzeptiert werden. Der traditionelle Energielieferant geniesst dabei einen Vertrauensvorsprung, zumal das Regelleistungs-Geschäft für viele Industrievertreter unbekannt und mit vielen Unbekannten behaftet ist. Für TRL Produkte können Anbieter die Betriebs- und Opportunitätskosten direkt im Regelenergie-Angebot berücksichtigen, für SRL Produkte muss der Regelpoolbetreiber die sinnvolle Abrufhäufigkeit einer Anlage unter

---

<sup>19</sup> Dies kann insbesondere auf die Nutzung eines Notstromaggregats als Erzeugungseinheit zutreffen (z.B. (Stadt Zürich, 2014)).

Berücksichtigung der Opportunitätskosten sicherstellen, worauf das Industrieunternehmen nur indirekt Einfluss hat.

Vom Regelleistungs-Geschäft sind innerhalb eines Unternehmens insbesondere die Produktion, das Energiemanagement und der Energieeinkauf betroffen.



## 4 Sensitivitätsmodell

Nach den ersten beiden einleitenden Unterkapiteln wird die allgemeine Modellierung des Sensitivitätsmodells ausführlich beschrieben. Im Kapitel 4.4 wird dann das allgemeine Sensitivitätsmodell auf die Branchen Papierherstellung, Biogas BHKW sowie auf die Zementproduktion angewendet.

### 4.1 Absicht und Vorgehen

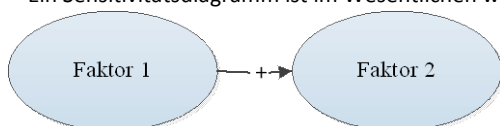
Das Sensitivitätsmodell stellt in qualitativer Weise die logischen Zusammenhänge zwischen Zielgrößen und Erfolgsfaktoren dar, im Rahmen dieses Kapitels in Summe als ‚Faktoren‘ bezeichnet. Details zur Methode und Syntax der Darstellung finden sich beispielsweise in (Malik, 2008).<sup>20</sup> Die folgende Sensitivitätsanalyse erläutert die Logik und Wirkungsweise der Faktoren eines möglichen Regelleistungs-Geschäfts industrieller Anbieter, mit der Absicht den Impact eines Regelleistungs-Angebots auf die Prozesse der industriellen Anbieter aufzuzeigen. Dabei ist die Darstellung weitgehend intuitiv verständlich und übersichtlich, und somit für eine Geschäftsleitung einfach nachvollziehbar.

### 4.2 Systemabgrenzung

Das modellierte System umfasst das Regelleistungs-Geschäft industrieller Anbieter, aus der Perspektive der Geschäftsleitung. Betroffen sind insbesondere die Geschäftsbereiche Energiemanagement, Produktion und Einkauf. Ausserhalb der Systemgrenzen liegen die Handlungsfelder der weiteren Stakeholder wie ElCom, TSO, Verteilnetzbetreiber, Systemdienstleistungsverantwortlicher und Bilanzgruppenverantwortlicher (Abbildung 22).

---

<sup>20</sup> Ein Sensitivitätsdiagramm ist im Wesentlichen wie folgt zu lesen (Beispiel):



Eine Erhöhung des Faktors 1 bewirkt eine Erhöhung des Faktors 2 (resp. eine Verringerung des Faktors 2, falls der Pfeil mit einem ‚-‘ versehen ist).

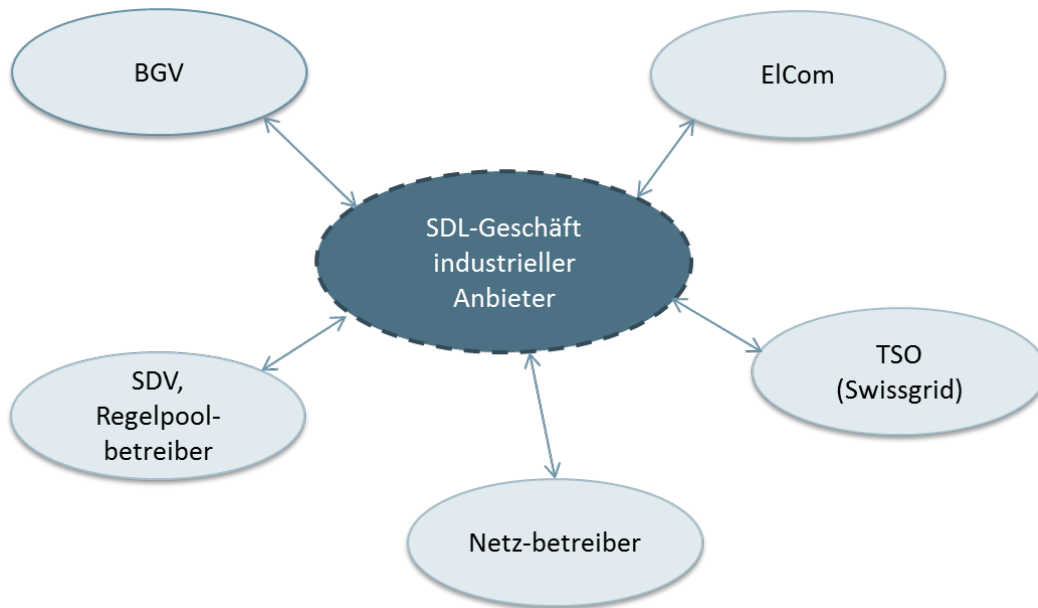


Abbildung 22: Systemgrenze ‚Regelleistungs-Geschäft industrieller Anbieter‘. Die gestrichelte Linie stellt die Systemgrenze dar.

### 4.3 Modellierung

Abbildung 23 bis Abbildung 27 zeigen das Sensitivitätsmodell für das Regelleistungs-Geschäft industrieller Anbieter. Die identifizierten Faktoren repräsentieren das Resultat der eigenen Feldforschung mit Experteninterviews in 18 involvierten industriellen Unternehmen mit jeweils einer oder mehreren potenziellen Erzeugungseinheiten.

Unterschiede zwischen verschiedenen untersuchten Industriebranchen zeigen sich in der Bedeutung und Ausprägung einzelner Knoten, nicht jedoch in der Struktur des Modells. Die Details zu den einzelnen Knoten finden sich in Tabelle 11 bis Tabelle 15.

### 4.3.1 Übersichtsbild

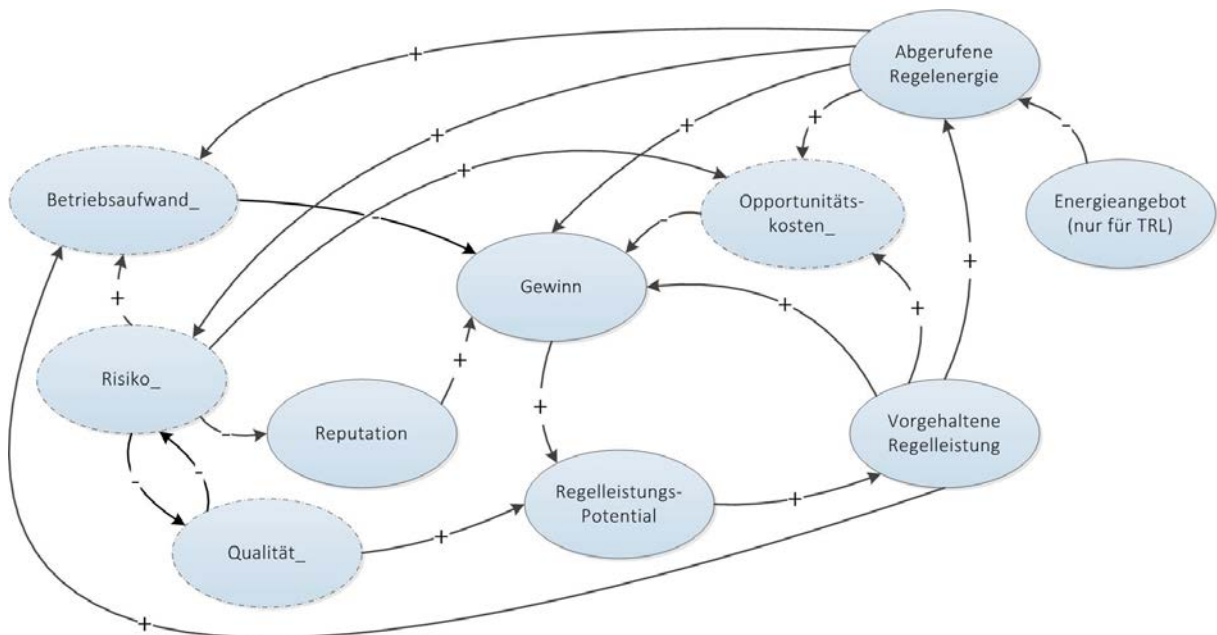


Abbildung 23: Sensitivitätsdiagramm 'Regelleistungs-Geschäft industrieller Anbieter', Übersichtsbild. Kreise mit gestrichelter Umrandung werden in den folgenden Abbildungen weiter detailliert.

Der erwartete Gewinn aus dem Regelleistungs-Geschäft kann als einziger belastbarer Attraktor identifiziert werden. Obschon auch vereinzelt Imagegewinn und Altruismus genannt werden, steht hinter jeder uns bekannten Beziehung zwischen Anbieter und Abnehmer von Regelleistung eine handfeste monetäre Entschädigung. Der erwartete Gewinn ist denn auch die Antriebsfeder, um innerhalb eines Betriebs nach Möglichkeiten zu suchen, Anlagen zu steuern und für den Regelleistungsmarkt nutzbar zu machen. Mit anderen Worten hat der Gewinn, wie in Abbildung 22 dargelegt, einen wesentlichen Anteil an der Identifikation und Nutzbarmachung von Regelleistungspotenzialen.

Nebst vorgegebenen Faktoren wie der installierten Leistung von Anlagen und Anlagenteilen, wird das Regelleistungspotenzial im Wesentlichen bestimmt durch die Qualität der bereitstellbaren elektrischen Leistung (Abbildung 23, Qualität\_), welche in Kapitel 4.3.2 weiter erläutert wird. Das Regelleistungspotenzial wiederum bestimmt, wie viel Regelleistung überhaupt am Markt angeboten werden kann, und wie viel Regelenergie bei Bedarf abrufbar ist. Beide, vorgehaltene Regelleistung und abgerufene Regelenergie, begründen ihrerseits den Gewinn, womit sich der Kreis schließt (Abbildung 23: Gewinn → Regelleistungspotenzial → Vorgehaltene Regelleistung und Abgerufene Regelenergie → Gewinn). Dabei ist zu bemerken, dass der Ertrag aus der Regelleistungsvorhaltung den Ertrag aus dem Verkauf von abgerufener Regelenergie in der Regel um ein Vielfaches übersteigt.<sup>21</sup>

Auf der Kostenseite spielen neben Betriebsaufwand und Opportunitätskosten die Risiken (Abbildung 23: Risiko\_) eine entscheidende Rolle. Diese schlagen sich sowohl direkt im erwarteten Betriebsaufwand nieder, als auch – längerfristig – in der Reputation, die ein Unternehmen am Markt genießt. Die Teilnahme am Regelleistungsmarkt kann, wie bereits erwähnt, für die Imagepflege genutzt werden. Andererseits können Ausfälle und Qualitätseinbußen das Image eines Unternehmens nachhaltig schädigen.

<sup>21</sup> Siehe auch Kapitel 2.1 mit Basisdaten 2014.

Tabelle 11: Knoten des Sensitivitätsdiagramms Abbildung 24.

<b>Faktor</b>	<b>Erläuterung</b>
<b>Gewinn</b>	Finanzieller Gewinn aus dem Regelleistungs-Geschäft (Ertrag aus Vorhaltung und Energiegeschäft minus Opportunitätskosten und Betriebsaufwand).
<b>Betriebsaufwand_</b>	Superknoten, dargestellt in Abbildung 26.
<b>Regelleistungspotenzial</b>	Wirtschaftlich adressierbares Potenzial zur Nutzung für RL-Vorhaltung.
<b>Vorgehaltene Regelleistung</b>	Regelleistung ist gemäss (Swissgrid, 2010 (a), S. 20) definiert als: ‚Automatisch oder manuell 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‘. Vorgehaltene Regelleistung ist die von Erzeugungseinheiten zum Abruf bereit gehaltene Regelleistung. Im Kontext dieser Arbeit werden nur SRL und TRL betrachtet.
<b>Abgerufene Regelennergie</b>	‚Von Kraftwerken abgerufener Einsatz von Elektrizität zur Einhaltung des geplanten Elektrizitätsaustausches und zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebes‘ (Swissgrid, 2010 (a), S. 20). Der Kraftwerksbegriff ist im Kontext industrieller Anlagen entsprechend zu erweitern und als EZE zu verstehen.
<b>Energieangebot (nur für TRL)</b>	Angebotspreis für Regelennergie. Dieser Faktor ist nur für TRL relevant. Im Fall von SRL wird die abgerufene Energie zu einem durch Swissgrid festgelegten Tarif vergütet.
<b>Reputation</b>	Qualitätsmängel und Produktionsausfälle können der Reputation und damit dem nachhaltigen Geschäftserfolg schaden. Die Teilnahme am RL-Markt wiederum kann die Reputation steigern.
<b>Qualität_</b>	Superknoten, dargestellt in Abbildung 24
<b>Risiko_</b>	Superknoten, dargestellt in Abbildung 25
<b>Opportunitätskosten_</b>	Superknoten, dargestellt in Abbildung 27

### 4.3.2 Qualität\_

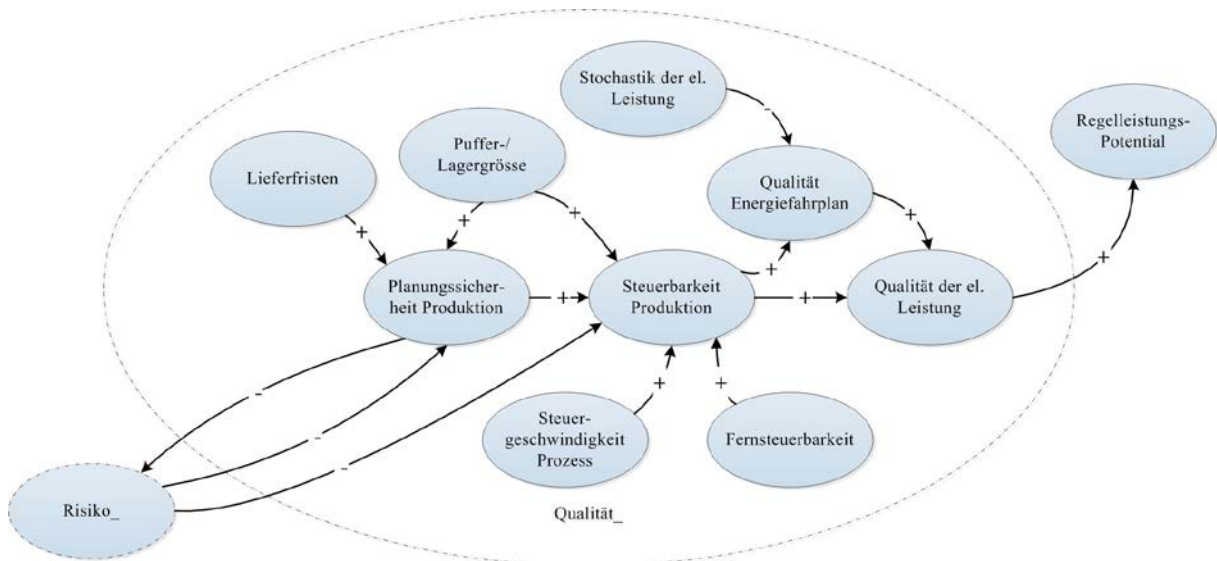


Abbildung 24: Sensitivitätsdiagramm ‚Regelleistungs-Geschäft industrieller Anbieter‘, Subsystem ‚Qualität\_‘.

Die Qualität der elektrischen Leistung – der Regelleistung im Speziellen – wird zunächst bestimmt von der physikalischen Eigenschaft, ob die Leistungsabgabe bei Bedarf erhöht, bzw. der Leistungsbezug verringert (positive Regelleistung) oder die Leistungsabgabe verringert, bzw. der Leistungsbezug erhöht (negative Regelleistung) werden kann, ob eine Leistungsveränderung in beide Richtungen möglich ist (symmetrische Regelleistung)<sup>22</sup> und ob die Leistung kontinuierlich oder schrittweise änderbar ist.

Weiter wird die Qualität und somit die Nutzbarkeit elektrischer Leistung für den Regelleistungsmarkt von weiteren Faktoren bestimmt wie Prognostizierbarkeit (Abbildung 24: Qualität Energiefahrplan), Stochastik und Steuerbarkeit. Mit Steuerbarkeit ist zunächst die Steuerbarkeit der elektrischen Leistung, aber damit direkt gekoppelt auch die Steuerbarkeit der zugrundeliegenden industriellen Prozesse gemeint (Abbildung 24: Steuerbarkeit Produktion). Wesentliche damit zusammenhängende Grössen sind die Änderungsgeschwindigkeiten beim Hoch- und Runterfahren, die total zusammenhängenden Betriebs- oder Ausserbetriebstunden (Vorhaltedauer) und die Regelmässigkeit des Betriebsschemas. Bezüglich Stochastik relevant sind die Zuverlässigkeit von Prognosewerten der elektrischen Leistung und der deterministische Anteil der Leistung. In der Regel erstellen grössere Energiebezüger einen Energiefahrplan, der auch für die Vorhalteplanung genutzt wird. Aussagen zu Zuverlässigkeit und Stochastik beziehen sich dann auf den Energiefahrplan (Abbildung 24: Qualität Energiefahrplan).

Die Steuerbarkeit der Produktion wiederum wird wesentlich beeinflusst durch den Bestand von Wareneingangs- und -ausgangslagern einer möglichen Erzeugungseinheit (Abbildung 24: Puffer-/Lagergrösse).

Tabelle 12: Knoten des Sensitivitätsdiagramms Abbildung 24.

Faktor	Erläuterung
Planungssicherheit Produktion	Vorhersehbarkeit der Produktionsmengen und –qualität unter Berücksichtigung von Risiken bedingt durch das Regelleistungs-Geschäft.
Lieferfristen	Fristigkeit der Lieferverpflichtungen gegenüber den Abnehmern der Produkte. Längere Lieferfristen im Verhältnis zur Durchlaufzeit erhöhen die Flexibilität in

<sup>22</sup> Ein adressierbares Potenzial für symmetrische RL wurde bei den Untersuchungen industrieller Anlagen für einzelne Anlagen nicht entdeckt.

Faktor	Erläuterung
	der Planung und verbessern dadurch insbesondere die kurzfristige Planungssicherheit.
<b>Puffer-/Lagergrösse</b>	Lager für Eingangs-, End- und Zwischenprodukte erhöhen die Flexibilität der Steuerbarkeit der Produktionsanlagen und wirken als Puffer bei Produktionsschwankungen.
<b>Steuerbarkeit Produktion</b>	Sollen Anlagenteile für Regelleistung verwendet werden, die direkt Teil des Produktionsprozesses sind, stellt die Beeinflussbarkeit/Steuerbarkeit des Produktionsprozesses eine kritische Grösse dar. Insbesondere bei grossen Werten der Ware in Arbeit (im Verhältnis zum Ertrag aus dem Regelleistungs-Geschäft) sind Unternehmen nicht bereit solche Anlagen für RL zur Verfügung zu stellen.
<b>Steuergeschwindigkeit Prozess</b>	Ein- und Abschaltzeiten der für RL genutzten Anlagen müssen die Anforderungen der Regelpoolbetreiber erfüllen. Zugleich können Ein- und Abschalthandlungen komplexe und zeitintensive Vorgänge im Produktionsprozess darstellen.
<b>Qualität der elektrischen Leistung</b>	RL-Kommandos bezwecken die Veränderung der elektrischen Leistung und müssen insbesondere Anforderungen der Regelpoolbetreiber betreffend Änderungsgeschwindigkeit, Stabilität und Schrittgrösse erfüllen. Je nach Qualität der bereitgestellten Leistung kommt die Nutzung für verschiedene Regelleistungs-Produkte in Frage.
<b>Qualität Energiefahrplan</b>	Der Energiefahrplan prognostiziert den elektrischen Verbrauch und dient in der Regel als Basis für die Bestimmung der vorzuhaltenden Regelleistung und der erbrachten Regelenergie.
<b>Stochastik der elektrischen Leistung</b>	Produktionsanlagen können je nach Typ kurzzeitig schwankende elektrische Leistungen aufweisen. Aktuelle Regelleistungsprodukte setzen kontinuierliche Leistungswerte voraus. Swissgrid misst 2s Werte für SRL und 10s Werte für TRL.
<b>Fernsteuerbarkeit</b>	Für SRL muss die Leistung im Fernbetrieb durch den Regelpoolbetreiber steuerbar sein. <sup>23</sup> Im Fall von TRL ist manuelle Steuerung zulässig.

<sup>23</sup> Dies gilt sowohl für die Schweiz als auch für Deutschland und Österreich. Der Electricity Balancing Network Code von Entso-E hingegen erlaubt auch im Fall von SRL manuelle Steuerung (Furrer, Chacko, Stimmer, & Imboden, 2015, S. 22), sowie (ENTSO-E, 2013, S. 45-46).

### 4.3.3 Risiko\_

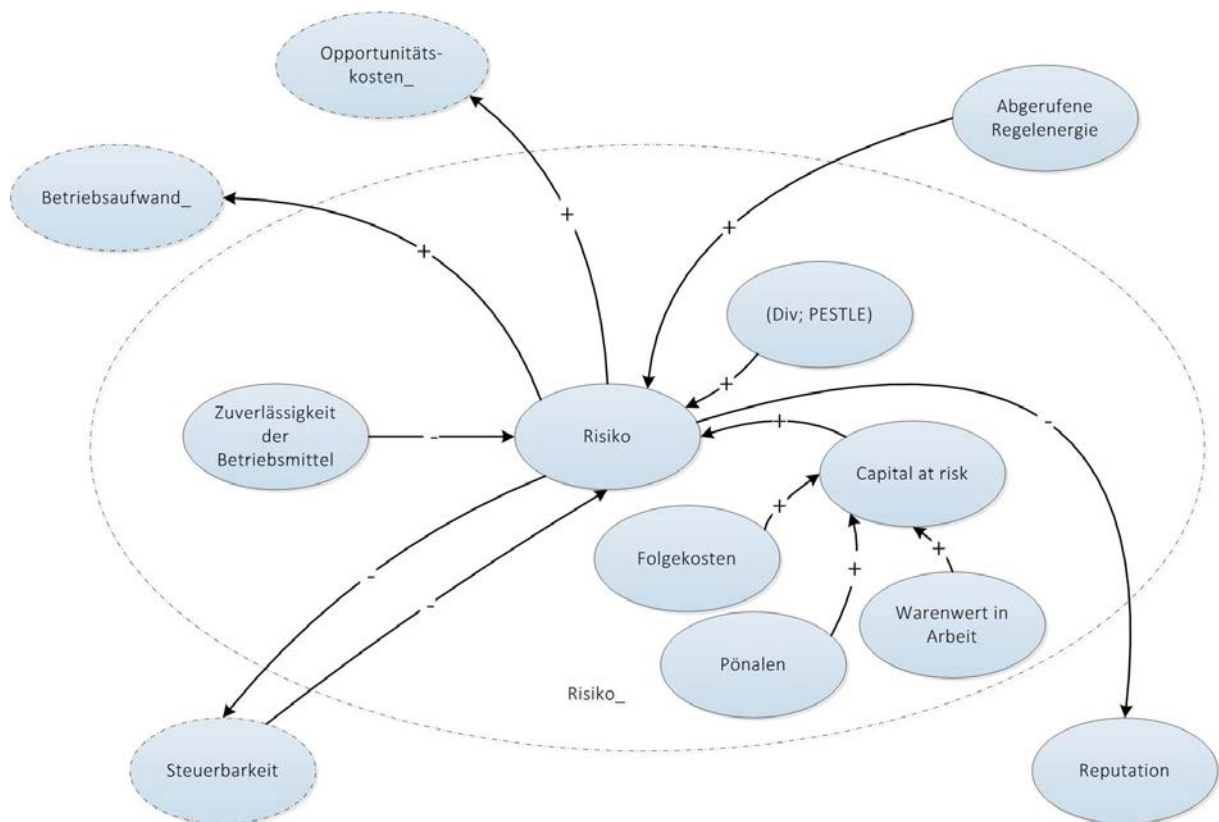


Abbildung 25: Sensitivitätsdiagramm ‚Regelleistungs-Geschäft industrieller Anbieter‘, Subsystem ‚Risiko\_‘.

Risiken des Regelleistungs-Geschäfts ergeben sich üblicherweise durch negative Auswirkungen der Regelleistungs-Aktivitäten auf die Zuverlässigkeit der Betriebsmittel (wie z.B. zusätzliche Abnutzung von Mahlsteinen) und auf das mit der Produktion verbundene Kapital (Abbildung 25). Daneben besteht eine Reihe von Risiken aus dem weiteren Branchenumfeld wie variierende Vergütungssätze, Gesetzesänderungen oder dem politischen Willen Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen ereignisgesteuert zu drosseln.

Tabelle 13: Knoten des Sensitivitätsdiagramms Abbildung 25.

Faktor	Erläuterung
Risiko	Eintretens Wahrscheinlichkeit nicht realisierter Produktionsmöglichkeiten oder von Qualitätseinbußen und deren negative Auswirkungen auf die Zielerreichung aufgrund von Aktivitäten im RL-Geschäft, insbesondere unter Berücksichtigung der Risiko-Kategorien technischer, externer, organisatorischer und führungsbedingter Risiken. <sup>24</sup>
Zuverlässigkeit der Betriebsmittel	Zuverlässigkeit von betrieblichen Anlagen und Einrichtungen, die für das RL-Geschäft im weitesten Sinn notwendig sind. Die Zuverlässigkeit ist ein Mass für die Verlässlichkeit, mit der Betriebsmittel die ihnen zugewiesene Funktion erfüllen.
Capital at risk	Der gesamte Geldbetrag, der aufgrund von Tätigkeiten im Kontext mit RL ei-

<sup>24</sup> Eine generische Definition des Risikobegriffs liefert z.B. (Duden, 1974) als *Wagnis bei einer unsicheren Unternehmung*. Der Risikobegriff ist kontextabhängig zu verstehen und wird beispielsweise in (Wikipedia, Risiko, 2015) für die Fachdisziplin *Wirtschaftswissenschaften* wie folgt definiert: ‚Bei Risiken handelt es sich um Informationsunsicherheit über den Eintritt eines Sachverhaltes und die dadurch induzierte Möglichkeit der Beeinträchtigung von Zielen‘.



	nem Risiko ausgesetzt ist.
<b>Warenwert in Arbeit</b>	Der finanzielle Wert der Ware, die aufgrund von Tätigkeiten im Kontext mit RL einem Risiko ausgesetzt ist.
<b>Pönalen</b>	Vertragsstrafe, die einem Vertragspartner bei nicht gehöriger Erfüllung einer Verpflichtung zusteht.
<b>Folgekosten</b>	Kosten von Folgeschäden der Regelleistungs-Aktivitäten.
<b>PESTLE</b>	Politische ( <u>p</u> olitical), ökonomische ( <u>e</u> conomic), soziologische ( <u>s</u> ociological), technische ( <u>t</u> echnical), rechtliche ( <u>l</u> egal) und ökologische ( <u>e</u> cological) Faktoren des Unternehmensumfeldes, die weitere Risiken des Regelleistungs-Geschäfts begründen.

#### 4.3.4 Betriebsaufwand\_

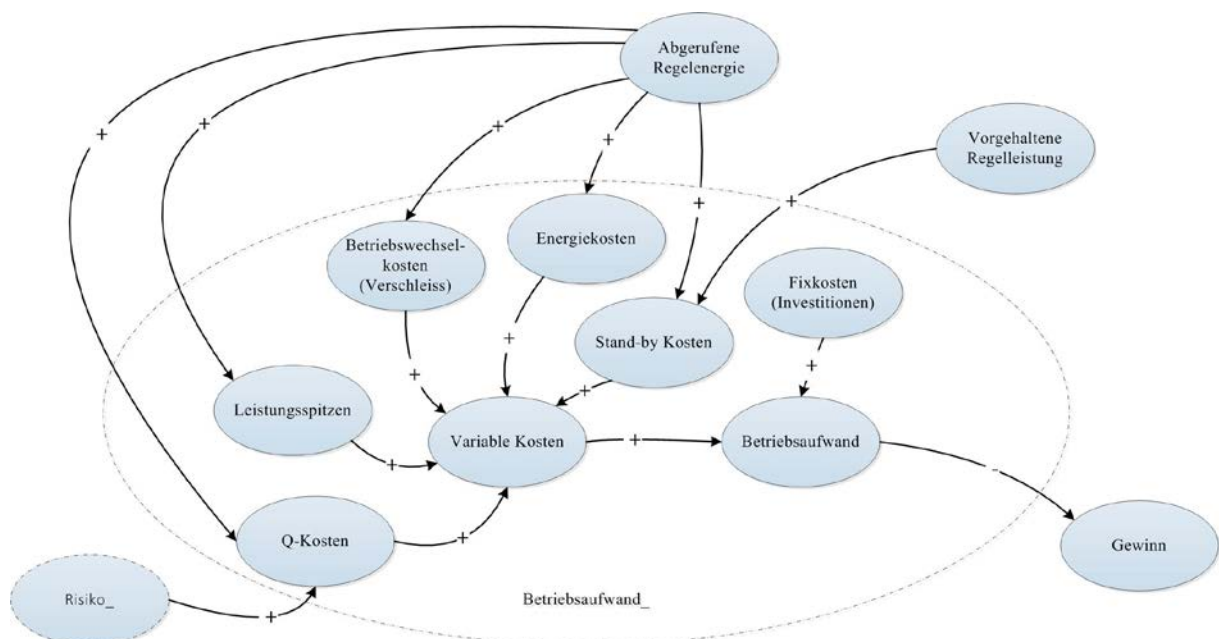


Abbildung 26: Sensitivitätsdiagramm 'Regelleistungs-Geschäft industrieller Anbieter', Subsystem 'Betriebsaufwand\_'.

Der Betriebsaufwand zur Tätigkeit des Regelleistungs-Geschäfts setzt sich zusammen aus Fixkosten (insbesondere Annuitäten der Regelleistungs-spezifischen Investitionen) und variablen Kosten (Abbildung 26). Wesentliche Beiträge zu den variablen Kosten liefern Kosten zur Aufrechterhaltung der Betriebsbereitschaft während einer Vorhaltung von Regelleistung oder eines Abrufs von Regelernergie (Abbildung 26: Stand-by Kosten), Energiekosten (sofern sie nicht mit einer Produktionssteigerung verrechnet werden können), Kosten für das Hoch- und Runterfahren einer Anlage (Abbildung 26: Betriebswechselkosten), zusätzlicher Verschleiss von Anlagenteilen und zusätzliche Qualitätskosten. Im Fall eines Mehrbezugs elektrischer Leistung können für leistungstarifizierte Betriebe hohe Leistungstarife anfallen. Für die Leistungstarifizierung ist der Netzbetreiber zuständig, welcher üblicherweise am Regelleistungs-Geschäft nicht gewinnbeteiligt ist, und daher u.U. wenig Interesse an einer Sonderregelung für Regelleistungs-Abrufe zeigt.

In der Praxis zeigen sich Industriepartner insbesondere avers gegenüber dem Aufwand zur Bewältigung komplexer Geschäftsfälle im Zusammenhang mit dem Regelleistungs-Geschäft.



Tabelle 14: Knoten des Sensitivitätsdiagramms Abbildung 26.

Faktor	Erläuterung
Betriebsaufwand	Als Betriebsaufwand verstehen wir den Aufwand zum Betrieb des RL-Geschäfts inklusive Berücksichtigung von Einmalkosten. <sup>25</sup>
Fixkosten	Produktionsunabhängige Kosten. Dazu gehören insbesondere die Investitionskosten (auf Annuitäten umgerechnet) sowie zeitabhängige Bereitschaftskosten.
Variable Kosten	Kosten die in Abhängigkeit der produzierten Menge anfallen.
Stand-by Kosten	Kosten zur Aufrechterhaltung der Betriebsbereitschaft während einer Vorhaltung von Regelleistung oder eines Abrufs von Regelenergie. Dazu gehören insbesondere Personalkosten und der Verbrauch von Betriebsmitteln. In der Regel sind stand-by Kosten bedingt durch die Anforderung innert kurzer Zeit wieder in den Normalbetrieb zurück zu kehren.
Energiekosten	Aufwand für die Bereitstellung von Regelenergie.
Betriebswechselkosten	Die Kosten des für die Änderung des Betriebsarbeitspunktes aufgrund eines RL-Abrufs anfallenden Aufwandes. Dazu gehört insbesondere der zusätzliche Verschleiss von Anlagenteilen während eines Betriebswechsels.
Leistungsspitzen	Maximalwerte des elektrischen Leistungsbezugs. Leistungsspitzen werden als 15' Werte gemessen. Grossbezüger elektrischer Energie werden in der Regel mit einem Leistungstarif belastet, der sich aus den gemessenen Leistungsspitzen bestimmt.
Q-Kosten	Kosten zur Aufrechterhaltung eines vorgegebenen Qualitätslevels und Kosten verursacht durch Qualitätsmängel aufgrund des RL-Geschäfts.

#### 4.3.5 Opportunitätskosten\_

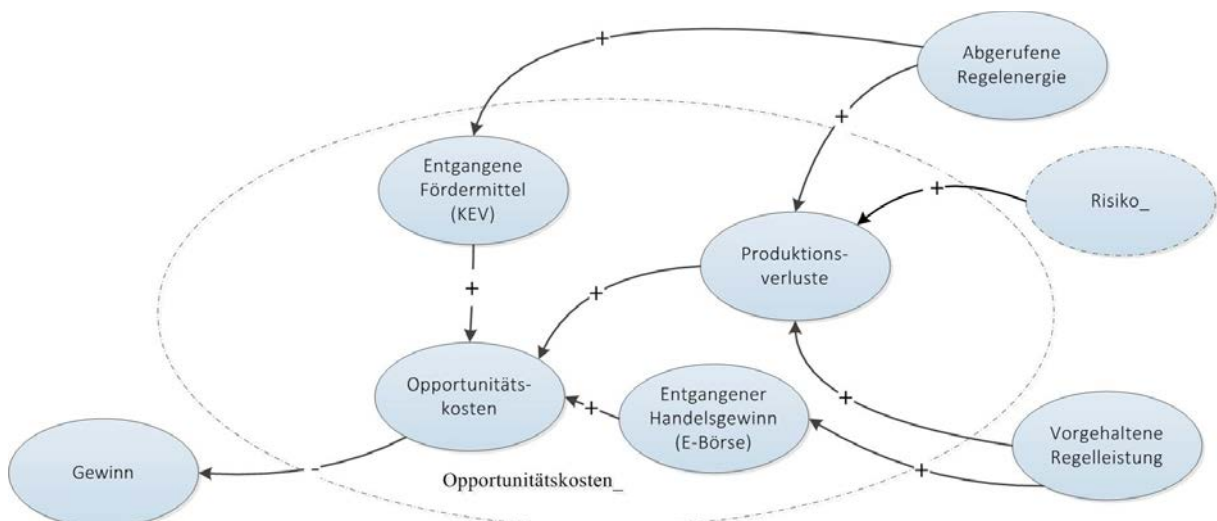


Abbildung 27: Sensitivitätsdiagramm 'Regelleistungs-Geschäft industrieller Anbieter', Subsystem 'Opportunitätskosten\_'.

Die Opportunitätskosten des Regelleistungs-Geschäfts setzen sich zusammen aus entgangenen Fördermitteln (KEV), Verlusten aus Minderproduktion und entgangenen Gewinnen andernfalls getätigter Handelsgeschäfte an einer Energiebörse (Abbildung 27).

<sup>25</sup> Einmalkosten werden in einer Betriebsbuchhaltung in der Regel als Annuität berücksichtigt.

Tabelle 15: Knoten des Sensitivitätsdiagramms Abbildung 27.

Faktor	Erläuterung
Opportunitätskosten	„Entgangener Nutzen der nächstbesten nicht gewählten Alternative“ (Beck, 2010, S. 9).
Produktionsverluste	Nichtnachholbare Gewinnausfälle aus durch das Regelleistungs-Geschäft verursachter Minderproduktion.
KEV	Kostendeckende Einspeisevergütung pro Kilowattstunde. Subvention des Bundes zur Förderung nachhaltiger Energieproduktion. Die Subvention entfällt für die Bereitstellung von Regelernergie (Swissgrid, 2015, S. 3).
Entgangener Handelsgewinn (E-Börse)	Aufgrund eines getätigten RL-Geschäfts entgangener Gewinn aus einem andernfalls getätigten Geschäft an einer Energiebörse.

#### 4.4 Sensitivitätsmodelle für drei Industriesegmente

##### 4.4.1 Sensitivitätsmodell eines Betriebs der Papierherstellung

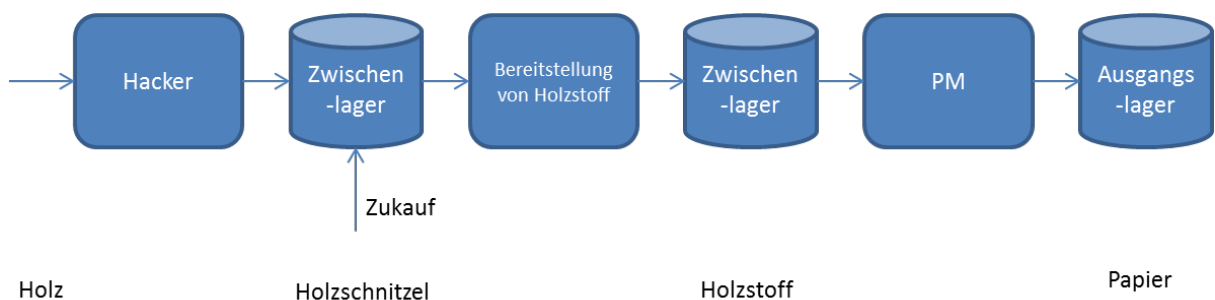


Abbildung 28: Übersicht des Papierherstellungsprozesses aus Holz. PM = paper mill. In Anlehnung an (Arnet, 2014, S. 73).

Der betrachtete Prozess der Papierherstellung aus Holz umfasst im Wesentlichen die Arbeitsschritte Herstellung von Holzschnitzeln im Hacker, Herstellung des Holzstoffs und Herstellung des Endproduktes mit der Papiermühle PM (Abbildung 28).

Als abschaltbare Lasten eignen sich vorwiegend Anlagen die zur Herstellung von Holzstoff dienen. Hier kommen Anlagen wie die *thermo mechanical pulp* TMP (Refiner-Verfahren) oder Schleifereien (Schliff-Verfahren) in Frage. In der Schweiz können diese abschaltbaren Lasten am Regelleistungsmarkt für TRL+ eingesetzt werden. Die folgenden Erkenntnisse beruhen auf Interviews mit den zwei grössten Papierherstellern der Schweiz (siehe Anhang B7-B13 und B27). Detaillierte Informationen zu der betrachteten Anlage sind im Anhang B58 zu finden. Übersicht

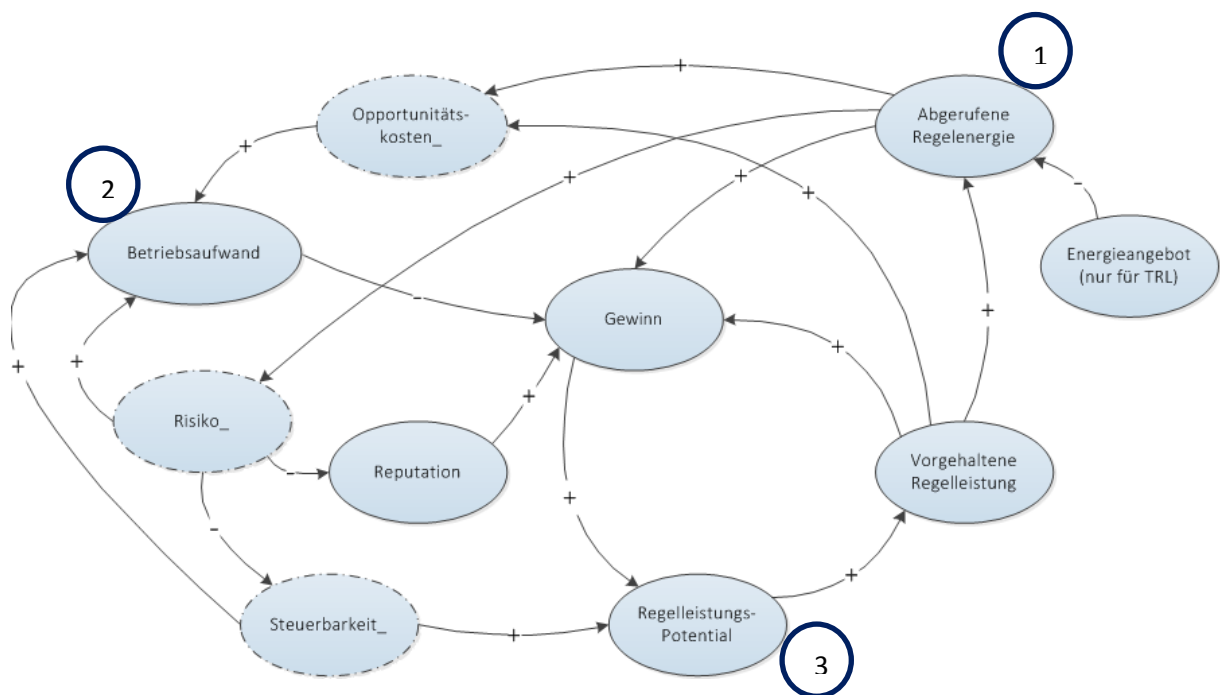


Abbildung 29: Sensitivitätsanalyse Papierherstellung

1. Ein Abruf von Regelernergie führt zu einem Abschalten von Maschinen und einem Unterbruch der regulären Produktion und späterem Nachholen mit entsprechenden Kosten, welche im angebotenen Energiepreis für positive Tertiärregelernergie zu berücksichtigen sind. Da die betrachtete Anlage neben Holzstoff auch Dampf für den weiteren Produktionsprozess produziert, muss dieser bei einem Regelernergie Abruf anderweitig bereitgestellt werden können, z.B. indem er mittels eines Erdgasdampfkessels erzeugt wird. Dies ist notwendig, da bei einem Abruf die nachgelagerten Prozesse wie z.B. die Papiermaschine nicht gestoppt werden sollen. Da der Dampf aber bei Nachholen der Produktion wiederum erzeugt wird, ist dies wertneutral. Zusätzlich muss die heruntergefahrte Anlage mittels Dampf auf einer Mindesttemperatur gehalten werden, damit sie genügend schnell wieder gestartet werden kann.  
Details: siehe Anhang B58a.
2. Die Anlage ist regulär 7/24 bedient. Daher ergeben sich durch den Einsatz am Regelleistungsmarkt keine erhöhten Personalkosten.
3. Am Regelleistungsmarkt einsetzbare Anlagen aus der Papierherstellung sind typischerweise Anlagen zur Herstellung von Holzstoff wie TMP-Anlagen oder Schleifereien mit Leistungen von mehreren MW. Schweizweit ist eine installierte Leistung von Anlagen zur Herstellung von Holzstoff von 32 MW bekannt.  
Bemerkung: Einzelne Unternehmen aus der Papierindustrie verfügen über zusätzliche Anlagentypen wie Notstromaggregate, Elektrodampfkessel oder Dampfturbinen, welche zusätzlich als Erzeugungseinheit für den Regeler Energiemarkt nutzbar sind.

#### 4.4.1.1 Teilsystem ‚Steuerbarkeit‘

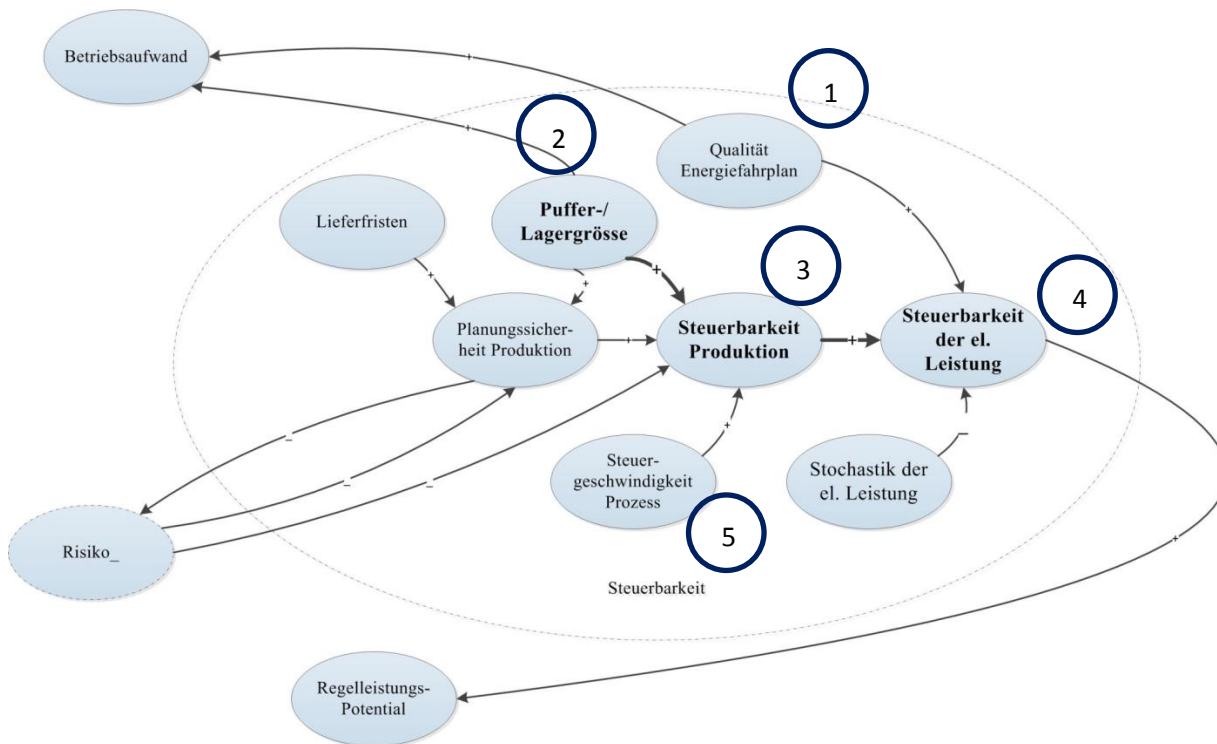


Abbildung 30: Sensitivitätsanalyse Papierherstellung Teilsystem ‚Steuerbarkeit‘

1. Die Papierfabrik erzeugt jeweils einen Energiefahrplan für den Folgetag. Die Prognosequalität liegt innerhalb eines 15 Prozent Toleranzbandes für Monatswerte. Fahrplanabweichungen innerhalb des Tages für die Gesamtanlage bedingt durch Produktionsstörungen, insbesondere Papierabriss in der Papiermühle kommen häufig vor. Ein Papierabriss findet durchschnittlich 2-3 Mal pro Tag statt. Bezogen auf die betrachtete Anlage zur Bereitstellung von Holzstoff ist die Fahrplanteue jedoch wesentlich besser, wie im Anhang B58b zu erkennen ist.
2. Die Produktionsanlagen sind mit Eingangs- und Ausgangspuffern versehen, woraus sich zusammen mit einer Kapazitätsreserve Flexibilität in der Einsatzplanung ergibt. Zusätzlich existiert für gängige Produkte ein Warenausgangslager, was die Flexibilität nochmals erhöht (siehe Anhang B58.b).
3. Ein direkter Eingriff in die Steuerung von aussen (Fernsteuerung) wie für SRL benötigt, wird aus betrieblichen Gründen vom Anlagenbetreiber abgelehnt. Die betrachtete Anlage zur Herstellung von Holzstoff kann aus Qualitätsgründen nicht in Teillast betrieben werden.
4. Ein TRL+ Abruf führt nebst der beabsichtigten Reduktion der elektrischen Leistung auch zu einer Reduktion der von der Anlage selbst produzierten Dampfmenge (siehe auch Abbildung 29, Punkt 1).
5. Die Abschaltzeit der Anlage zur Herstellung von Holzstoff liegt innerhalb der vorgegebenen Zeit von 15 Minuten. Ein Hochfahren vom Standby-Betrieb auf Nominalleistung übersteigt 15 Minuten. Entweder überbrückt der Poolanbieter die Zeit bis zur vollständigen Wiederbereitschaft, oder es wird nur ein Teil der Nominalleistung als Regelleistungsvorhaltung angeboten. Details: siehe Anhang B58c.

#### 4.4.1.2 Teilsystem ‚Opportunitätskosten‘

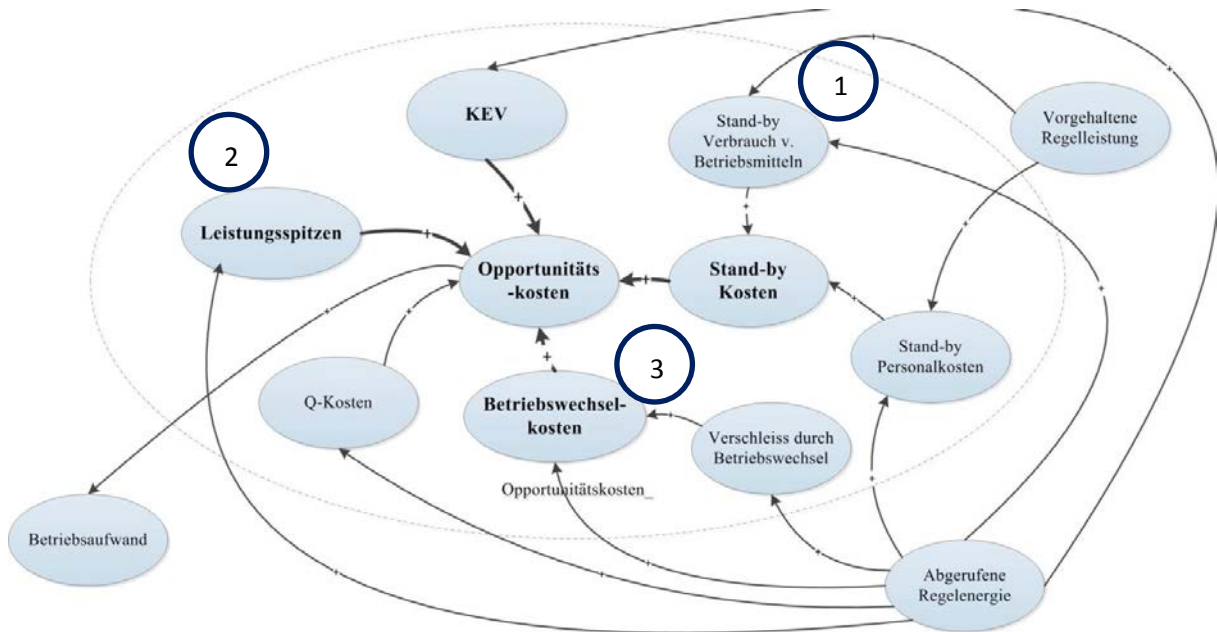


Abbildung 31: Sensitivitätsanalyse Papierherstellung Teilsystem ‚Opportunitätskosten‘

1. Die analysierte Anlage wird bei einem Abruf nicht ganz heruntergefahren, sondern in einen Standby-Betrieb geschaltet. Damit ein Abruf sich aus wirtschaftlicher Sicht lohnt, müssen die Regelergiekosten höher angesetzt werden als die totalen Kosten, die ein Abruf verursacht. Details: siehe Anhang B58d.
2. Die Lastverschiebung führt nicht zu erhöhten Leistungsspitzen, da die monatliche maximale Last durch die Nachproduktion nicht erhöht wird.
3. Bei längeren Stillstands-Zeiten entstehen Zusatzkosten durch Papiersortenumstellung. Diese Kosten müssen bei der Angebotsstellung für die tertiäre Regelernergie berücksichtigt werden. Eine allgemeine Quantifizierung dieser Kosten ist sehr schwierig, da sich die Umstellung der Papiersorten von Fall zu Fall unterscheidet und die Opportunitätskosten von vielen verschiedenen Faktoren wie Auftragslage und Lagerbestand abhängen. Als pragmatischer Ansatz rechnet der Anlagebetreiber einen Fixbetrag pro Abruf. Details: siehe Anhang B58e.

#### 4.4.1.3 Teilsystem ‚Risiko‘

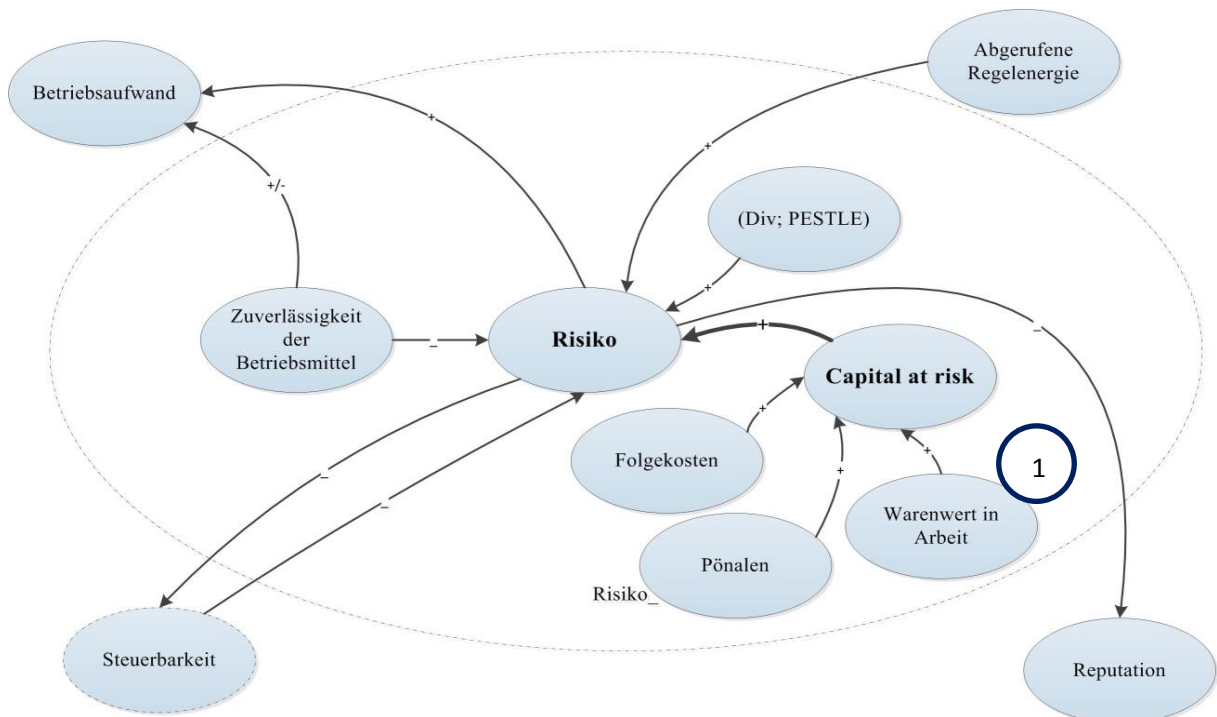
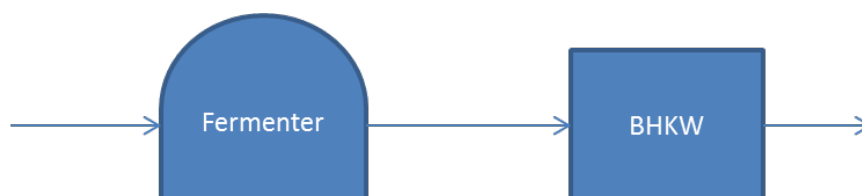


Abbildung 32: Sensitivitätsanalyse Papierherstellung Teilsystem ‚Risiko‘

1. Das Verhältnis Energiekosten / Warenwert ist mit etwa 40% sehr hoch. Dadurch gewinnen Kosteneinsparungen und Zusatzerträge aus dem Energie- und Regelleistungs-Geschäft entsprechend an Bedeutung.

#### 4.4.2 Sensitivitätsmodell eines Biogas BHKW



Gülle (30'226 t)  
Co-Substrat (3'788 t)  
Hygienisiertes Substrat (5'413 t)

Biogas (1'329'634 m<sup>3</sup>,  
6'162 MWh)

E<sub>el</sub> (1'433 MWh ins Netz)  
E<sub>th</sub> (3'385 MWh ins Netz)

Abbildung 33: Biogas BHKW. In Klammer: Beispiel von Jahresproduktionszahlen der BieAG 2014. (BieAG, 2015)

Das dargestellte Biogas Blockheizkraftwerk (BHKW) erzeugt lokal Biogas aus Bioabfällen durch Fermentierung (Abbildung 33). Das Biogas betreibt einen Verbrennungsmotor, welcher für Dauerbetrieb ausgelegt ist. Die mechanische Energie wird durch einen Generator in elektrische Energie gewandelt, die Abwärme steht als thermische Energie einem Fernwärmenetz zur Verfügung.

Die Anlage eignet sich für die Bereitstellung von negativer Regelleistung innerhalb eines Regel-pools. Dabei kommen sowohl SRL wie auch TRL in Frage. Die Angaben zum folgenden Beispiel beruhen auf Interviews mit einem Anlagenbetreiber und einem Anlagehersteller (siehe Anhang

B14, B15, B50 sowie B51). Detaillierte Informationen zu der betrachteten Anlage sind im Anhang B59 zu finden.

#### 4.4.2.1 Übersicht

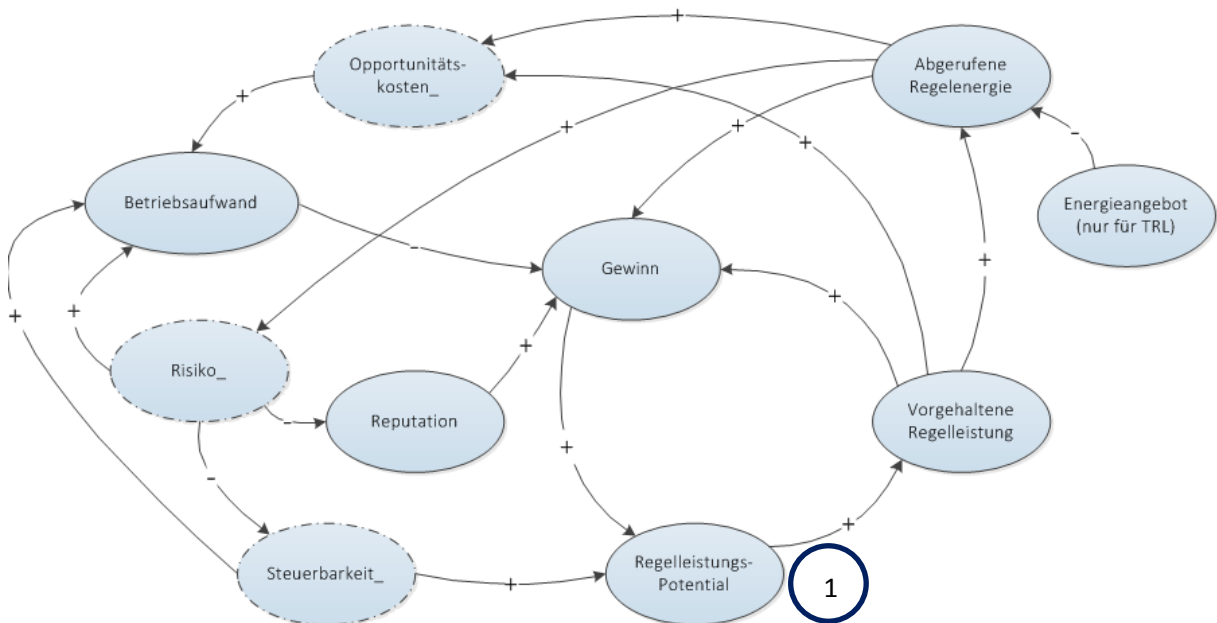


Abbildung 34: Sensitivitätsanalyse Biogas BHKW

1. Bei einer Vermarktung für negative Sekundärleistung sind gemäss Anlagenhersteller bei BHKWs der Leistungsklasse > 100 kW etwa 40 Prozent der Nominalleistung adressierbar. Für TRL- kann die gesamte Anlagenleistung angeboten werden, wobei zu berücksichtigen ist, dass neben dem Ausfall der KEV Entschädigung zusätzliche Energie- und Leistungskosten für den Eigenverbrauch entstehen können. Bei einem Angebot am Regelleistungsmarkt muss der Poolbetreiber daher die Abrufwahrscheinlichkeit optimieren, sodass Ausfälle der KEV und Auftreten von Leistungsspitzen weitgehend vermieden werden.  
Details: siehe Anhang B59a.



#### 4.4.2.2 Teilsystem ‚Steuerbarkeit‘

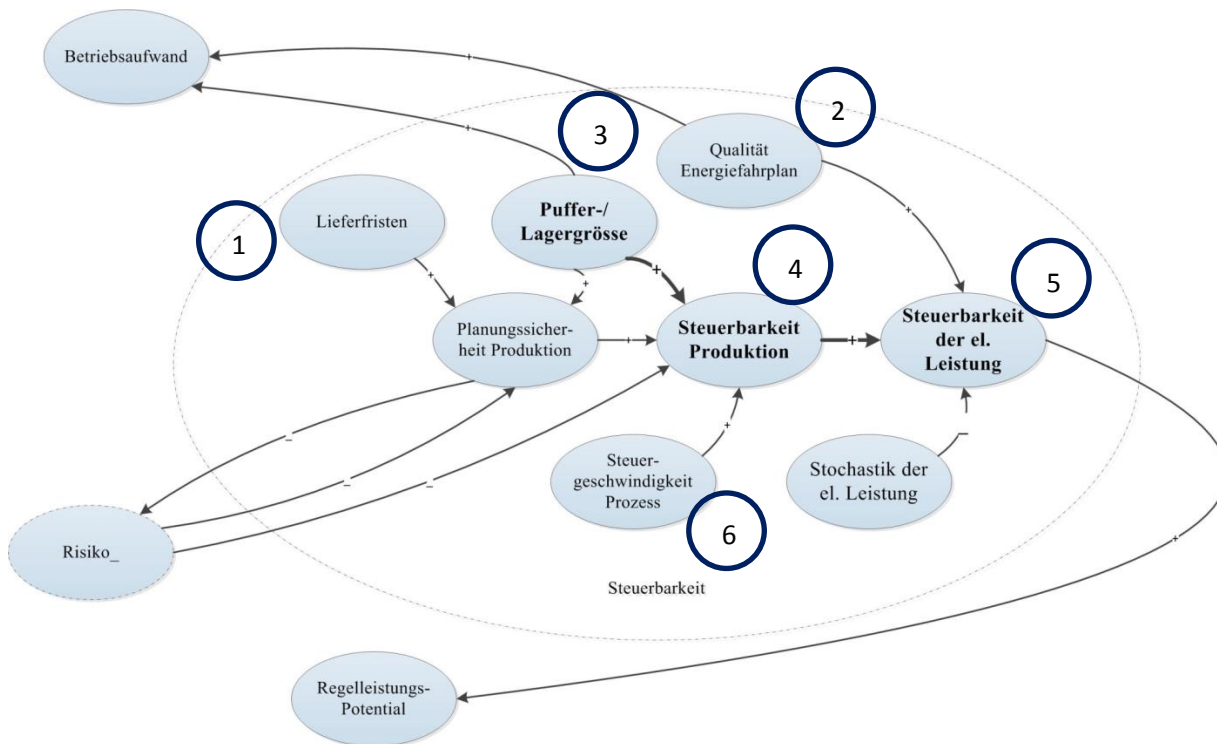


Abbildung 35: Sensitivitätsanalyse Biogas BHKW Teilsystem ‚Steuerbarkeit‘

1. Die Anlagen sind in normalem Betriebsregime kontinuierlich mit Nominalleistung im Einsatz. Unter diesen Umständen können die Anlagen als Wochenprodukt vermarktet werden.
2. Es wird kein Energiefahrplan erstellt.
3. Kurzzeitige Ausfälle der Wärmeproduktion können mit einem Warmwasserspeicher ausgeglichen werden. (Für längerfristige Ausfälle steht ein zusätzliches Wärmeaggregat standby zur Verfügung.) Falls dies in Wintermonaten nicht ausreicht, muss während dieser Zeit auf eine Teilnahme am Regelleistungs-Markt verzichtet werden. Produziertes Biogas kann nicht in grösserem Umfang gespeichert werden, die Gasproduktion ist nicht kurzfristig steuerbar und auf Maximallast des Gasmotors ausgelegt. Daher wird Biogas im Abruffall zumindest zum Teil abgefackelt. Der damit verbundene Ausfall der KEV Entschädigung kann für den Einsatz als TRL in den angebotenen Preis für die Regelernergie eingebaut werden. Bei der Vermarktung der Anlage in einem SRL-Pool kann der Problematik durch einen gestaffelten Abruf der Anlagen nach Opportunitätskosten entgegengewirkt werden.  
Details: siehe Anhang B59b.
4. Eine Remote-Betriebssteuerung ist möglich. Ausfälle der Wärmeproduktion für das Fernwärmenetz können durch ein standby Wärmeaggregat kompensiert werden, dessen Betriebskosten in die Wirtschaftlichkeitsrechnung eingehen.
5. Die vorliegende Anlage kann mittels Remote-Leistungssteuerung im SRL-Pool eingesetzt werden.  
Details: siehe Anhang B59c.
6. Die Gasproduktionskapazität ist im Wesentlichen durch biologische Prozesse bestimmt und nicht kurzfristig änderbar. Dies hat zur Folge, dass auch bei einem Abruf weiter Gas produziert wird. Das überschüssige Gas kann in der betrachteten Anlage nicht in grösserem Umfang gespeichert werden und muss daher in der Regel bei einem Abruf abgefackelt werden.



#### 4.4.2.3 Teilsystem ‚Opportunitätskosten‘

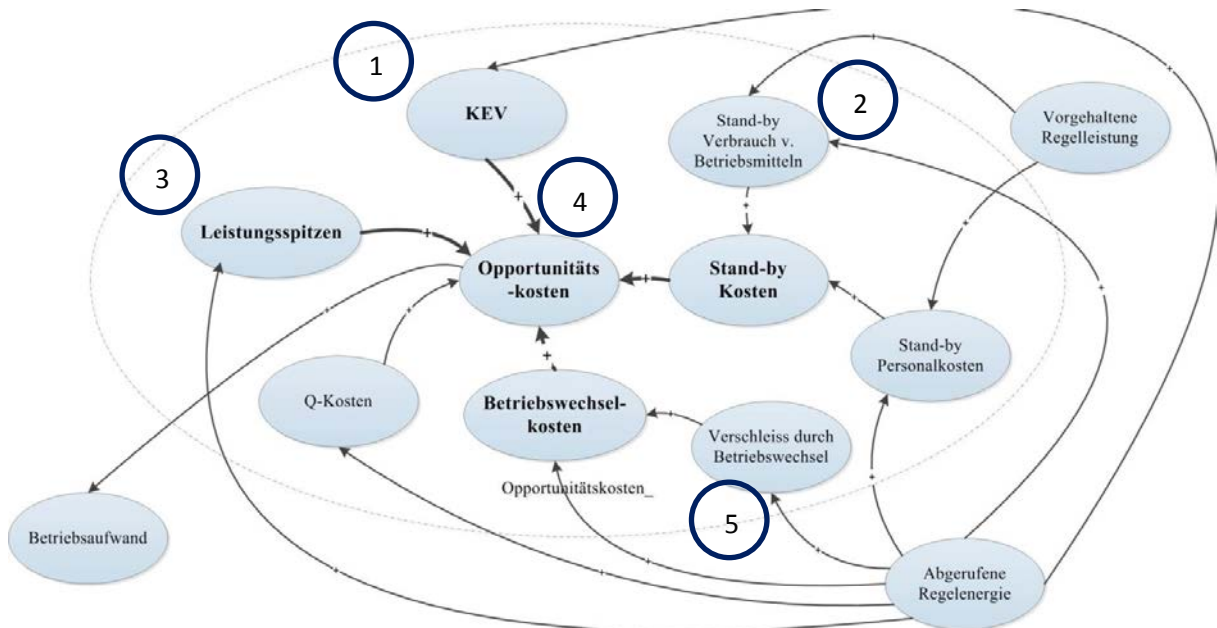


Abbildung 36: Sensitivitätsanalyse Biogas BHKW Teilsystem ‚Opportunitätskosten‘

1. Biogasanlagen werden in der Regel durch die KEV gefördert. Kann das überschüssige Gas bei einem Regellenergieabrufe nicht gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt im Motor verwertet werden, führt dies zu relevanten KEV Verlusten.
2. Der Biogasspeicher der betrachteten Anlage ist nicht für das Speichern grosser Gasmengen ausgelegt. Der Abruf von grossen Energiemengen kann deshalb dazu führen, dass produziertes Biogas abgefackelt werden muss.  
Details: siehe Anhang B59d.
3. Bei einem Angebot am Tertiärregelleistungsmarkt muss entweder die Leistungsvorhaltung innerhalb des regelbaren Bereichs des Gasmotors gehalten werden, oder der Poolbetreiber muss die Abrufwahrscheinlichkeit optimieren, sodass Leistungsspitzen aufgrund des Eigenverbrauchs weitgehend vermieden werden.
4. Durch den Ausfall von Erträgen aus der KEV sind die Opportunitätskosten hoch. Eine gute Bewirtschaftung durch den Regelpoolanbieter und somit eine tiefe Abrufwahrscheinlichkeit sind essentiell für einen wirtschaftlichen Betrieb im Falle von SRL. Im Fall von TRL ist der Energiepreis entsprechend hoch zu halten.
5. Die Auswirkungen des Regelleistungsbetriebs auf die Garantiebedingungen sowie die Teillastfähigkeit müssen mit dem Anlagebauer im Einzelfall geklärt werden.

#### 4.4.2.4 Teilsystem ‚Risiko‘

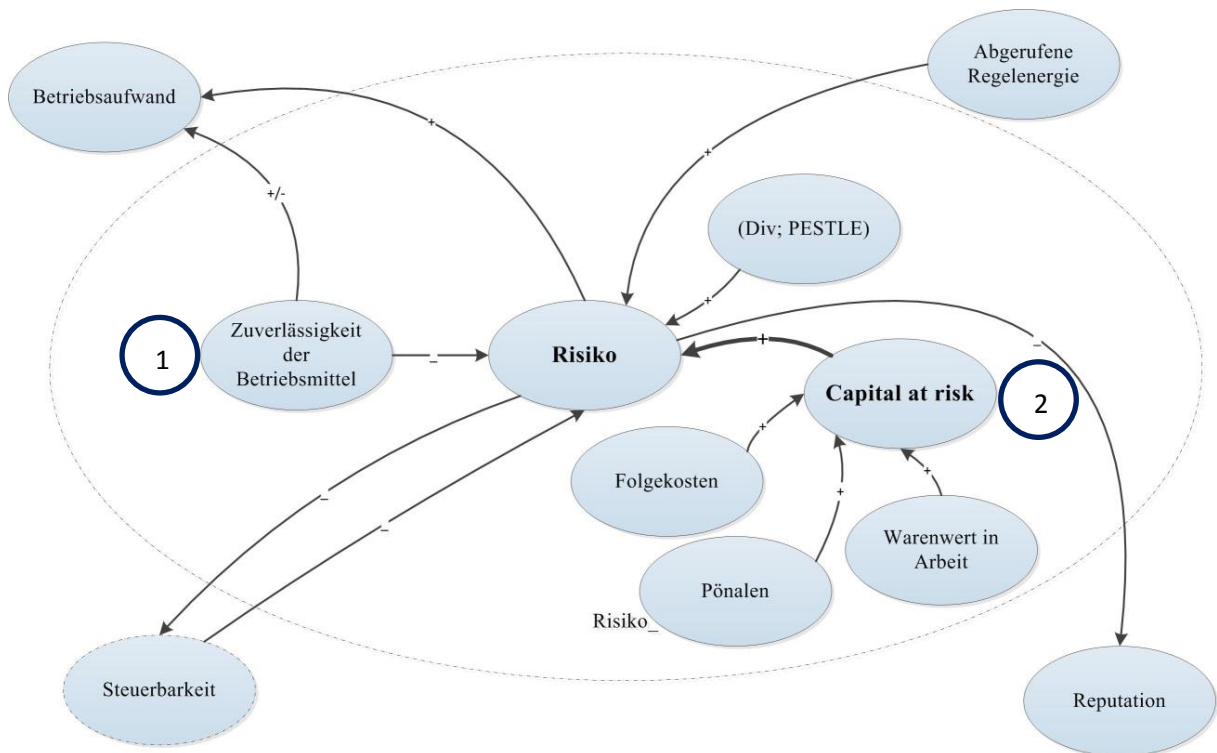


Abbildung 37: Sensitivitätsanalyse Biogas BHKW Teilsystem ‚Risiko‘

1. Die Zuverlässigkeit der Gasmotoren ist sehr hoch.
2. Das Produkt besteht aus elektrischer Energie sowie aus thermischer Energie. Die elektrische Energie wird an die Bilanzgruppe Erneuerbare geliefert, daher gibt es weder Fahrpläne noch eine Lieferverpflichtung. Für Fernwärme stehen redundante Gasbrenner zur Verfügung. Capital at risk aufgrund des Regelleistungsgeschäfts wird entsprechend vernachlässigt.

#### 4.4.3 Sensitivitätsmodelle eines Betriebs der Zementproduktion

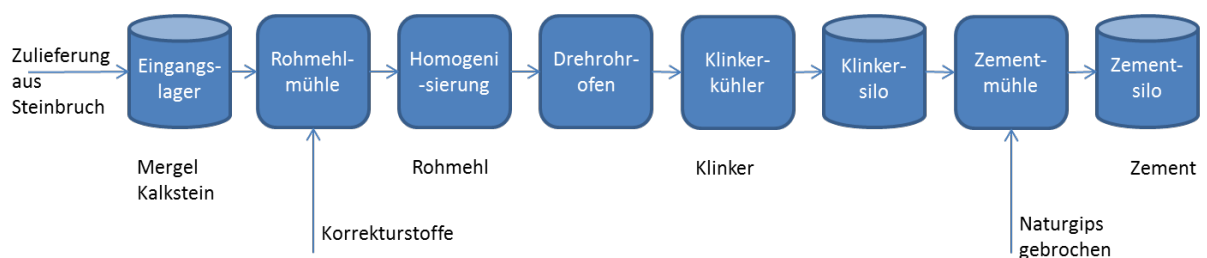


Abbildung 38: Portland Zementproduktion. Vereinfachte Darstellung basierend auf (Jura Cement, Virtuelle Fabrik).

Das betrachtete Unternehmen der Zementproduktion produziert basierend auf dem Portland Herstellungsverfahren wie in Abbildung 38 dargestellt. Mergel und Kalkstein werden lokal abgebaut und in einer Rohmehlmühle gemahlen und anschliessend mit Verwendung von Prozessabwärme getrocknet und homogenisiert. Im Homogenisierungsschritt wird der Ausstoss der Rohmehlmühle aufbereitet und in Chargen an den Drehrohr-ofen weitergereicht. Im befeuerten Drehrohr-ofen wird Rohmehl bei rund 1'450 °C zu Klinker gebrannt. In der Zementmühle wird der Klinker anschliessend zusammen mit Kalkstein und Gips zu Zement gemahlen (Jura Cement, Der Zement für nachhaltiges Bauen).

Die Zementmühle verfügt über ausreichend Kapazität um als abschaltbare Last für den Regelleistungseinsatz in einem Regelpool genutzt zu werden. In der Schweiz können solche Anlagen am

Regelleistungsmarkt als TRL+ angeboten werden. Eine zusätzliche Nutzung der Rohmehlmühle für den Regelleistungsmarkt ist möglich, prozesstechnisch jedoch komplexer. Steinbrecher, welche zum Aufbereiten des Rohmaterials verwendet werden, haben keinen konstanten Leistungsbezug. Aus diesem Grund sowie aus Sicherheitsbedenken stellen diese kein Potenzial für den Regelleistungsmarkt dar. Die in diesem Kapitel folgenden Aussagen beziehen sich auf den Einsatz der Zementmühlen und beruhen auf Interviews mit zwei der grössten Zementhersteller der Schweiz (siehe Anhang B34-B36 sowie B24) sowie auf Primärdaten eines Zementherstellers. Detaillierte Informationen zu der betrachteten Anlage sind im Anhang B60 zu finden.

#### 4.4.3.1 Übersicht

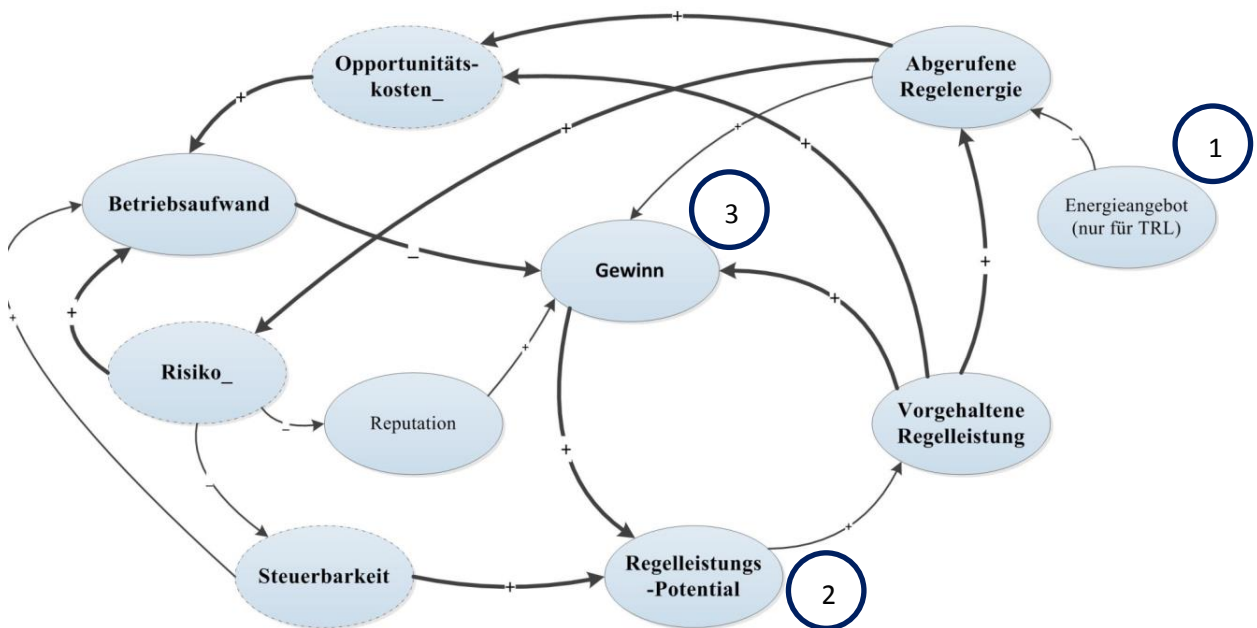


Abbildung 39: Sensitivitätsanalyse Zementproduktion

1. Bei einem Regellenergieabruf entstehen keine Opportunitätskosten. Bei der Nachproduktion muss jedoch darauf geachtet werden, dass keine Netzspitzen erzeugt werden. Grundsätzlich ist die Einsatzplanung der Mühle eine grosse Herausforderung und wird durch die Teilnahme am Regelleistungsmarkt komplexer. In den Phasen, in welchen die Produktion voll ausgelastet ist, kann der Regellenergiepreis maximal gewählt werden um die Abrufwahrscheinlichkeit zu minimieren, oder es kann ganz auf eine Teilnahme am Regelleistungsmarkt verzichtet werden.
2. Für die Schweizer Zementindustrie wird ein Gesamtpotenzial für die Zementmühlen von rund 16 MW geschätzt. Zählt man die Potenziale der Rohmehlmühlen dazu, erhält man ein Potenzial von 23 MW positiver Regelleistung.
3. Der Anteil der elektrischen Energie beträgt rund 10% des Gesamtenergiebedarfs. Das Gewinn Potenzial aus dem RE Geschäft ist somit verhältnismässig gering.

#### 4.4.3.2 Teilsystem ‚Steuerbarkeit‘

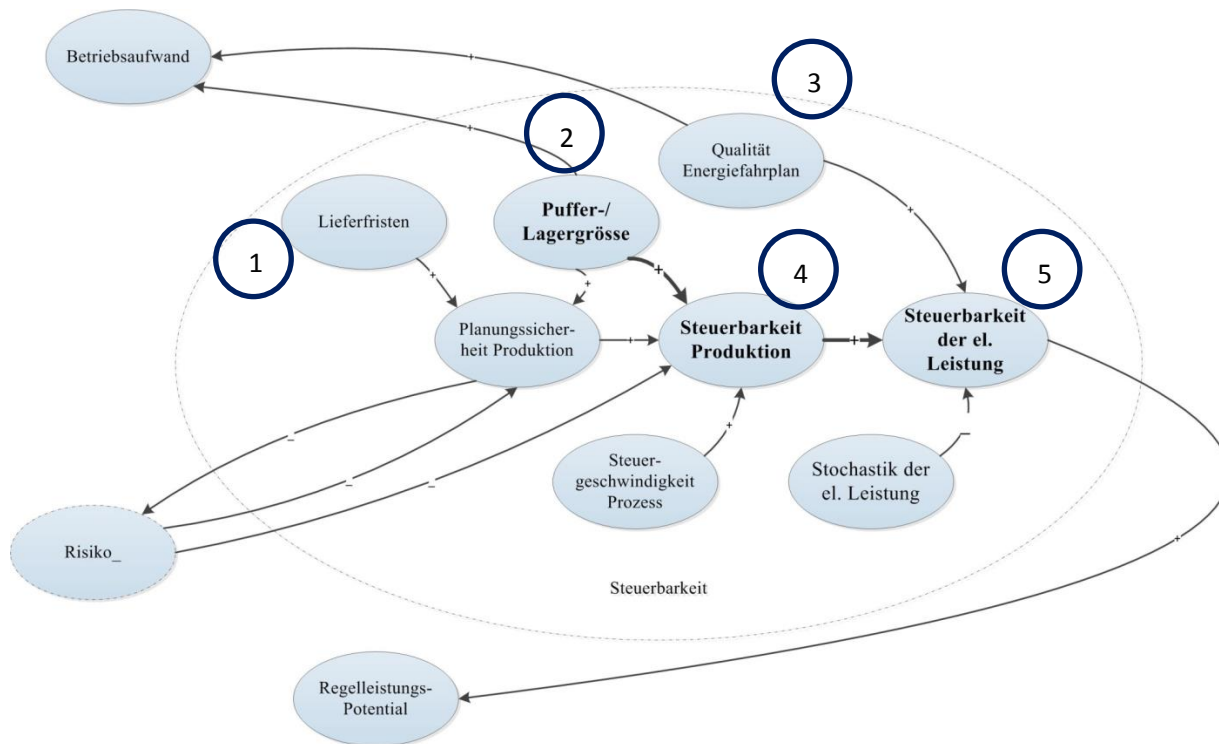


Abbildung 40: Sensitivitätsanalyse Zementproduktion Teilsystem ‚Steuerbarkeit‘

1. Zwischen Bestellung und Lieferung von Zement liegen in der Regel Stunden bis wenige Tage. Der Bestelleingang ist jahreszeitenabhängig.
2. Für die gängigen Endprodukte sowie für Klinker existieren Lager. Das Lager für Klinker ist auf einen mehrwöchigen Revisionsstopp ausgelegt, da der Ofen jährlich einmal ausgeschaltet und revidiert werden muss. Diese Lager erhöhen die Flexibilität der Anlagen für den Einsatz am Regelleistungs-Markt.
3. Es gibt keine Fahrpläne für den Bezug von elektrischer Energie.
4. Die Zementmühlen sind praktisch durchgängig zumindest teilweise in Betrieb wie in Abbildung 41 zu erkennen ist. Während der Sommermonate läuft der Betrieb i.d.R. mit Maximallast. Während den anderen Jahreszeiten ist die Einsatzplanung der Mühlen in Kombination mit den Regelleistungs-Anforderungen eine grosse Herausforderung. Eine Remote-Betriebssteuerung ist nicht erwünscht.

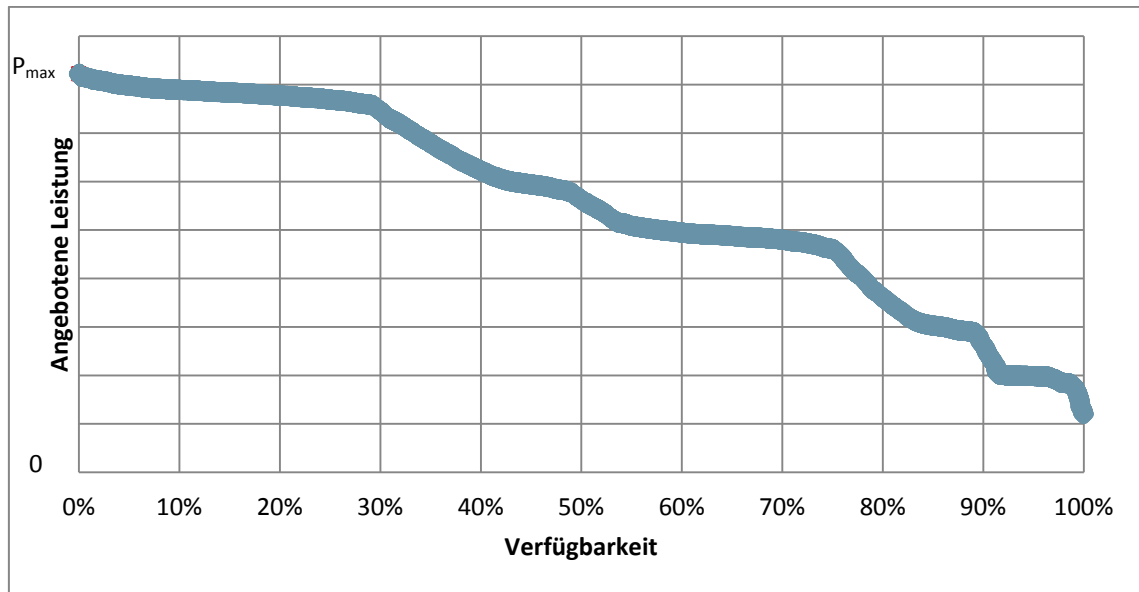


Abbildung 41: Lastbezug von mehreren Zementmühlen

5. Sowohl die Zement- wie auch die Rohmehlmühle können am tertiären Regellenergemarkt (TRL+) angeboten werden.

#### 4.4.3.3 Teilsystem ‚Opportunitätskosten‘

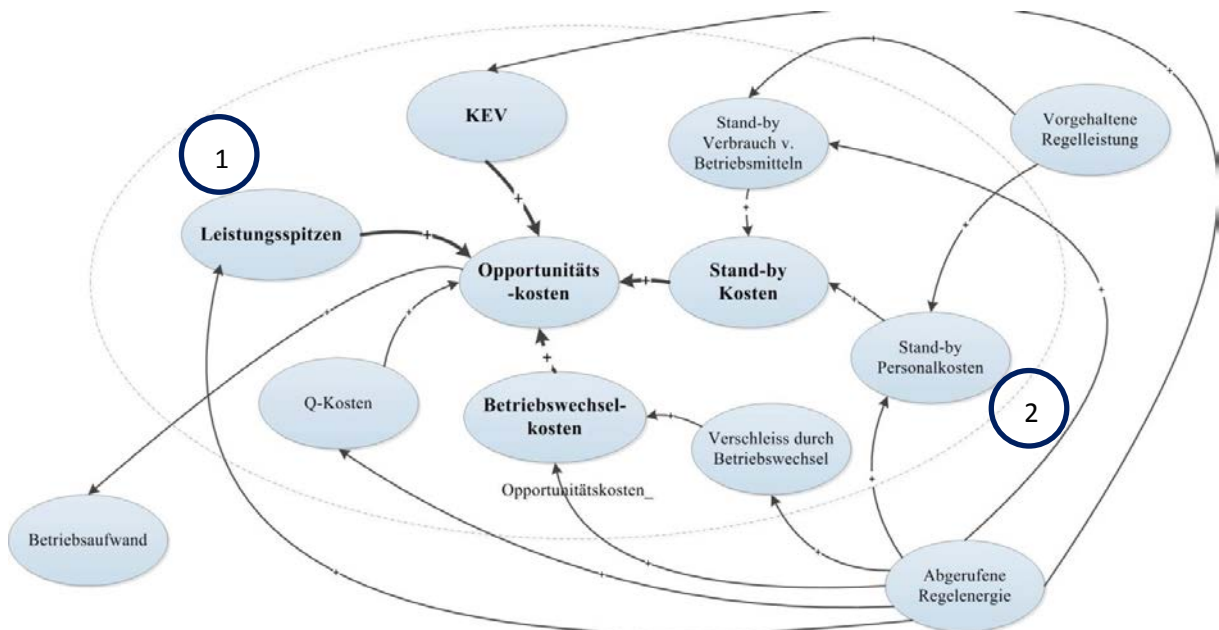


Abbildung 42: Sensitivitätsanalyse Zementproduktion Teilsystem ‚Opportunitätskosten‘

1. Durch Planung können auch im Fall von Lastverschiebung Leistungsspitzen vermieden werden.
  2. Der Verschleiss der Mahlwerke wird durch den Wechselbetrieb erhöht, eine Bezifferung der Mehrkosten existiert jedoch nicht.
- Zwischenfazit

Die Motivation der Industrie am Regelleistungs-Geschäft teilzunehmen ist insbesondere durch die Gewinnerwartung begründet. Ein besonderes Augenmerk ist nebst der Kosten- und Ertragsbetrachtung auf die korrekte Darstellung der Risiken zu legen. Da das Regelleistungs-Geschäft für die Industrie in der Regel ein kleines Nebengeschäft darstellt, zeigen sich Industriepartner insbesondere avers gegenüber Risiken und dem Aufwand zur Bewältigung komplexer Geschäftsfälle. In der

Folge wird von allen uns bisher bekannten industriellen Unternehmen eine Geschäftsbeziehung mit einem Regelpoolbetreiber gesucht.

Im Rahmen dieser Forschungsarbeit werden diverse industrielle Anlagen und Betriebe an Hand der vorausgehend erläuterten Faktoren des Regelleistungs-Geschäfts untersucht. Dies bildet insbesondere die Basis für die Eignungsprüfung von Anlagen, und deckt die aus Sicht der Industrie zu betrachtenden Dimensionen ab.

## 5 Charakterisierung von Anlagen

Die in der Feldarbeit untersuchten Anlagen werden auf Basis der folgend beschriebenen Kriterien für einen wirtschaftlich sinnvollen Einsatz im Regelleistungs-Markt charakterisiert. Die Kriterien werden aus dem Sensitivitätsmodell Kapitel 4 abgeleitet.

Die für ein wirtschaftliches Regelleistungs-Angebot relevanten Kriterien werden in die vier Gruppen „Allgemeines“, „Kosten“, „Risiko“ und „Regelleistungspotenzial“ unterteilt.

### 5.1 Allgemeines

Unter dem Begriff *Allgemeines* wird der Anlagentyp mit der zugrundeliegenden Technologie beschrieben (Tabelle 16).

Tabelle 16: Frageliste Allgemeines.

Kriterium	Erläuterung
Anlagentyp	Ist die Anlage ein Erzeuger oder Verbraucher (z.B. Dampfturbine mit Generator, oder Elektroheizkessel)?

### 5.2 Kosten



Abbildung 43: Relevante Analyse Kriterien (Kosten).

Unter dem Begriff Kosten werden in Abbildung 43 alle als relevant identifizierten Faktoren aufgelistet. Tabelle 17 gibt die dazu entwickelte Frageliste wieder.

Tabelle 17: Frageliste Kosten.

Kriterium	Erläuterung
<b>Einspeisevergütung (KEV)</b>	Entstehen durch einen RL-Abruf Ausfälle der KEV-Vergütung?
<b>Produktionsverluste</b>	Wird aufgrund eines RL-Abrufs das Produktionsvolumen verringert, bzw. kann nicht nachgeholt werden?
<b>Entgangener Handelsgewinn (E-Börse)</b>	Besteht die Gefahr von entgehenden Gewinnen z.B. aufgrund eines andernfalls getätigten Geschäfts an einer Energiebörse?
<b>Verschleiss / Betriebswechselkosten</b>	Fallen für zusätzliches Zu- und Abschaltungen der Anlagen Kosten an (z.B. Strommehraufwand, zusätzlicher mechanischer Verschleiss)?
<b>Q-Kosten</b>	Entstehen zusätzliche Kosten zur Aufrechterhaltung eines vorgegebenen Qualitätslevels oder durch Qualitätsmängel?
<b>Stand-by Kosten</b>	Entstehen bei einem Abruf von Regelenergie Kosten (z.B. Personalkosten, oder Verbrauch von Betriebsmitteln, um die Betriebstemperatur auf einem gewissen Niveau zu halten)? Entstehen während/aufgrund der Leistungsvorhaltung Kosten (z.B. um die Betriebstemperatur auf einem gewissen Niveau zu halten)?
<b>Energiekosten</b>	Fallen bei einem RL-Abruf zusätzliche Energiekosten an (z.B. Diesel, Gas, Dampf)?
<b>Leistungsspitzen</b>	Fallen bei einem RL-Abruf zusätzliche Leistungsspitzen an?
<b>Investitionskosten</b>	Sind Investitionen zur Anbindung an den RL-Markt erforderlich (z.B. Leitsystem, Kommunikationssystem, Remotesteuerung)?



### 5.3 Risiko



Abbildung 44: Relevante Analyse Kriterien (Risiko).

Unter dem Begriff *Risiko* werden in Abbildung 44 alle als relevant identifizierten Faktoren aufgelistet. Tabelle 18 gibt die dazu entwickelte Frageliste wieder.

Tabelle 18: Frageliste Risiko.

Kriterium	Erläuterung
<b>Pönalen</b>	Können vertraglich festgelegte Strafzahlungen fällig werden (z.B. für nicht gelieferte Ware)?
<b>Haftung / Folgekosten</b>	Welche Art von Folge- und Haftungskosten sind aufgrund von Regelleistungs-Aktivitäten denkbar (z.B. Folgekosten für Kunden, wie z.B. der Verlust von Kunden aufgrund von Lieferverzögerungen; Forderungen müssen nachgewiesen werden können)?
<b>Warenwert in Arbeit</b>	Wie gross ist der finanzielle Wert der Ware, die aufgrund von Tätigkeiten im Kontext mit RL einem Risiko ausgesetzt ist (z.B. sich in der Anlage befindliches Material)?
<b>Zuverlässigkeit der Betriebsmittel</b>	Wie zuverlässig sind die Betriebsmittel, bzw. wie störanfällig ist die Anlage im RL-Betrieb (z.B. Betrieb eines Antriebs unterhalb Nominalwert kann zu Schwingungen führen)?  Während der Inbetriebnahme neuer Betriebsmodi können durch Umrüstung von Anlagenteilen und Anpassung der Steuerung und Betriebsabläufe anfängliche Schwierigkeiten ergeben.
<b>Weitere relevante Risiken / PESTLE</b>	Sind weitere relevante Risiken aus dem politischen, ökonomischen, soziologischen, technischen, rechtlichen und ökologischen Unternehmensumfeld bekannt (z.B. Garantieverlust oder fehlende Akzeptanz der Gesellschaft für das Abfackeln von Biogas)?

## 5.4 Regelleistungspotenzial

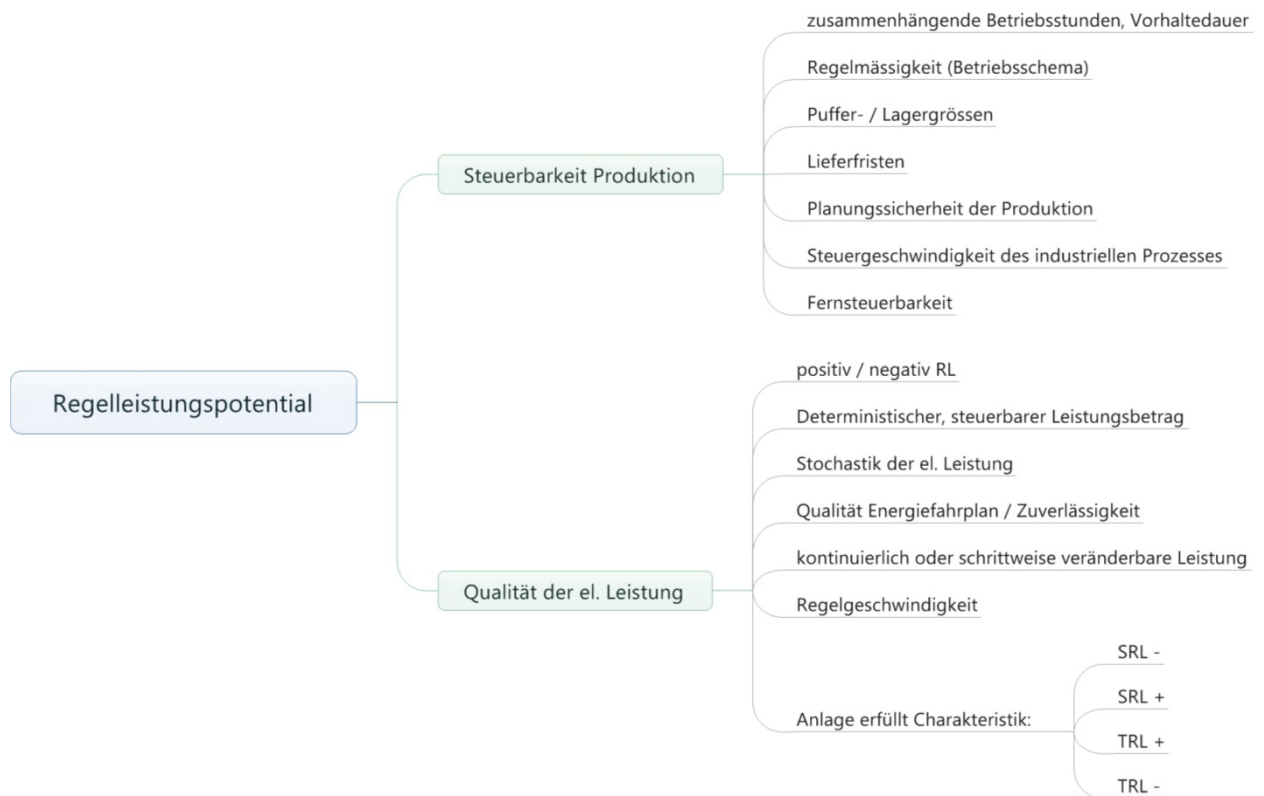


Abbildung 45: Relevante Analyse Kriterien (Regelleistungspotenzial).

Unter dem Begriff *Regelleistungspotenzial* werden in Abbildung 45 alle für das technisch relevante Regelleistungspotenzial identifizierten Faktoren aufgelistet. Tabelle 19 gibt die dazu entwickelte Frageliste wieder.

Tabelle 19: Frageliste Regelleistungspotenzial.

Kriterium	Erläuterung
<b>Zusammenhängende Betriebsstunden / Vorhaldedauer</b>	Über welche Dauer wird derselbe Betriebszustand gehalten (z.B. 07.30 bis 17.30 = 10h)?
<b>Regelmässigkeit / Betriebsschema</b>	Falls die Anlage nicht 24/7 in Betrieb ist: Gibt es eine Regelmässigkeit im Betriebsschema (z.B. Jährlich, Monatlich, Wöchentlich, Täglich)? Gibt es Serviceintervalle und wie viele Betriebsstunden fallen jährlich an?
<b>Puffer-/Lagergrösse</b>	Wie gross sind die Lager für Eingangs-, End- und Zwischenprodukte und welche Zeitspannen können damit überbrückt werden? Kann die Produktion später nachgeholt werden und wenn ja, wie gross ist die maximale Verschiebedauer?
<b>Lieferfristen</b>	Wie hoch sind die Lieferfristen für die zu produzierenden Produkte?
<b>Planungssicherheit Produktion</b>	Wie hoch ist die Planungssicherheit der Produktion?
<b>Steuergeschwindigkeit des industriellen Prozesses</b>	Wie schnell kann der Prozess gesteuert werden, bzw. in welcher Zeit kann welche elektrische Leistung zu- oder abgeschaltet werden?
<b>Fernsteuerbarkeit</b>	Ist eine Fernsteuerung der Anlage möglich? Wenn ja, wie stark ist der Steuerprozess bereits automatisiert?
<b>Positive / negative RL</b>	Kann positive Regelleistung (Erhöhung der Leistungsabgabe, bzw. Verringerung Leistungsbezug), negative Regelleistung (Reduktion der Leistungsabgabe bzw. Erhöhung des Leistungsbezugs), oder beides realisiert werden?
<b>Deterministischer, steuerbarer Leistungsbetrag</b>	Wie hoch ist die steuerbare elektrische Leistung, welche für ein RL-Angebot in Frage kommen würde?
<b>Stochastik der elektrischen Leistung</b>	Wie gross sind die kurzzeitigen Schwankungen der elektrischen Leistungen (Messwerte der elektrischen Leistung über einen geeigneten Zeitraum von z.B. einem Monat in einer Auflösung von zwei Sekunden für SRL, bzw. zehn Sekunden für TRL)?
<b>Qualität Energiefahrplan / Zuverlässigkeit</b>	Wie zuverlässig wird der im Vorhinein erstellte Fahrplan im Betrieb eingehalten (Prognosewerte in viertelstündlicher Auflösung über einen geeigneten Zeitraum von z.B. einem Monat im Vergleich mit Messwerten der elektrischen Leistung)? Wird das gesetzte Leistungsband oft über-/unterschritten?
<b>Kontinuierlich oder schrittweise veränderbare Leistung</b>	Kann die elektrische Leistung kontinuierlich verändert werden? Wenn nein, sind diskrete Schritte möglich, und wenn ja welche?
<b>Regelgeschwindigkeit</b>	Wie schnell kann die elektrische Leistungsabgabe, bzw. der Leistungsbezug verändert werden, bzw. wie schnell kann die Anlage an- oder abgeschaltet werden?
<b>Anlage erfüllt Charakteristik</b>	Werden die Anforderungen von Swissgrid, bzw. einem Pooling-Anbieter (Regelgeschwindigkeit, Remote-Steuerung, Vorhaldedauer, usw.) für SRL, bzw. TRL erfüllt?

## 5.5 Anlagenmodell

Zur Unterstützung der Kommunikation mit den Industrievertretern wird zusätzlich zu der Frageliste ein einfach verständliches Anlagenmodell entwickelt, anhand dessen verschiedene Parameter wie z.B. Leistungsflüsse (horizontal) und Materialflüsse (vertikal), oder Kapazitäten von Lagern in Erfahrung gebracht werden können.

In Abbildung 46 ist das Modell einer Rohmehlmühle dargestellt, welche einen Eingangspuffer / Lager aufweist mit einer bestimmten Kapazität. Die Rohmehlmühle bezieht einen bestimmten Massenstrom aus dem Puffer. Als weitere Inputs sind die elektrische Leistung und das Steuersignal zu nennen. Als Output sind eine bestimmte Menge Regelleistung bzw. Regelenergie und ein bestimmter Massenstrom an produziertem Material zu nennen, welches in einen Ausgangspuffer zwischengelagert wird.

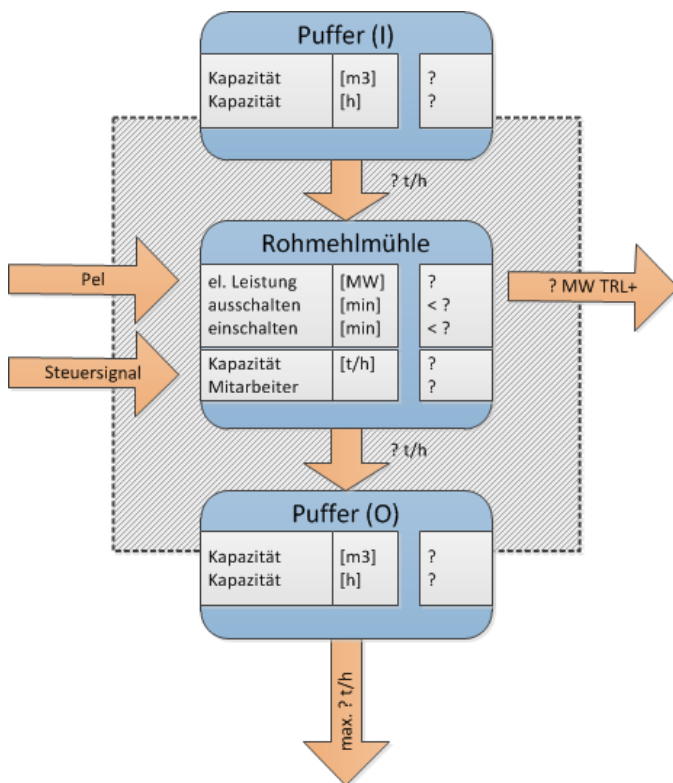


Abbildung 46: Beispiel Anlagenmodell „Rohmehlmühle“

Für die Abklärung der Eignung einer Anlage als Erzeugungseinheit für Regelleistung muss zwingend eine hochaufgelöste (10sec, bzw. 2sec) Lastgangmessung durchgeführt werden, anhand derer Parameter wie Betriebsschema, Konstanz und Zuverlässigkeit bestimmt werden können (Abbildung 47).

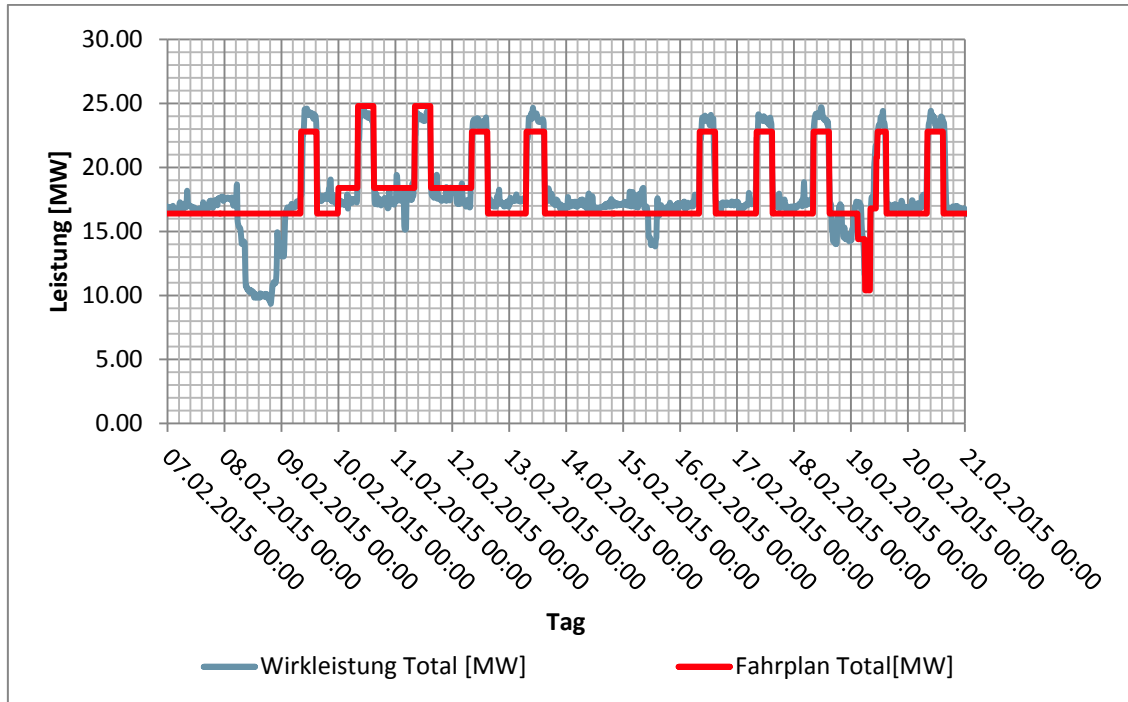


Abbildung 47: Beispiel Lastgangmessung mit wöchentlich wiederkehrendem Betriebsschema

## 5.6 Zwischenfazit

Die Beurteilung einer industriellen Anlage bezüglich ihrer Einsatzmöglichkeiten im Regelleistungsmarkt basiert auf einer Reihe von Daten, die systematisch erfasst und ausgewertet werden können. Die gemachten Felderfahrungen zeigen, dass dies für eine Erstbeurteilung unter Zuhilfenahme geeigneter Hilfsmittel auch von Anlagenbetreibern selbständig durchgeführt werden kann.

Neben einer hochauflösenden Lastgangmessung zur Bestimmung der Qualität der elektrischen Leistung, müssen verschiedene Fragestellungen zum Leistungs- und Materialfluss, der Steuerbarkeit der Produktion, Risikofaktoren, sowie variable, Fix- und Opportunitätskosten berücksichtigt werden.

## 6 Abschätzung des Regelleistungspotenzials

Die Abschätzung des Potenzials der Schweizer Industrie zur Erbringung von sekundärer und tertiärer Regelleistung wird nach einem Bottom-Up-Ansatz durchgeführt, mit dem Ziel die Existenz eines ausreichenden wirtschaftlich adressierbaren Potenzials nachzuweisen. Dabei werden zuerst Potenziale innerhalb der 11 Branchen der Studie „Energieverbrauch in der Industrie und im Dienstleistungssektor“ des BFE (2014, S. 29-39) sowie von Infrastrukturanlagen aufgezeigt. In einem weiteren Schritt werden die Resultate durch die Potenziale einzelner Technologien und von Einzelunternehmen ergänzt, wobei eine Mehrfachberücksichtigung derselben Anlagen vermieden wird. Die aufgeführten Einzelunternehmen zeichnen sich durch schweizweit einzigartige Prozesse oder Anlagen aus.

Um die interessanten Branchengruppen zu identifizieren, werden in einem ersten Schritt anhand der Publikation „Energieverbrauch in der Industrie und im Dienstleistungssektor“ des BFE die Branchengruppen mit hohem durchschnittlichem Verbrauch elektrischer Energie pro Standort ermittelt (BFE, 2014). Die Analyse wird mit Potenzialabschätzungen aus der Literatur sowie mit der vom BFE publizierten Liste *Rückerstattung Netzzuschlag für stromintensive Endverbraucher* verglichen. Parallel dazu werden aufgrund von Literaturrecherchen Technologien identifiziert, welche sich zur Erbringung von Regelleistung eignen können. Die Eignung der Technologien für die Erbringung von Regelleistung wird an konkreten Einsatzbeispielen geprüft. Dabei werden die technische Eignung der Anlagen anhand der in Kap. 4 aufgeführten kritischen Erfolgsfaktoren überprüft und die Wirtschaftlichkeit ermittelt. Die identifizierten Potenziale werden falls sinnvoll auf Branchengruppen oder auf die landesweit installierte Leistung hochgerechnet. Soweit Vergleichsdaten aus deutschen Studien vorhanden sind, werden diese zum Vergleich herangezogen.

Damit bei der Bestimmung des Gesamtpotenzials der Schweizer Industrie kein Potenzial doppelt gerechnet wird, wird die Summe aus folgenden Summanden gebildet:

1. Branchen (ohne Technologien und Einzelfirmen, welche in 2. und 3. betrachtet werden),
2. Einzelfirmen (ohne Technologien welche in 3. betrachtet werden),
3. Technologien.

Da durch die Potenzialbetrachtung nicht alle Branchengruppen, Technologien oder Einzelfirmen analysiert werden, kann ein zusätzliches upside-Potenzial erwartet werden.

### 6.1 Wirtschaftlich adressierbares Potenzial

Mittels Business Case Berechnung wird geprüft, ob ein positiver Ertrag mittels Regelleistung über fünf Jahre erwirtschaftet werden kann. Die Berechnungen werden mit der Kapitalwertmethode berechnet. Der Kapitalwert oder Nettogegenwartswert berechnet die Abzinsung auf den Beginn der Investition und bietet so die Möglichkeit Zahlungen zu verschiedenen Zeitpunkten vergleichbar zu machen oder wie im vorliegenden Fall zu entscheiden ob eine Marktteilnahme sinnvoll ist. Nur Anlagen mit einem positiven Ertrag werden in der Potenzialanalyse berücksichtigt.

### 6.2 Regelleistungspotenzial ausgewählter Branchen

Aufgrund der fehlenden Datengrundlage für installierte elektrische Verbraucher pro Branche erfolgt eine Analyse über den elektrischen Jahresenergieverbrauch der Branchen, wobei Branchen gesucht werden, in welchen Unternehmen üblicherweise einen hohen elektrischen Jahresenergieverbrauch ausweisen. Die Schweizer Industrie wird vom BFE (2014, S. 29-39) in der Studie „Energieverbrauch in der Industrie und im Dienstleistungssektor“ in 11 Branchen eingeteilt. Die Branchen vereinen oftmals bezüglich installierter Leistung oder Maschinenpark inhomogene Un-

ternehmen, was eine vertiefte Betrachtung bedingt. Abbildung 48 zeigt den durchschnittlichen Stromverbrauch pro Branche und pro Arbeitsstätte.

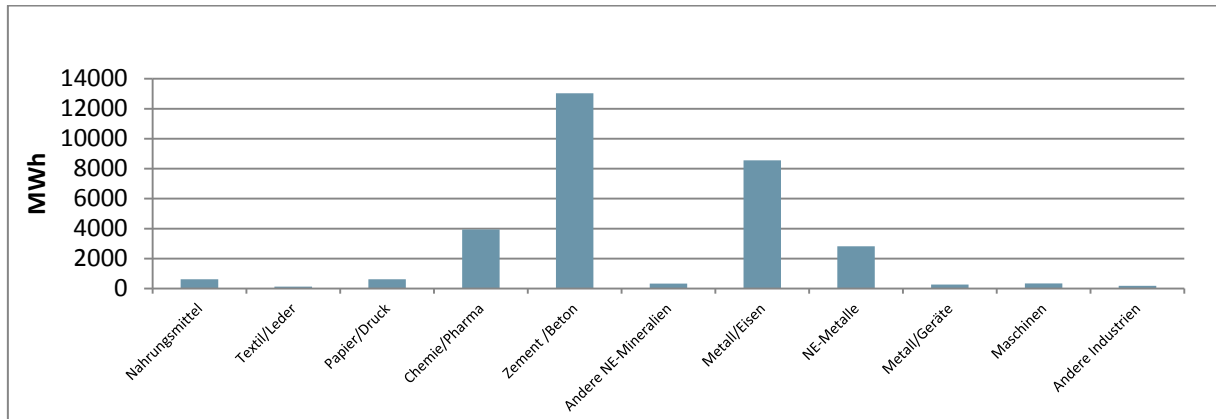


Abbildung 48: Durchschnittliche elektrischer Verbrauch pro Branche und pro Arbeitsstätte in der Industrie. Datengrundlage (BFE, 2014, S. 29-39)

Die Grafik zeigt, dass in den Branchengruppen *Zement/Beton*, *Metall/Eisen* wie auch *Chemie/Pharma* und *NE-Metalle* ein durchschnittlicher elektrischer Energiebedarf pro Arbeitsstätte von deutlich über 1000 MWh pro Jahr besteht. Diese Branchengruppen decken sich grösstenteils mit den in deutschen Studien identifizierten Potenzialen für den Regelleistungs-Markt. So sieht DENA (2010, S. 419-427) in Deutschland Potenziale für die Erbringung von Regelleistung in den Branchen *Papierindustrie*, *Chemie (Chlorelektrolyse)*, *Aluminiumindustrie*, *Stahlindustrie* und *Zementindustrie*. Im Vergleich zu den ermittelten Potenzialen aus der DENA Studie zeigt einzig die Papierproduktion in der vorliegenden Analyse nach Branchen (Abbildung 48) keinen erhöhten durchschnittlichen Elektrizitätsverbrauch pro Arbeitsstätte. Da aber auch in der Schweiz energieintensive Produktionsstätten von Papier angesiedelt sind, kann in diesem Segment auch für die Schweiz ein Regelleistungspotenzial erwartet werden.<sup>26</sup> Das Beispiel zeigt, dass aufgrund der Datenlage nicht ausgeschlossen werden kann, dass auch in weiteren Branchengruppen mit einem durchschnittlichen Elektrizitätsverbrauch kleiner als 1 GWh Unternehmen angesiedelt sind, welche einen hohen Elektrizitätsbedarf ausweisen und unter Umständen für die Teilnahme am Regelleistungs-Markt geeignet sind. Diesem Umstand wird in Kap. 6.3 und 0 Rechnung getragen.

Nachfolgend werden die energieintensiven Branchengruppen *Zement/Beton*, *Metall/Eisen* und Bereiche aus der Branchengruppe *Chemie/Pharma* genauer untersucht. Ferner wird zusätzlich die Papierproduktion detaillierter betrachtet. Aus Untersuchungen der HSLU (Scherer, 2015) wie auch aus Erfahrung der Firma Fleco Power AG (Zahnd, 2016) ist weiter bekannt, dass sich landwirtschaftliche Biogasanlagen für den Regelleistungs-Markt eignen. Das Potenzial dieser Branche / Technologie wird ebenfalls ausgewiesen. Im Weiteren zeigt die InfraWatt-Studie „Potenzial der Schweizer Infrastrukturanlagen zur Lastverschiebung“ (2013), dass in den Bereichen Wasserversorgung (WV), Abwasserreinigungsanlagen (ARA) und Kehrrechtverbrennungsanlagen (KVA) ein grosses Potenzial für Regelleistung vorhanden ist. Weitere Kandidaten für eine vertiefte Untersuchung sind Fernheizkraftwerke, die im Folgenden ebenfalls betrachtet werden.

<sup>26</sup> Dass diese Produktionsstätten mit der vorliegenden Analyse keinen auffallend hohen Verbrauch von elektrischer Energie ausweisen, ist auf den Umstand zurückzuführen, dass in der Branchengruppe *Papier/Druck* zusätzlich zu den grossen Papierfabriken eine Vielzahl kleiner Druckereibetriebe und weitere verhältnismässig kleine Verbraucher erfasst werden.

### 6.2.1 Zement / Beton

In der Branche *Zement / Beton* wurden ein Produktionsstandort von Zement sowie ein Betonwerk mit zugehörigem Steinbruch analysiert. Im Betonwerk kann aus technischen Gründen, wie auch aufgrund von Sicherheitsbedenken des Betreibers, kein Potenzial identifiziert werden. Im untersuchten Zementwerk ist ein Potenzial für positive Tertiär-Regelleistung vorhanden. Dieses Potenzial kann durch die Abschaltung von Mühlen realisiert werden. Dank Puffern zwischen der Mühle und den vor-, resp. nachgelagerten Prozessschritten hat eine zeitlich limitierte Abschaltung der Mühle kaum Einfluss auf den Gesamtprozess. Dabei ist die Abschaltung der Rohmehlmühle deutlich komplexer, als die Regelung der Zementmühle, da diese im Verbund mit dem Klinkerofen arbeitet. Dies führt zu einschränkenden Anforderungen bezüglich Abschalt- sowie Anlaufdauer.

Kein Potenzial hingegen bietet der Klinkerofen. Ein Abruf hätte zur Folge, dass der Ofen über mehrere Stunden wieder auf Betriebstemperatur gebracht werden muss.

Ein weiteres Potenzial stellen Notstromaggregate in Zementwerken dar. Diese Anlagen werden unter Kapitel 6.3.2 behandelt.

Gemäss Anhang B25 produzieren alle in der Schweiz ansässigen Produktionsstätten nach demselben Verfahren Portlandzement. Vier Werke haben eine ähnliche Grösse wie die analysierte Produktionsstätte, das fünfte Werk hat rund 40 Prozent der Grösse der analysierten Produktionsstätte. Daher wird das gefundene Potenzial mit dem Faktor von 5.4 für die gesamte Zementindustrie der Schweiz hochgerechnet. Dies ergibt ohne ORC-Anlagen, Dampfturbinen und Notstromaggregate ein Potenzial von 23 MW positiver Regelleistung.

Diese Einschätzung wird gestützt durch Einschätzungen eines zweiten inländischen Zementproduzenten (Anhang B24).

Für Deutschland wird das Potenzial auf 45 MW positive und 269 MW negative Regelleistung geschätzt (DENA, 2010, S. 421-422). In der Schweiz liegt der Stromverbrauch der Zementindustrie etwa bei 15 % vom Stromverbrauch der Zementindustrie in Deutschland (DENA, 2010, S. 420); (BFE, 2014, S. 33). Falls die Potenziale aus Deutschland mit diesem Faktor auf die Schweiz umgerechnet werden, ergibt dies Potenziale für die Schweiz von 7 MW positiver sowie 41 MW negativer Regelleistung. Das hohe Potenzial für negative Regelleistung stammt daher, dass gemäss der Studie 85 % der Anlagen tagsüber stillstehen. Währenddessen können die Anlagen zur Lasterhöhung genutzt werden. Die Möglichkeit der Lasterhöhung wird in der Schweiz von den Betreibern aus Sicherheitsgründen zum aktuellen Zeitpunkt nicht gutgeheissen, weshalb in der Schweiz aktuell kein negatives Potenzial in der Branche Zement/Beton erkennbar ist. Aufgrund der hohen Auslastung gibt es im Gegenzug ein relativ hohes positives Regelleistungs-Potenzial im Vergleich zu Deutschland.

### 6.2.2 Papier/Druck

In der Branche *Papier/Druck* wurden drei Produktionsstätten hinsichtlich eines wirtschaftlichen Potenzials für den Regelleistungsmarkt analysiert. Dabei handelt es sich um zwei Papierfabriken, mit einem gemeinsamen elektrischen Verbrauch von über 50 Prozent des Gesamtverbrauchs der Branchengruppe *Papier/Druck* der Schweiz, sowie eine Druckerei. Bei der analysierten Druckerei ist zwar ein technisches Potenzial identifiziert worden, aufgrund der hohen Opportunitätskosten ergibt sich aber aktuell kein wirtschaftlich adressierbares Potenzial. Bei den Papierfabriken kann ein wirtschaftlich adressierbares Potenzial nachgewiesen werden. Besonders interessant für ein Regelleistungs-Angebot in der Papierproduktion ist die Stoffaufbereitung. Aufgrund der tiefen Kosten des Produktionsmediums sowie der vorhandenen Lager kann dieser energieintensive Produktionsprozess auf Abruf unterbrochen werden. Da die beiden analysierten Unternehmen in der Schweiz die einzigen Anbieter sind, welche Stoffaufbereitung in grossen Mengen betreiben, kann das summierte Potenzial als Gesamtpotenzial für die Branchengruppe *Papier/Druck* ausgewiesen



werden. Eines der Unternehmen verfügt zusätzlich über einen Elektroheizkessel für die Dampfproduktion, welcher zur Bereitstellung von negativer Regelernergie genutzt werden kann. Dabei muss jedoch bei der Angebotsgestaltung der Problematik Rechnung getragen werden, dass durch Einsatz des Elektroheizkessels keine erhöhten Leistungsspitzen entstehen. Neben den Verbrauchern von elektrischer Energie mit Potenzial für den Regelleistungs-Markt wurden ebenfalls Erzeuger mit Potenzialen identifiziert. Dabei wurden zwei Dampfturbinen mit einer Leistung von 8 MW analysiert. Die Turbinen können total 3.1 MW der Leistung stufenlos drosseln. Dieser Anteil kann über einen Pool am SRL-Markt angeboten werden.

Unter Berücksichtigung der Produktionsanlagen zur Stoffaufbereitung, sowie diverser weiterer Energieerzeugungs- und Energieverbrauchseinheiten ausschliesslich Notstromaggregaten, welche in Kap. 6.3.2 betrachtet werden, wird in der Papierproduktion ein wirtschaftliches Potenzial von 32 MW positiver sowie 8 MW negativer Regelleistung ausgewiesen.

Die für Deutschland ausgewiesenen Potenziale der Papierindustrie stammen ausschliesslich aus der Lastverschiebung in der Stoffaufbereitung. Dabei wird das Potenzial der Papierindustrie für den Regelleistungs-Markt auf 271 MW positive und 94 MW negative Regelleistung geschätzt (DENA, 2010, S. 424). In der Schweiz liegt der Stromverbrauch der Papierindustrie etwa bei 10 % des Verbrauchs in Deutschland (DENA, 2010, S. 420); (BFE, 2014, S. 31). Werden die Potenziale aus den Studien aus Deutschland mit diesem Faktor auf die Schweiz heruntergerechnet, ergibt dies Potenziale für die Schweiz von 27 MW positiver sowie 9 MW negativer Regelleistung. Die Diskrepanz zwischen dem für die Schweiz bottom-up ermittelten Potenzial und der Ableitung aus den Daten von Deutschland ist durch die Inhomogenität des Maschinenparks in den betrachteten Unternehmen zu erklären.

### **6.2.3 Chloralkalielektrolyse**

In Deutschland besteht bei der Chloralkalielektrolyse ein grosses Potenzial (DENA, 2010, S. 422) für den Regelleistungs-Markt. Es werden positive Regelleistungs-Potenziale von 556 MW und negative Regelleistungs-Potenziale von 346 MW ausgewiesen. In der Schweiz ist ein einziger Produzent bekannt, der mithilfe der Chloralkalielektrolyse Grundchemikalien herstellt. Für diesen wird ein Potenzial von rund 10 MW TRL+ geschätzt. Die Erschliessung des Potenzials ist abhängig von Regelparametern, die im Rahmen eines laufenden Umbaus der Anlage noch bestimmt werden.

### **6.2.4 Abwasserreinigungsanlagen**

Für die Lastverschiebung bei Abwasserreinigungsanlagen werden keine Potenziale ausgewiesen, da sich die Leistungen der einzelnen ARA unterhalb des in dieser Arbeit betrachteten Definitionsbereichs befinden. So zeigt die InfraWatt-Studie, dass eine Lastverschiebung für maximal zwei Stunden unter idealer Belastung in den drei analysierten Anlagen ARA Thunersee, ARA Birs und ARA Morgental zwischen 11 und maximal 141 kW liegen. Eigene Untersuchungen bestätigen diese Aussage.

Bei den Erzeugungsanlagen von elektrischer Energie in den Abwasserreinigungsanlagen handelt es sich vorwiegend um Blockheizkraftwerke.-Das Potenzial für BHKW's wird im Kapitel 6.3.1 abgehandelt.

### **6.2.5 Wasserversorgung**

In der Wasserversorgung bieten Trinkwasserkraftwerke die Möglichkeit am negativen RL-Markt teilzunehmen. Bei einem Abruf kann die Kraftwerksleistung gedrosselt werden. Falls das Wasser nicht gespeichert werden kann, oder ein Durchfluss auch bei einem Regelleistungs-Abruf erwünscht ist, kann das Wasser an der Turbine vorbei über ein Druckreduktionsventil abgelassen werden. Da es sich hier um Wasserkraftwerke handelt, wird das verfügbare Potenzial nicht in die

vorliegende Studie übernommen. Gemäss InfraWatt-Studie sind bei den Wasserversorgungen die Pumpen die mit Abstand wichtigsten Stromverbraucher. Die Pumpen werden für die Förderung von Grund, Quell- und Seewasser verwendet oder in Stufenpumpwerken zwischen Nieder- und Hochzonen eingesetzt.

Die Leistung der Pumpen reicht von einigen Kilowatt, bis hin zu mehreren Megawatt. Gemäss dem Schweizerischer Verein des Gas- und Wasserfaches (SVGW) gibt es in der Schweiz deutlich über 60 Pumpen mit einer Leistung von über 300 KW. Diese erfassten Pumpen haben zusammen eine Leistung von mindestens 72 MW.

Aufgrund dieses technischen Potenzials wurden drei öffentliche Wasserversorgungen zum Thema Regelleistung befragt. Diese drei Unternehmen sind verantwortlich für 2.2 % der Wasserversorgung (Gesamtabgabe von Wasser) aller Mittglieder des SVGW. Dies entspricht etwa 1.5 % der schweizweit abgegebenen Wassermenge.

Alle drei Unternehmen haben das Potenzial für den Regelleistungs-Markt identifiziert. Bei diesen Abklärungen sind jedoch auch branchenspezifische Hürden aufgrund von stark optimierten und komplexen Produktionsprozessen festgestellt worden. Bei der Pumpensteuerung müssen beispielsweise Mischverhältnisse aufgrund des Wasserhärtegrads eingehalten, Redundanzen gewährleistet oder Wasserreserven vorgehalten werden. Daneben entstehen bei einem Markteintritt in den Regelleistungs-Markt Kosten für die Anpassung der Steuerungen sowie für die Schulung des Personals.

Zwei der befragten Wasserversorgungsunternehmen verzichten aktuell auf eine Umsetzung. Bei den Sankt Galler Stadtwerken sowie bei einem weiteren Wasserversorger besteht ein technisch adressierbares Potenzial. Eine Umsetzung ist zum aktuellen Zeitpunkt aber aus Sicht der Betreiber wirtschaftlich nicht lukrativ bzw. die Investitionen, laufenden Aufwendungen und Risiken für die Teilnahmen am Regelleistungs-Markt werden als zu gross betrachtet.

Die Energie Wasser Luzern Holding AG führt aktuell grössere bauliche Anpassungen an der Infrastruktur aus. Sobald diese umgesetzt sind, wird eine Vermarktung am Regelleistungs-Markt in Betracht gezogen. Dabei können bis zu 4 MW an Regelleistung angeboten werden, je nach Jahreszeit als negative oder positive tertiäre Regelleistung.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Wasserversorgung über ein grosses technisch und wirtschaftlich adressierbares Potenzial verfügt, eine konkrete Umsetzung aber komplex ist, und viel Überzeugungsarbeit geleistet werden muss. Die Unternehmen befinden sich in öffentlicher Hand und verfügen über ein Monopol in der Wasserversorgung, entsprechend gering ist der Druck zur Realisierung von mit Risiken verknüpften Zusatzerträgen. Daher kann beobachtet werden, dass die aktuellen Mehrerträge zu tief sind um die Wasserversorger zu motivieren am RL-Markt teilzunehmen. Für die vorliegende Potenzialabschätzung werden trotzdem Pumpen mit einer Leistung von mindestens 300 kW als Potential ausgewiesen, da die wirtschaftlichen wie auch technischen Anforderungen grundsätzlich erfüllt werden. Das Potenzial kann dabei zeitverscho-ben positiv wie auch negativ genutzt werden.

#### **6.2.6 Kehrlichtverbrennungsanlagen**

Das Regelleistungspotenzial der Schweizer Kehrlichtverbrennungsanlagen (KVAs) wurde durch eine Analyse der Anlage Renergia in Perlen, kombiniert mit einer Umfrage bei allen Kehrlichtverbrennungsanlagen-Betreibern der Schweiz, ermittelt. Dadurch werden die installierte elektrische Leistung der Dampfturbinen, die durchschnittlichen Betriebsstunden pro Jahr und Angaben zu einer allfälligen Teilnahme am SDL-Markt erfasst. Unter Zuhilfenahme weiterer Daten aus der Studie (BFE, 2014) wie der im Jahr 2014 produzierten Energiemenge und dem Strom- und Wärmenutzungsgrad, wird eine Potenzialabschätzung für Regelleistungsvorhaltung unter den Schweizer KVAs vorgenommen.

Die folgende Abbildung visualisiert den Energienutzungsgrad nach EnV aller Kehrrechtverbrennungsanlagen der Schweiz.

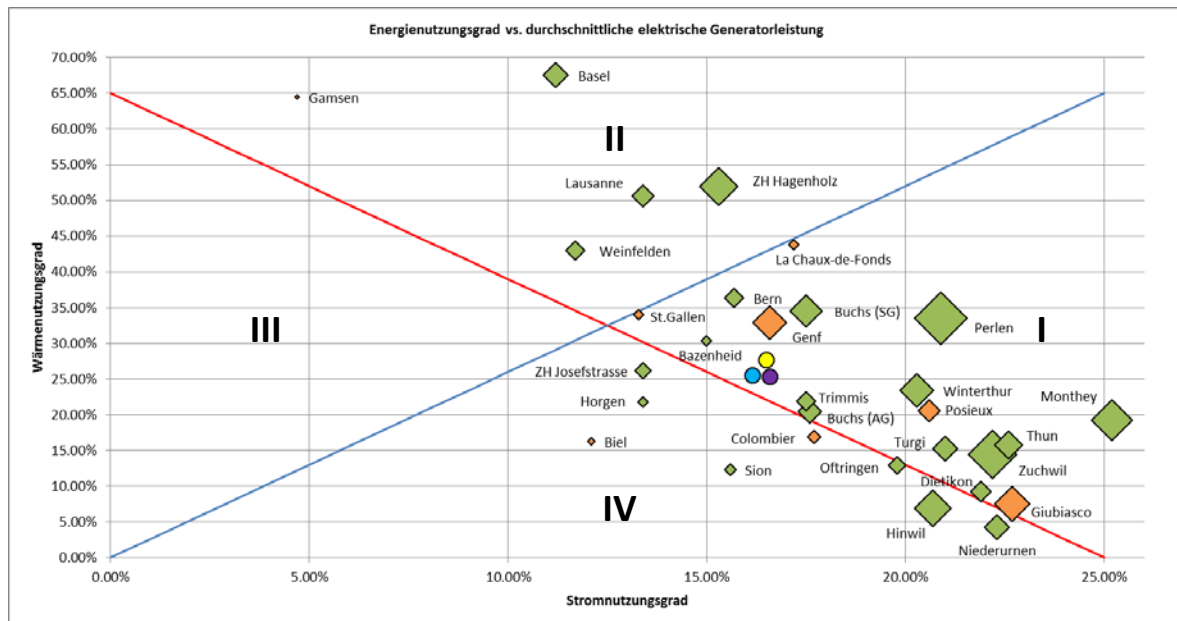


Abbildung 49: Energienutzungsgrad nach EnV (anlagenspezifische Werte 2014 und Mittelwerte 2012 (blauer Kreis), 2013 (gelber Kreis), 2014 (violetter Kreis)) vs. Ø el. Generatorleistung der Dampfturbine aller Schweizer KVAs (grün = Rückmeldung erhalten, orange = keine Rückmeldung erhalten), wobei die Definition des Wärme- und Stromnutzungsgrads der Publikation (BFE, 2011) entnommen werden kann. Zusätzlich sind die Daten der Renergia gemäss der Hochrechnung für das Jahr 2016 eingetragen. Weiter ersichtlich ist die Vorgabe der Schweizer Energieverordnung (EnV) für die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) (rote Linie). Die Grösse der Punkte repräsentiert die durchschnittliche elektrische Generatorleistung, welche von der/den jeweiligen Dampfturbine/n abgegeben wird. Die blaue Linie entspricht einem Verhältnis von Wärme- zu Stromnutzungsgrad von 2.6:1. Das entspricht einer Gewichtung des Stromnutzungsgrads analog zur KEV Vorgabe (rote Linie; 25% Stromnutzungsgrad ist ‚gleichwertig‘ mit 65% Wärmenutzungsgrad). Anlagen links von der blauen Linie produzieren somit mehr Dampf- und Fernwärmeenergie als gewichtete el. Energie, Anlagen rechts produzieren mehr gewichtete el. Energie als Dampf- und Fernwärmeenergie. Die blaue und die rote Linie unterteilen das Diagramm in die vier Bereiche I (schwergewichtig Stromnutzung, erfüllt KEV-Vorgabe), II (schwergewichtig Wärmenutzung, erfüllt KEV-Vorgabe), III (schwergewichtig Wärmenutzung, erfüllt KEV-Vorgabe nicht) und IV (schwergewichtig Stromnutzung, erfüllt KEV-Vorgabe nicht).

Insgesamt kann ein hoher Rücklauf der Umfragebögen festgestellt werden. Weitere Erläuterungen dazu sind im Einschub (siehe Kasten rechts) aufgeführt.

Im Folgenden wird auf die Ergebnisse der Umfrage eingegangen. In Abbildung 50 sind diejenigen KVAs eingetragen, welche bereits Regelleistungsvorhaltung anbieten. Die insgesamt im Jahr 2016 angebotene negative TRL aller Schweizer KVAs, von denen eine Rückmeldung erfolgt ist, beträgt 51.5 MW, wobei sich alle am Regelleistungs-Markt teilnehmenden Anlagen in den Bereichen I und IV befinden.

Bei der Umfrage haben insgesamt 70 % aller Anlagenbetreiber auf die Anfrage reagiert. Die so erfassten Anlagen decken 77 % oder 307 MW der insgesamt installierten Leistung von 398 MW im Jahre 2014 ab. Die prozentuale Abdeckung der gesamten produzierten Energie beträgt ebenfalls 70%. Diejenigen Anlagen, welche bereits am Regelleistungsmarkt teilnehmen, weisen knapp einen Drittel der insgesamt installierten elektrischen Leistung von 427 MW im Jahre 2016 auf. Von der durchschnittlich produzierten elektrischen Leistung von 283 MW aller Schweizer KVAs im Jahr 2016 werden von den Anlagen, welche bereits am SDL-Markt teilnehmen, rund 38 % abgedeckt.

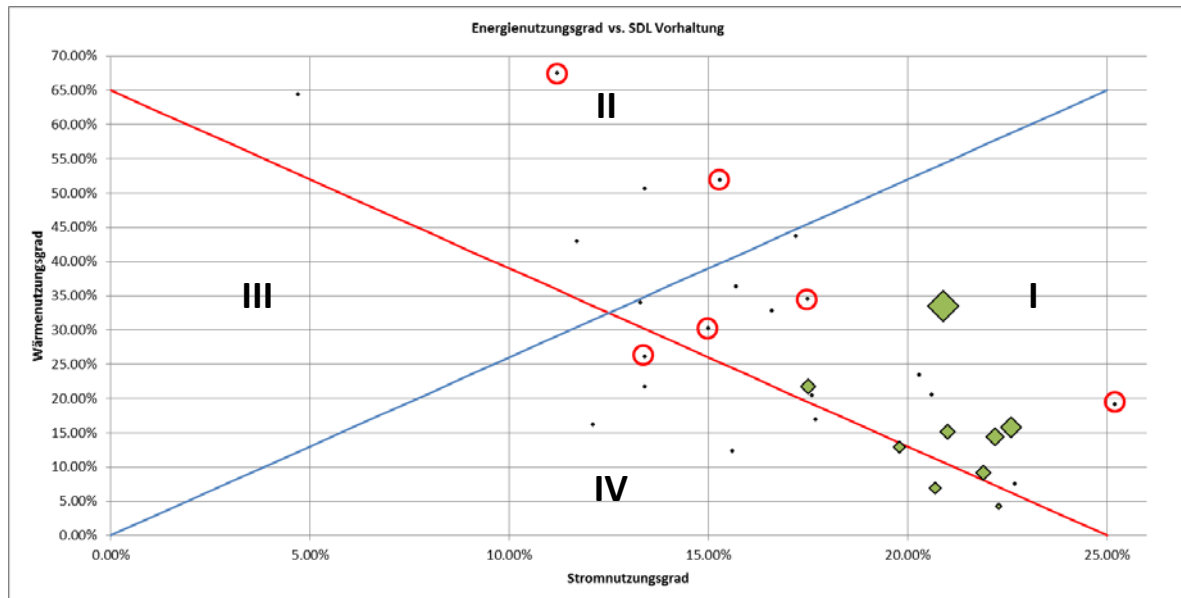


Abbildung 50: Energienutzungsgrad vs. Höhe der Kehrrechtverbrennungsanlagen welche am Regelleistungs-Markt teilnehmen. Die Fläche der Punkte ist proportional zur Höhe der negativen Tertiärregelleistungsvorhaltung. Die rote Linie widerspiegelt die Mindestanforderungen der Schweizer Energieverordnung (EnV) für die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV). Rot eingekreist sind diejenigen KVAs, welche angegeben haben, in Zukunft eine Teilnahme am SDL-Markt zu planen, oder zumindest zu prüfen.

Die aktuelle Situation zeigt, dass vor allem Anlagen mit einem hohen Stromnutzungsgrad und tendenziell eher kleinerem Wärmenutzungsgrad bereits am SDL-Markt teilnehmen. Allerdings ziehen in Zukunft auch andere Anlagen eine Vorhaltung von TRL- in Betracht. In Fall KVA Thun (Bereich I: schwergewichtig Stromnutzung, erfüllt KEV-Vorgabe) ist gemäss Umfrage sogar schon eine Präqualifikation für SRL erfolgreich durchgeführt worden. Generell scheint KEV kein Hinderungsgrund für Regelleistung mit KVAs zu sein.

Auf Basis der Umfrageergebnisse und der Prüfung der Umsetzbarkeit am Beispiel Renergia kann auf ein schweizweites Potenzial von rund 130 MW TRL- geschlossen werden.<sup>27</sup> Für die Verteilung des Potenzials auf die vier Bereiche der Abbildung 49 und Abbildung 50 gilt:

- Bereich I: 90 MW,
- Bereich II: 17 MW,
- Bereich III: 0 MW,
- Bereich IV: 23 MW,

In den Bereichen I und IV werden jeweils bereits knapp 50% des Potenzials genutzt.

## 6.2.7 Fernheizkraftwerke

Der Begriff *Fernheizkraftwerke* wird gemäss der Publikation Thermische Stromproduktion inklusive Wärmekraftkopplung (WKK) in der Schweiz (BFE, 2014) für Wärmekraftkopplungsanlagen mit einer elektrischen Leistung von mindestens 1 MW verwendet. Die elektrische Leistung von Fernheizkraftwerken wird vorwiegend über Gas-und-Dampf-Kombikraftwerke oder Dampfturbinen erzeugt. Per Ende 2014 waren in der Schweiz 15 solche Anlagen mit einer totalen elektrischen Leistung von 181 MW in Betrieb. Von diesen 15 Anlagen sind zwei Anlagen bekannt, welche sich am Regelleistungs-Markt bereits beteiligen (BFE, 2014).

<sup>27</sup> Die Hochrechnung erfolgt über die durchschnittliche Ausspeiseleistung, da für das Regelleistungspotenzial die durchschnittlich verfügbare elektrische Leistung am Generator abzüglich des Eigenverbrauchs massgebend ist. Würde die Generatorleistung unter den Eigenverbrauch fallen, entstünden teure Netzspitzen.

Des Holzheizkraftwerk Aubrugg erzeugt mittels einer Dampfturbine eine maximale elektrische Leistung von 11 MW. Während der Heizperiode, läuft die Anlage auf voller Leistung. Während dieser Zeit können maximal 4 MW negative TRL angeboten werden. Während den wärmeren Monaten läuft das wärmegeführte Holzheizkraftwerk nicht auf voller Leistung. Abhängig von der erzeugten elektrischen Leistung können während dieser Zeit maximal 4 MW negative, sowie maximal 2.5 MW positive TRL angeboten werden. Die Differenz zwischen maximaler elektrischer Leistung und angebotener Regelleistung erklärt sich durch die Trägheit des Wasser-Dampf Kreislaufes und der Holzfeuerung wie auch durch die Dimensionen des Luftkondensators (Anhang B52).

Daneben ist ein weiteres Fernheizkraftwerk bekannt, welches die gesamte Leistung von 21 MW negative TRL Markt anbietet (Anhang B53).

Die beiden Anlagen bieten zusammen 25 MW negative Regelleistung und 2.5 MW positive Regelleistung an. Diese Mengen werden in die Potenzialabschätzung aufgenommen. Neben diesen beiden Anlagen gibt es noch 13 weitere Anlagen mit einer Leistung von Total 149 MW. Auch bei diesen Anlagen gibt es vermutlich weitere Potenziale. Da sich die Anlagenarchitektur aber von Kraftwerk zu Kraftwerk stark unterscheidet, muss auf eine Hochrechnung verzichtet werden.

#### **6.2.8 Branchen ohne Potenzial**

Die energieintensive Branchengruppe Metall/Eisen wurde untersucht. Dabei zeigt sich, dass die Stahlproduktion als grösster Energienachfrager dieser Branchengruppe aufgrund des ausgeprägt stochastischen Lastgangs in der Potenzialabschätzung ausgeschlossen werden muss.

Nach DENA (2010, S. 423) eignet sich aus dem Bereich der NE-Metalle lediglich die Aluminiumelektrolyse zur Bereitstellung von Regelleistung. Da in der Schweiz jedoch keine Aluminiumhütten mehr angesiedelt sind, muss auch diese energieintensive Branchengruppe ausgeschlossen werden.

### **6.3 Regelleistungspotenziale ausgewählter Unternehmen**

Zusätzlich zu den untersuchten Branchen wurden 9 weitere Anlagen mit relevantem Regelleistungspotenzial gefunden. Für diese Unternehmen oder Anlagen ist es aufgrund des einzigartigen Produktionsprozesses nicht sinnvoll eine Hochrechnung auf ein Gesamtschweizerisches Potenzial durchzuführen. Diese Unternehmen wurden entweder über die Listen „Rückerstattung Netzzuschlag für stromintensive Endverbraucher“ (BFE, 2015) oder via Branchenverbände identifiziert. Diese ausgewählten Firmen sind in den Branchen Logistik, Holz-, Gummi- und Kunststoffwarenherstellung, Lebensmittel-, Rüstungs- und Luftfahrtindustrie zu finden. Bei den identifizierten Potenzialen handelt es sich grösstenteils um energieintensive Produktionsprozesse, welche zur Erbringung von Regelleistung zu- oder abgeschaltet werden können. Bei den analysierten Einzelfirmen kann in Summe ein wirtschaftliches Potenzial von 11 MW positiver sowie 7 MW negativer Regelleistung ausgewiesen werden. Eine detaillierte Aufstellung der betrachteten Einzelfirmen und ihrer Regelleistungspotenziale ist im vertraulichen Anhang B55 zu finden. Regelleistungspotenzial ausgewählter Technologien.

An dieser Stelle werden Technologien betrachtet, welche branchenübergreifend Anwendung finden. Für diese Technologien lässt sich durch ein induktives Vorgehen das gesamtschweizerische Regelleistungs-Potenzial abschätzen.

#### **6.3.1 Blockheizkraftwerke (BHKWs)**

Blockheizkraftwerke sind Aggregate, die zur Erzeugung von elektrischer Energie und Wärme genutzt werden. Oftmals werden BHKWs mit Biogas, Gas oder Diesel betrieben.

Die Anlagen werden für die vorliegende Studie analog zur Publikation *Thermische Stromproduktion inklusive Wärmekraftkopplung (WKK) in der Schweiz* des Bundesamtes für Energie in grosse und kleine Anlagen unterteilt (BFE, 2014). Die Grenze für die Unterscheidung liegt dabei bei 1 Megawatt elektrischer Leistung.

Grosse Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen aus Industrie und dem Dienstleistungssektor sind oftmals in komplexe Produktionsprozesse eingebunden und damit meist nicht ausreichend flexibel regelbar für den Einsatz im Regelleistungsmarkt.

Anders sieht es bei den kleinen BHKW's aus. Folgende kleinen BHKW's werden in der Schweiz betrieben:

Tabelle 20: Kleine BHKW's der Schweiz (BFE, 2014)

	Anzahl Aggregate	Totale Leistung [MW]	Durchschnittliche Leistung pro Aggregat [kW]
<b>Biogas</b>	165	31	187
<b>Kläranlagen mit BHKW</b>	357	30	83
<b>Kläranlagen mit Gasturbinen</b>	6	1	83
<b>Deponiegas-WKK-Anlagen</b>	4	2	400
<b>fossile BHKW</b>	744	83	112

Ein BHKW, welches Kostendeckende Einspeisevergütung erhält, wurde vertieft analysiert. Trotz KEV kann ein wirtschaftlich adressierbares Potenzial für negative SRL sowie TRL- aufgezeigt werden. Falls Anlagen für den Einsatz im tertiären Regelleistungsmarkt angeboten werden, muss sichergestellt sein, dass das nicht verbrannte Gas gespeichert oder notfalls abgefackelt werden kann. Unter diesen Umständen können alle schweizweit installierten kleinen BHKWs als wirtschaftliches Potenzial ausgewiesen werden. Sollen die Anlage im sekundären Regelleistungsmarkt eingesetzt werden, müssen diese kontinuierlich geregelt werden können. Da ein Verbrennungsmotor im Teillastbetrieb nur bis zu einer bestimmten minimalen Leistung geregelt werden kann, ist nicht die gesamte Leistung für den SRL Einsatz geeignet. Bei einem Abruf wird gemäss Angaben eines BHKW Anlagenherstellers davon ausgegangen, dass die Anlage stufenlos bis auf 60 Prozent heruntergeregelt werden kann (Anhang B50). Somit kann erwartet werden, dass je nach Vermarktungsart 40 Prozent (SRL-) oder 100 Prozent (TRL-) der installierten Leistung der Biogasanlagen ein wirtschaftlich adressierbares Potenzial darstellt.

Bei Anlagen, die keine KEV Förderung erhalten, liegen die Hürden für die Vermarktung am Regelleistungsmarkt eher tiefer.

Anlagentypen mit einer deutlich kleineren durchschnittlichen Leistung als 200 kW werden für die Potenzialabschätzung nicht betrachtet. Darunter fallen BHKW's aus Kläranlagen und fossile BHKWs.

Somit werden für Biogas- sowie für Deponiegas-Anlagen, ein Potenzial von 33 MW ausgewiesen. Davon könnte die gesamte Leistung im TRL Markt eingesetzt werden, oder maximal 40 Prozent davon im SRL Markt.

### 6.3.2 Notstromaggregate

Insgesamt wurden Notstromaggregate von acht verschiedenen Unternehmen mit einer summierten Leistung von über 14 MW untersucht. Bei allen Anlagen kann ein wirtschaftlich adressierbares Potenzial für positive tertiäre Regelleistung gefunden werden. In Zukunft ist auch ein Einsatz im Bereich SRL denkbar. Beim Einsatz von Notstromaggregaten ist insbesondere die Luftreinhalteverordnung zu berücksichtigen (vgl. Kapitel 8.2.2). Zu beachten ist ferner, dass Kosten, die für allfällige Netzanpassungen aufgrund eines Kraftwerk-Zubaus anfallen, vom Netzbetreiber auf den

Kraftwerksbetreiber abgewälzt werden können. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn ein Notstromaggregat zuvor von einer vereinfachten Zulassung profitiert hat und neu auch bei regulärem Netzbetrieb einspeisen soll.

Gemäss der Schätzung eines Herstellers von Notstromaggregaten mit einem relevanten Marktanteil in der Schweiz kann davon ausgegangen werden, dass es schweizweit mindestens eine installierte Leistung von 800 MW von Notstromaggregaten grösser 0.5 MW gibt, die direkt ans Verbundnetz angeschlossen sind (Anhang B51; die ausführliche Herleitung mit Quellenangaben findet sich im vertraulichen Anhang B57.). Als Basis der Schätzung dienen dem Hersteller die eigenen Zubauten der letzten zehn Jahre, sowie sein geschätzter Marktanteil. Von den 800 MW stammt rund die Hälfte von Anlagen, die für den Netzparallelbetrieb angemeldet und vom Eidgenössischen Starkstrominspektorat (ESTI) abgenommen sind. Weitere können nachgerüstet werden, müssen aber vom ESTI abgenommen werden. Gemäss dem Hersteller können rund 25 % der installierten Notstromaggregate grösser 0.5 MW aufgrund der bestehenden Anschlussbedingungen an das Stromnetz oder weiterer technischer Gründe nicht wirtschaftlich in einen Regelpool eingebunden werden (Anhang B51). Somit kann davon ausgegangen werden, dass schweizweit für Anlagen mit mindestens 600 MW ein wirtschaftlich adressierbares RL-Potenzial besteht. Da bei dieser Analyse Anlagen älter als 10 Jahre nicht berücksichtigt sind, sowie alle Anlagen kleiner als 0.5 MW ausgeschlossen sind, kann das tatsächliche Potenzial höher liegen.

Diese erste Potenzialschätzung wird gestützt durch eine eigene Umfrage bei 5 Verteilnetzbetreibern der Schweiz (die ausführliche Herleitung mit Quellenangaben findet sich im vertraulichen Anhang B57). Weil Daten von Notstromaggregaten nicht systematisch gesammelt werden, beruhen auch diese Angaben auf Schätzungen. Von den fünf angefragten Verteilnetzbetreibern können drei eine Angabe zu Notstromaggregaten im eigenen Netzgebiet machen. Diese drei versorgen rund 15 Prozent der Schweiz mit elektrischer Energie. Eine Hochrechnung der Rückmeldungen auf die gesamte Schweiz anhand der umgesetzten Energie ergibt eine adressierbare installierte Leistung für Notstromaggregate von 400 bis 600 MW. Im Weiteren führt INFRAS eine Auswertung der installierten Leistung von Notstromaggregaten in der Schweiz durch. INFRAS, eine privatwirtschaftliche Aktiengesellschaft mit Sitz in Zürich, ermittelt und verwaltet Daten unter anderem für stationäre Motoren im Auftrag des Bundesamtes für Umwelt. Die Auswertung basiert auf folgenden Grundlagen:

- Notter B, Graf C, Wüthrich P [in Bearbeitung]: Emissionsinventar stationäre Motoren und Gasturbinen. Standbericht 2014. Im Auftrag des Bundesamtes für Umwelt (BAFU). INFRAS Forschung und Beratung, Bern.
- Non-Road-Datenbank (BAFU 2016).

Aus den beiden Quellen ergeben sich summiert eine schweizweit installierte Leistung von Anlagen grösser 0.5 MW (beziehungsweise 0.56 MW für die Non-road-Datenbank) von rund 1500 MW.

Wird der vom Hersteller vorgeschlagene Anteil von 25 %, für nicht geeignete Anlagen abgezogen, ergibt sich ein Potential von über 1100 MW für den RL Markt. Für die vorliegende Arbeit gehen wir von einem wirtschaftlich adressierbaren Regelleistungs-Potenzial für Notstromanlagen von rund 600 MW aus. Ein Upside-Potential ist aber, wie aus den Auswertungen von INFRAS ersichtlich, zu erwarten.

#### **6.4 Upside Potenzial im industriellen Bereich**

Wie in Kapitel 6.3 bereits erwähnt gibt es in der Industrie viele einzigartige Prozesse. Eine systematische Identifikation von allen Regelleistungsfähigen Anlagen und Prozessen ist im Rahmen dieser Arbeit nicht möglich. Es ist daher von relevanten Upside Potenzialen auszugehen.

Auf Basis der bisherigen Erkenntnisse ist zu vermuten, dass in den folgenden Bereichen noch Regelleistungs-Potenziale mit einer Leistung über 200 kW gefunden werden können:

- Nebst den zwei analysierten Fernheizkraftwerken gibt es noch 13 weitere Anlagen mit einer Leistung von Total 149 MW. Es wird vermutet, dass eine Vielzahl dieser Anlagen zumindest einen Teil der installierten Leistung am Regelleistungs-Markt anbieten können oder bereits anbieten.
- Unabhängig von der Regelbarkeit der oftmals trägen Dampfproduktion kann die Leistung von Dampfturbinen zum Teil kurzfristig verändert werden. Es gibt bereits heute Dampfturbinen aus dem industriellen Umfeld, wie zum Beispiel die KVA Thun, die am SRL-Markt eingesetzt werden (siehe Kapitel 0). Am Beispiel vom Holzheizkraftwerk Aubrugg (siehe Kapitel 6.2.7) zeigt sich aber, dass nicht jede Anlage diese Charakteristik aufweist. Die Untersuchung weiterer Anlagen zeigt, dass jedoch die meisten Dampfturbinen ein Potenzial für den Regelleistungs-Markt darstellen. Auf eine Hochrechnung muss aber an dieser Stelle verzichtet werden, da jede Anlage einzeln auf ihre Tauglichkeit geprüft werden muss. Schweizweit existieren gemäss BFE-Publikation *Thermische Stromproduktion inklusive Wärmekraftkopplung* (2013, S. 47) in der Industrie Dampfturbinen mit einer installierten Leistung von total 83 MW.

## 6.5 Zwischenfazit

Aus der vorliegenden Analyse kann gefolgert werden, dass auch unter wirtschaftlichen Aspekten ein relevanter Anteil an sekundärer und vor allem an tertiärer Regelleistung durch die Industrie bereitgestellt werden kann.

Aus den vorangehenden Kapiteln ergibt sich folgendes wirtschaftlich adressierbares Potenzial:

Tabelle 21: Gesamtpotenzial der Schweizer Industrie im Regelleistungspooling. Die Anforderung unbeschränkter Arbeitsdauer wird i.d.R. durch Pooling erfüllt. Die Spalte *gewünschte Abrufdauer* gilt für das aktuelle Preisniveau.

	Positiv [MW]	Negativ [MW]	Typische Vor-haltedauer pro Jahr [h]	Typische RL-Produktekategorie		Gewünschte Abrufdauer [h/a]
Zement / Beton	23	-	> 4000	4 h-Block	TRL	0
Papier / Druck	32	8	> 4000	4 h-Block	TRL	0
Chloralkalielektrolyse	10	0	> 8000	Wochen-Produkt	TRL	0
Wasserversorgung	70	70	> 8000	4 h-Block	TRL	0
Kehrichtverbrennungsanlagen	0	130	> 8000	Wochen-Produkt	SRL/TRL	0
Fernheizkraftwerke	3	25	> 8000 (tbc)	Wochen-Produkt	TRL	0
Einzelunternehmen	11	7			SRL/TRL	0
BHKW	0	33		Wochen-Produkt	SRL/TRL	0
Notstromaggregate	600	0	> 8000	Wochen-	SRL/TRL	0 - 50 <sup>28</sup> h

<sup>28</sup> Je nach regional geltender Luftreinhalteverordnung ist auch eine tiefere maximale Abrufdauer möglich.



	Positiv [MW]	Negativ [MW]	Typische Vor- haltedauer pro Jahr [h]	Typische RL- Produktekategorie	Gewünschte Abrufdauer [h/a]
				Produkt	
<b>Total</b>	<b>749</b>	<b>273</b>			

Das aufgezeigte wirtschaftlich adressierbare Potenzial zeigt eine Grössenordnung für die dokumentierten Branchen, Technologien und Einzelfirmen. Es darf damit gerechnet werden, dass weitere Unternehmen mit zusätzlichen Anlagen zum Regelleistungspotenzial beitragen (siehe auch Kap. 6.4). Aus den Spalten *Typische Vorhaltedauer pro Jahr [h]* sowie *Gewünschte Abrufdauer [h/a]* in Tabelle 21 ist zu erkennen, dass sich industrielle Anlagen gut für die Vorhaltung eignen, ein Abruf aber nur in Ausnahmefällen gewünscht ist. Deshalb werden industrielle Anlagen im TRL-Markt vor allem zu sehr hohen Regelenergiepreisen vermarktet. Eine Ausnahme sind Notstromaggregate, welche die Regelenergieabrufe als Testläufe verwenden können. Diese Vermarktung beschränkt sich normalerweise auf etwa 12, maximal 50 Stunden pro Jahr (je nach Kanton oder Gemeinde). Eine höhere Abrufdauer ist aufgrund der Luftreinhalteverordnung nicht erlaubt.

Tabelle 22 gibt eine Übersicht der in dieser Potenzialabschätzung berücksichtigten und nicht berücksichtigten Branchen.

Tabelle 22: Branchenübersicht nach Struktur (Prognos AG, 2012)

Branche	Gut	Analysestatus
<b>Nahrung</b>	Nahrungsmittel	Nicht betrachtet
	Zucker	Nicht betrachtet
	Schokolade	Nicht betrachtet
	Bier	Einzelne Anlagen im Potenzial berücksichtigt
<b>Bekleidung</b>	Textilien	Nicht betrachtet
	Bekleidung	Nicht betrachtet
<b>Chemie</b>	Grundstoffe	Einzelne Anlagen im Potenzial berücksichtigt
	sonstige chemische Erzeugnisse	Einzelne Anlagen im Potenzial berücksichtigt
	Chemiefasern	Nicht betrachtet
	Pharmazie	Nicht betrachtet
<b>Mineralien</b>	Glas	Nicht betrachtet
	Keramik	Nicht betrachtet
	Ziegel	Nicht betrachtet
	Zement	Hochgerechnet auf Branche
	Erzeugnisse aus Beton	Hochgerechnet auf Branche
<b>Papier</b>	Holz-und Zellstoff	Einzelne Anlagen im Potenzial berücksichtigt
	Waren aus Papier	Hochgerechnet auf Branche
<b>Metalle</b>	Roheisen, Stahl	Kein Potenzial identifiziert
	Bearbeitung von Eisen, Stahl	Nicht betrachtet
	Halbzeug	Nicht betrachtet

Branche	Gut	Analysestatus
Elektrotechnik	Aluminium	Kein Potenzial identifiziert
	Bearbeitung von Aluminium	Nicht betrachtet
	elektronische Bauelemente	Nicht betrachtet
	Uhren	Nicht betrachtet
Maschinenbau	Maschinen	Nicht betrachtet
Energie	Energie- und Wasserversorgung	Einzelne Anlagen im Potenzial berücksichtigt
Übrige	Druckerzeugnisse	Einzelne Anlagen im Potenzial berücksichtigt
	Gummi- und Kunststoffe	Einzelne Anlagen im Potenzial berücksichtigt
	sonstige Waren	Nicht betrachtet
	Münzen, Schmuck	Nicht betrachtet

Neben den aktuell in der Industrie genutzten Technologien existieren Schrittmachertechnologien wie Power-to-Gas oder ORC, die in Zukunft einen Beitrag am Regelleistungs-Markt leisten können. ORC Anlagen werden beispielsweise in der Zementindustrie zur Erzeugung von elektrischer Energie genutzt und eignen sich wie auch Dampfturbinen sehr gut zur Bereitstellung von Regelleistung. Das Regelleistung-Potenzial von Power-to-Gas wird im Rahmen des Horizon 2020 Forschungsprogramms der EU erforscht.<sup>29</sup>

<sup>29</sup> Siehe Call FCH-02-1-2016, Establishing testing protocols for electrolyzers performing grid services. Online (2016-10-14): <http://ec.europa.eu/research/participants/portal/desktop/en/opportunities/h2020/topics/fch-02-1-2016.html>.

## 7 Segmentierung des Anbietermarktes

Für die Segmentierung der als Erzeugungseinheiten für Regelleistung genutzten industriellen Anlagen werden Kriterien aus Kapitel 5 übernommen. An dieser Stelle werden nur Kriterien berücksichtigt, welche Auswirkungen der Anlagencharakteristik in Bezug auf den Einsatz am Regelleistungsmarkt beschreiben. Diese Kriterien werden gewichtet und zur Bewertung der Anlagen verwendet. Es werden ferner nur jene Anlagen betrachtet, für welche ein wirtschaftlich adressierbares Potenzial besteht. Kriterien, bezüglich deren sich die Anlagen nicht unterscheiden, haben keinen Einfluss auf die Segmentierung und werden an dieser Stelle nicht weiter betrachtet.

Mithilfe eines Clustering-Algorithmus<sup>30</sup> wird ein Dendrogramm<sup>31</sup> erstellt, mit dessen Hilfe Cluster von Anlagen mit ähnlichen Eigenschaften erkannt werden können. Die Cluster werden im Anschluss genauer erläutert und mithilfe von Anlagenbeispielen unterlegt.

### 7.1 Segmentierungskriterien

Zur Clusterbildung werden die folgenden Kriterien aus Kapitel 5 berücksichtigt:

- **Verschleiss / Betriebswechselkosten:** Es wird beurteilt, ob durch das vermehrte Hoch- und Runterfahren der Anlage aufgrund von Regelleistungs-Abrufen der Verschleiss von Komponenten massgeblich erhöht wird. Eine Quantifizierung des Verschleisses findet in der Praxis häufig nicht statt. Daher wird lediglich zwischen *relevant* und *irrelevant* unterschieden, wobei die Einschätzung der Anlagenbetreiber entscheidend ist.
- **Produktionsverluste:** Es wird beurteilt, ob aufgrund eines Regelleistungs-Abrufs das Produktionsvolumen verringert wird. Hierbei wird wiederum eine Unterscheidung zwischen *relevant* und *irrelevant* gemacht. Falls kein Produktionsverlust auftritt (z.B. im Fall von Nebenprozessen mit Überkapazitäten oder redundanten Anlagen wie Notstromaggregaten) oder ein Produktionsverlust ohne nennenswerte Mehrkosten kompensierbar ist (z.B. durch eine zeitliche Verschiebung der Produktion), werden die Produktionsverluste als *irrelevant* eingestuft.
- **Stand-by-Kosten:** Als Stand-by-Kosten werden jene Kosten betrachtet, welche bei einem Regelleistungs-Abruf anfallen um die geforderte Wiederaktivierung zu gewährleisten. Dies kann beispielsweise der Fall sein, wenn die Anlage während eines Abrufs auf einer bestimmten Temperatur gehalten werden muss. Stand-by-Kosten werden als *relevant* und *irrelevant* unterschieden, wobei *irrelevant* bedeutet, dass im Business Case keine Stand-by-Kosten ausgewiesen werden.
- **Einspeisevergütung:** Hierbei wird beurteilt, ob im Fall eines Regelleistungs-Abrufs Einnahmen aus dem Stromabsatz wie KEV entfallen, welche durch die Stromeinspeisung generiert werden. Dabei wird zwischen *KEV*, *Marktpreis/Direktvermarktung* und *keine Vergütung* unterschieden.
- **Energiekosten:** Der Faktor *Energiekosten* berücksichtigt, ob bei einem Regelleistungs-Abruf zusätzliche Energiekosten entstehen. Relevante Energiekosten können zum Beispiel durch die Dieselkosten während des Betriebs eines Notstromaggregates verursacht werden. Falls solche Kosten anfallen, wird der Faktor *Energiekosten* als *relevant* eingestuft, ansonsten als *irrelevant*.
- **Erfüllt Charakteristik SRL:** Der Faktor *Erfüllt Charakteristik SRL* berücksichtigt, ob sich eine Anlage für Sekundärregelung eignet, unter Berücksichtigung der Anforderungen der Re-

---

<sup>30</sup> Clustermethode *Verlinkung zwischen den Gruppen* mit *Mass Quadrierte Euklidische Distanz* mit IBM SPSS Statistics Version 23.

<sup>31</sup> Ein Dendrogramm fasst verwandte Anlagen in einer Baumstruktur zusammen und erlaubt dadurch Verwandtschaften zwischen Anlagen zu erkennen.

gelpoolbetreiber. Hierbei fließen Parameter ein wie die Steuerbarkeit einer Anlage. Aufgeführte Anlagen, die sich nicht für Sekundärregelung eignen, eignen sich zumindest für Tertiärregelung.

- **Positive/negative RL:** Der Faktor *Positive/negative RL* beschreibt, ob eine Anlage positive oder negative Regelleistung anbieten kann.

Fünf der sieben Kriterien geben Auskunft über die Kostenstruktur der Anlagen. Die beiden letzten Kriterien beschreiben die Eignung für spezifische Regelleistungs-Produkte (SRL vs. TRL, pos. vs. neg.). Dabei messen wir der Segmentierung nach Regelleistungs-Produkten subjektiv ein deutlich höheres Gewicht bei, was in der entsprechenden Gewichtung der Faktoren berücksichtigt wird.<sup>32</sup>

## 7.2 Segmentierung

Abbildung 51 zeigt das aus den beschriebenen Analyse-Kriterien entstandene Dendrogramm. Die zugrundeliegende Beurteilungsmatrix findet sich in Anhang A3.

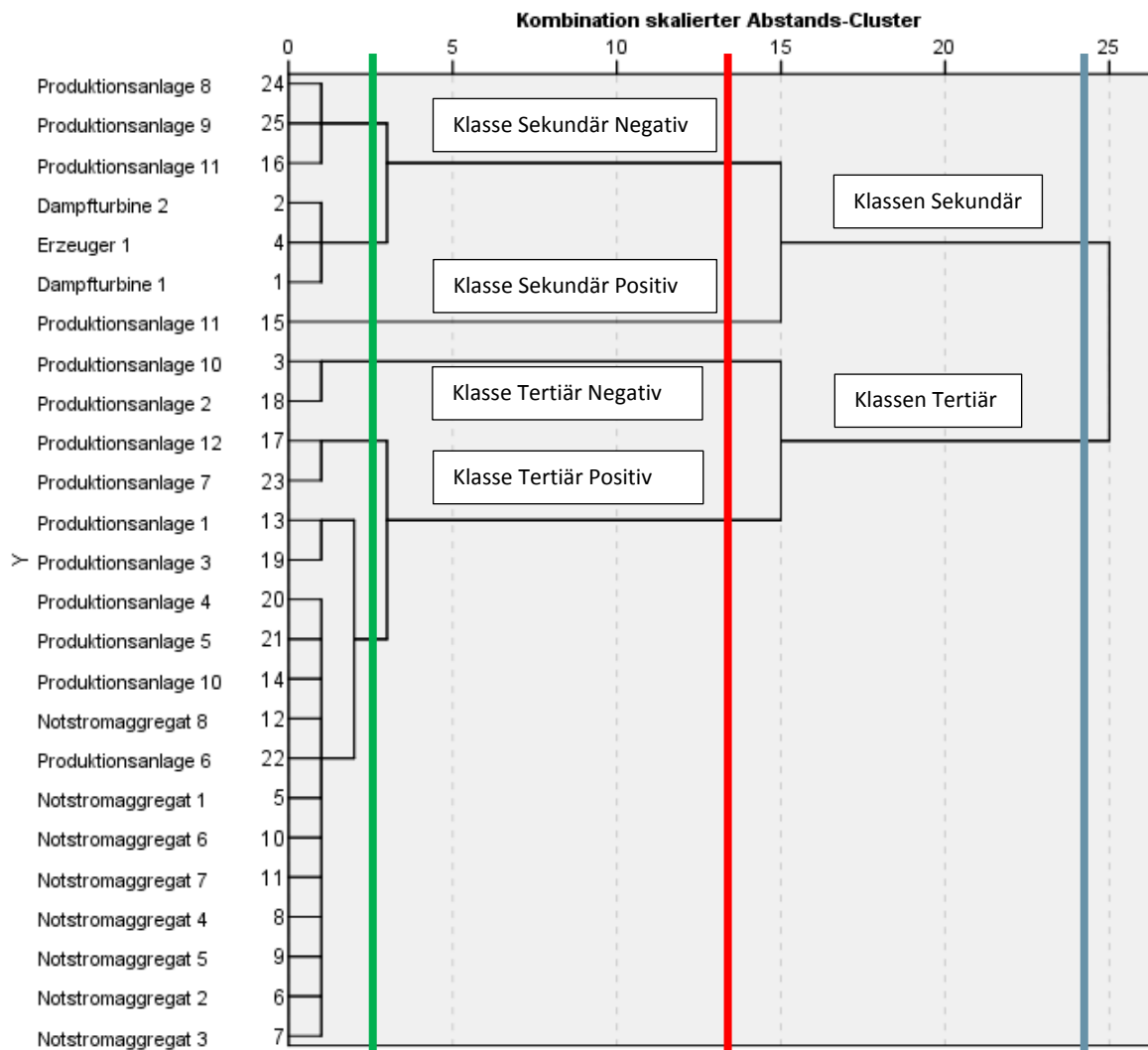


Abbildung 51: Dendrogramm zur Clusterbildung

<sup>32</sup> Die Faktoren *Verschleiss*, *Produktionsverluste*, *Stand-by-Kosten*, *Einspeisevergütung* und *Energiekosten* werden mit Faktor 1 gewichtet, die Kriterien *Erfüllt Charakteristik SRL* und *Positiv/negative RL* werden mit Faktor 3 gewichtet.

Aus dem Dendrogramm können mittels senkrechten Schnitten Cluster gebildet werden. Die blaue Schnittlinie unterteilt die Anlagen in zwei Klassen: in Anlagen für sekundäre Regelleistung (positiv und negativ) und in Anlagen für tertiäre Regelleistung (positiv und negative Regelleistung).

Die rote Schnittlinie unterteilt die Anlagen für Sekundäre sowie Tertiäre Regelleistung weiter in die Klassen *Sekundär Positiv* sowie *Sekundär Negativ* und *Tertiär Positiv* sowie *Tertiär Negativ*, wobei der Cluster *Sekundär Positiv* einzig aus der Produktionsanlage 11 besteht, der Cluster *Tertiär Negativ* aus den beiden Produktionsanlagen 10 und 2.

Die grüne Schnittlinie unterteilt die Anlagen der Klasse *Tertiär Positiv* und der Klasse *Sekundär Negativ* jeweils weiter in Cluster mit unterschiedlichen Kostenstrukturen. Die Klasse *Tertiär Positiv* wird aufgeteilt in Anlagen mit hohen Betriebskosten (*Tertiär Positiv HK*) und in Anlagen mit geringen Betriebskosten (*Tertiär Positiv TK*). Der Cluster *Tertiär Positiv HK* besteht aus den beiden Produktionsanlagen 7 und 12, bei denen im Fall eines Abrufs die gesamte Produktion still steht. Dies führt zu erhöhten Betriebs- und Stand-by-Kosten. Die Klasse *Sekundär Negativ* teilt sich ebenfalls aufgrund der Kostenstruktur weiter auf. Dabei fallen die Erzeuger von elektrischer Energie wie zum Beispiel Dampfturbinen in die Klasse *Sekundär Negativ Erzeuger* und die Verbraucher von elektrischer Energie wie zum Beispiel Elektroheizkessel in die Klasse *Sekundär Negativ Verbraucher*.

Eine noch feinere Unterscheidung von Clustern erscheint an dieser Stelle nicht sinnvoll.

Tabelle 23 zeigt die sechs mit Hilfe der Clusteranalyse identifizierten Anlagenklassen.

Tabelle 23: Clusterübersicht.

Cluster	Typische Anlagentechnologie	Regelleistungspotenzial (bottom-up) [MW]
Sekundär Negativ Verbraucher	Elektroheizkessel	6
Sekundär Negativ Erzeuger	Dampfturbinen, BHKW	166
Sekundär Positiv	Kühlkompressor	3
Tertiär Negativ	Dampfturbinen	30
Tertiär Positiv HK	Gesamter Produktionsprozess	17
Tertiär Positiv TK	Notstromaggregate, Verfahrenstechnische Anlagen	800

### 7.3 Zwischenfazit

Das identifizierte Potenzial für das Cluster *Sekundär Positiv* ist beschränkt. Dasselbe gilt für das Cluster *Sekundär Negativ Verbraucher* und für das Cluster *Tertiär Positiv HK*, welches Anlagen mit hohen Opportunitäts- und Betriebskosten umfasst.

Der grösste Teil der untersuchten industriellen Anlagen gehört zu den Clustern *Sekundär Negativ Erzeuger* und *Tertiär Positiv TK*. Zu *Sekundär Negativ Erzeuger* gehören insbesondere Dampfturbinen und BHKWs, zu *Tertiär Positiv TK* Notstromaggregate und verschiedene verfahrenstechnische Anlagen. Für Notstromaggregate ist, falls der Poolbetreiber eine Merit-Order für SRL unterstützt und unter Berücksichtigung der maximalen Abrufdauer auf Grund der Umweltgesetze, der Einsatz für SRL+ möglich. Überwiegend werden Notstromaggregate jedoch aufgrund der hohen Kosten für Brennstoff sowie der beschränkten Laufzeiten als TRL vermarktet.

## 8 Erfolgspotenziale und Hemmnisse

Kapitel 2.5 behandelt die Chancen und Risiken, die sich aus dem Umfeld des Regelleistungsmarktes für industrielle Teilnehmer ergeben. Kapitel 2.1 bis 2.4 sowie 6 und 7 beschreiben den Regelleistungsmarkt mit den entsprechenden Produkten, Teilnehmern, Geschäftsfällen und Erfolgspotenzialen. Kapitel 3 bis 5 schliesslich richten den Blick auf die beteiligten Industrieunternehmen selber, mit Betrachtung von Geschäftsmodell, kritischen Erfolgsfaktoren und Charakterisierung der industriellen Erzeugungseinheiten. Damit ist der Grundstein gelegt, um aus Sicht der Schweizer Industrie Erfolgspotenziale und mögliche Hemmnisse, die der Realisierung dieser Potenziale im Weg stehen können, aufzuführen.

Das Verständnis der Potenziale und Hemmnisse unterstützt nicht nur die Poolanbieter und Swissgrid in der Definition geeigneter Produkte, sondern auch Marktneulinge aus der Industrie in der Beurteilung der Attraktivität des Regelleistungsmarktes. Einige Kenntnisse können bereits aus Arbeiten anderer Autoren gewonnen werden. So weisen beispielsweise von Roon und Gobmaier in einer Untersuchung zu Demand Response Anwendungen in der Deutschen Industrie hin auf die hemmende Wirkung von

- Marktkomplexität,
- Risiken und Aufwand einer Integration des Regelleistungsgeschäfts in den Betriebsablauf,
- Schwierigkeiten bei der Bewertung der erbrachten Marktleistung,
- qualitativen Beschränkungen der offerierten elektrischen Leistung und
- allgemeinen schwierigen wirtschaftlichen und veränderlichen politischen Rahmenbedingungen (2010, S. 33-36).

Klobasa, Angerer, Lüllmann und Schleich erwähnen ergänzend

- anspruchsvolle Spezifikationen der Regelleistungsprodukte wie z.B. die hohe geforderte Regelgeschwindigkeit (2013, S. 81).

Ferner erwähnt Klobasa in seiner Untersuchung zu Lastmanagement in Süddeutschland die hemmende Wirkung von

- Investitionskosten zur kommunikativen und regelungstechnischen Anbindung (2009, S. 14-15).

Für Österreich identifizieren de Bruyn et al. in einer Potenzialuntersuchung zu Lastverschiebung in Haushalt, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur Österreichs zusätzlich

- Opportunitätskosten und steigende Betriebskosten

als Hemmnis (2014, S. 4-17).

Im Folgenden legen wir die aus unserer eigenen Feldforschung bekannten Erfolgspotenziale und Hemmnisse dar, die teilweise als Ergänzung zu obigen Punkten verstanden werden können. Im Rahmen des vorliegenden Forschungsprojekts wurden bisher insgesamt 45 Anlagen in 18 verschiedenen Unternehmen auf Einsatzmöglichkeiten für den Regelleistungsmarkt untersucht. Dabei konnten die folgenden Hemmnisse und Erfolgspotenziale für den Markteintritt industrieller Anbieter in den Regelleistungsmarkt identifiziert werden.

### 8.1 Erfolgspotenziale

Als Erfolgspotenziale für die industriellen Regelleistungs-Anbieter können die folgenden Punkte aufgeführt werden:

- In den untersuchten Industrieunternehmen zeigt sich, dass die Motivation zur Teilnahme am Regelleistungsmarkt zur Hauptsache durch zusätzlichen Erlös durch Regelleistungs-

vorhaltung und Regelenergielieferung begründet wird. Dabei ist die wesentliche Ertragsposition im Regelleistungs-Geschäft die Vorhaltung. Dies bedeutet in der Regel für industrielle Anlagen keine oder nur geringe Einschränkungen des produktiven Betriebs. Obschon der Ertrag bei SRL-Angeboten in der Regel grösser als bei TRL-Angeboten ist, hat TRL den Vorteil, dass der Energiepreis gewählt werden kann und damit die Betriebs- und Opportunitätskosten üblicherweise deckt (Kapitel 2.1).

- Durch Pooling können auch Anlagen am Regelleistungs-Markt teilnehmen, die alleine die Anforderungen an Regelleistungsprodukte von Swissgrid nicht erfüllen. Zugleich entlastet der Poolanbieter den industriellen Teilnehmer von Risiken und Handhabung komplexer Geschäftsfälle (Kapitel 2.3 und 3).
- Der Ausbau der neuen Erneuerbaren Energien, sowie die in weiterer Zukunft erwartete Marktvergrösserung durch Öffnung des internationalen Regelleistungshandels sichern längerfristig die Nachfrage nach Regelleistung (Kapitel 2.5).
- Der Markt ist zurzeit ein Anbietermarkt. Mehrere Regelpoolanbieter bemühen sich um eine Einbindung der adressierbaren industriellen Anlagen (Kapitel 3.4).
- Vereinzelt wird von den untersuchten Unternehmen in der Teilnahme am Regelleistungsmarkt zusätzlich ein Imagegewinn gesehen. Er ermöglicht den Unternehmen zu Marketingzwecken den aktiven Beitrag zur Energiewende und zur Netzstabilität aufzuzeigen (Kapitel 4.3.1). In letzter Konsequenz ist jedoch die Entscheidung über eine Teilnahme am Regelleistungsmarkt monetär motiviert.
- Die Grösse der einzelnen Anlagen ermöglicht in vielen Fällen einen positiven Business Case. Dadurch ergibt sich ein interessantes wirtschaftlich adressierbares Regelleistungspotenzial (Kapitel 6).
- Die diversifizierte Technologie industrieller Anlagen (Kapitel 7.2) unterstützt die Bestrebung der Swissgrid zur Förderung der technologischen Diversifikation.
- Anlageneigenschaften können klassische Wasserkraftwerke komplementär ergänzen (Kapitel 7.2).
- ‚Last but not least‘ haben wir im Rahmen dieser Arbeit ein Toolset erstellt, welches der Industrie eine erste Beurteilung des Marktes und der Möglichkeiten erlaubt, auf deren Basis im Folgenden eine Ausschreibung sinnvoll umgesetzt werden kann (siehe Kap 9).

## 8.2 Hemmnisse

In den untersuchten Industrieanlagen können verschiedene Hemmnisse für die Teilnahme am Regelleistungsmarkt identifiziert werden. Diese lassen sich in die drei Gruppen technische/prozesstechnische, regulatorische und wirtschaftliche Hemmnisse unterteilen.

### 8.2.1 Technische/prozesstechnische Hemmnisse

#### Erhöhter Verschleiss

Das häufigere Zu- und Abschalten oder zusätzliche Regeln einer Anlage kann zu erhöhtem Verschleiss führen. Es zeigt sich in der Praxis, dass der Wert des erhöhten Verschleisses nicht beziffert wird. Die Anzahl an Zu- und Abschaltungen kann bei der Vermarktung am TRL Markt über die Eingabe des Regelenergiepreises bis zu einem gewissen Grad gesteuert werden. Ebenfalls können die Anzahl an Abrufen poolintern durch eine Merit-Order Liste gelenkt werden. Somit kann ein industrieller Anbieter in Zusammenarbeit mit dem Poolbetreiber die Abrufwahrscheinlichkeit steuern.

### **Stochastische Lasten**

Bei gewissen industriellen Anlagen (z.B. Schmelzöfen in der Stahlindustrie) kommt es zu vielen unregelmässigen und unvorhersehbaren Lastwechseln. Dadurch ist es nicht möglich eine definierte Leistung vorzuhalten, da während der geforderten Vorhaltdauer die Anlage mehrmals in zugeschaltetem, aber auch mehrmals in abgeschaltetem Zustand ist. Im Weiteren gibt es Anlagen, die über einen sehr unregelmässigen (stochastischen) Lastgang ohne nennenswerten konstanten Anteil verfügen. Dazu gehören zum Beispiel Steinbrecher oder Holzhacker. Auch hier ist es nicht möglich über die geforderte Vorhaltdauer eine konstante Leistung vorzuhalten. Allgemein können stochastische Lasten bis zu einem gewissen Grad in einem Pool einen Mehrwert bieten. Dies gilt, solange ein wirtschaftlicher Anteil an stabiler Last vorhanden ist. Diese Grenze ist überschritten, sobald der Pooler die gesamte Last zusätzlich selber, zum Beispiel mit einem Wasserkraftwerk, vorhalten muss. In einem solchen Fall kann eine Anlage mit den aktuellen Regelleistungsprodukten von Swissgrid nicht sinnvoll in einen Pool eingebunden werden.

### **Netzspitzen**

Netzspitzen können bei einem Regelenergieabruf entstehen, wenn Energieproduktionsanlagen heruntergefahren werden, Lasten erhöht werden oder wenn sich aufgrund von Lastverschiebung Produktionsaktivitäten ungünstig kumulieren. Die Tarife für Netzspitzen (Leistungsstarife) sind durch die Netzbetreiber geregelt, wobei sich die Tarife der verschiedenen Netzbetreiber stark unterscheiden.

### **Prozesskomplexität**

Oftmals bestehen die Produktionsprozesse aus verschiedenen, komplex zusammenhängenden Teilprozessen. Die Abschaltung oder der Teillastbetrieb einer zur Erbringung von SDL geeigneten Anlage wirkt sich deshalb auf die vor- und nachgelagerten Prozesse aus, was die Steuerbarkeit und Nutzung für Regelleistung beschränkt. Zwischenpuffer und Warenausgangslager erhöhen ihrerseits die Steuerbarkeit.

### **Optimierte Produktionsprozesse**

In einigen der untersuchten Unternehmen sind die Produktionsabläufe dank langjähriger Erfahrung in Bezug auf Produktionskosten und produktspezifische Eigenschaften optimiert. Weiter sind die Prozesse auch in energetischer Hinsicht bestmöglich ausgelegt, so dass beispielsweise Lastspitzen vermieden werden und der Stromverbrauch möglichst tief gehalten werden kann. Durch die Zu- und Abschaltung von Anlagen wird in den optimierten Prozess eingegriffen, und es besteht seitens der Industrie die Befürchtung eines teilweisen Kontrollverlusts und von Mehrkosten.

### **Erfüllung Lieferfrist**

Bei einer Abschaltung von Produktionsprozessen besteht die Gefahr der Kundennachfrage nicht gerecht zu werden und somit die Wettbewerbsfähigkeit zu gefährden.

### **Sicherheit**

Nicht bei allen Anlagen können die sicherheitsrelevanten Vorschriften bei einem Start innert kurzer Zeit eingehalten werden. Ist dies der Fall, kommt der Einsatz am Regelleistungs-Markt in der Regel nicht in Frage.

### **Neustart der Anlage (Review Aby)**

Die Anlagen müssen nach dem Abruf innert 15 (oder 20 min Prüfen!) nach dem Abruf wieder hochgefahren werden können. Dies kann für industrielle Anlagen eine erhebliche Schwierigkeit darstellen, da Maschinen durch umleiten von Wärmeströmen langsam auf Temperatur gebracht werden müssen. Kann die Anlage nicht in der geforderten Zeit wieder auf den Zustand gebracht



werden, dass die Anlage wieder abgerufen werden kann, muss dies im Pool durch eine andere Anlage erfolgen. Diese verminderte Flexibilität vermindert Wert der Anlage für Pool.

### **Inbetriebnahme des Regelleistungs-Geschäfts**

Falls am Regelleistungs-Markt teilgenommen werden soll, müssen je nach Erzeugungseinheit und angebotenen Regelleistungs- Produkt Anpassungen vorgenommen werden. Dabei bergen zum Beispiel die Anpassung der Steuerung oder Testläufe aufgrund von der Präqualifikation diverser Risiken.

## **8.2.2 Regulatorische Hemmnisse**

### **Produktanforderungen**

Die von den TSO gestellten Anforderungen an die SDL-Produkte behindern eine Marktteilnahme von industriellen Anbietern. Insbesondere die Anforderungen an die Vorhaltdauer, die Laständerungsgeschwindigkeiten, die Fahrplan-Meldepflicht, die Mindestleistung wie auch der administrative Aufwand zur Bildung einer eigenen Regel-Bilanzgruppe bilden eine grosse Einstiegshürde für industrielle Anbieter. Durch die Einbettung in einen Regelleistungspool lassen sich diese Hürden weitgehend umgehen.

### **Marktkomplexität**

Die Vielzahl der Akteure, die hohe Komplexität des Marktmodells und die Koordination der Aufgaben der beteiligten Akteure im Regelleistungsmarkt erhöhen die Einstiegshürden für industrielle Anbieter. Durch die Einbettung in einen Regelleistungspool lassen sich diese Hürden umgehen.

### **Luftreinhalteverordnung**

Stationäre Verbrennungsmotoren zur Deckung von Notstrombedarf (Notstromaggregate), welche eine Betriebsstundenzahl von 50 h/a nicht überschreiten, sind von der Emissionsregelung in Ziffer 82 der Luftreinhalteverordnung ausgenommen (BMW, 2001, S. 16) (Diese Auflage kann Kantonal variieren). Daher darf bei der Nutzung von Notstromaggregaten zur Erbringung von Regelernergie die maximale Betriebsstundenzahl nicht überschritten werden. Dies erschwert den Einsatz von Notstromaggregaten am Regelleistungs-Markt.

### **Dampfausstoss**

Bei dem Einsatz am Regelleistungs-Markt kann es dazu kommen, dass Dampf überschüssig ist. Abgelassener Dampf kann von der Bevölkerung als vermehrter Ausstoss von Schadstoffen oder als Energievernichtung interpretiert werden. Dies kann zu politischen Widerstand und in der Folge zu einer gesetzlich verankerten Einschränkung der Nutzung solcher Anlagen für den Regelleistungsmarkt führen.

## **8.2.3 Wirtschaftliche Hemmnisse**

### **Variable Kosten**

Die variablen Kosten für die Teilnahme am Regelleistungsmarkt setzen sich vorwiegend aus zusätzlichen Betriebskosten, zusätzlichen Personalkosten (z.B. Nachtschichtzuschlag) und den erhöhten Wartungsaufwand und Zusatzkosten aufgrund von Regelernergieabrufen oder aufgrund der Vorhaltung von Regelleistung zusammen.

### **Investitionskosten**

Durch die Anbindung der Anlagen an den Regelleistungsmarkt können für industrielle Anbieter Kosten anfallen wie Kosten für die Anpassung der Steuerung, Reduktion der Garantiedauer oder kommunikationstechnische Anbindung der Anlage an den Pool-Betreiber, welche sich für das Unternehmen insbesondere für Anlagen kleiner Leistung wirtschaftlich nicht rechtfertigen lassen.

### **Opportunitätskosten: Ausfall von Subventionen**

Bei Anlagen mit KEV können durch Wegfall der Subvention sehr hohe Opportunitätskosten entstehen. Durch flexible Vergütungsmodelle wie Direktvermarktung soll dem künftig entgegen gewirkt werden (Schweizerischer Bundesrat, 2013).

### **Zu geringer monetärer Anreiz**

Die Preise für Regelleistungsvorhaltung bzw. Regelenergielieferung und der damit verbundene Erlös sind für manche Unternehmen zu tief, so dass Aufwand und Risiken für eine Teilnahme am Regelleistungsmarkt gemieden werden.

### **Wirtschaftliche Situation**

Die wirtschaftliche Situation in gewissen Branchen ist konjunkturell bedingt angespannt. Als Folge messen manche Unternehmen dem Regelleistungsgeschäft vorübergehend eine untergeordnete Bedeutung bei, was ein Vorankommen mit Regelleistungs-Produkten behindert. Dies obwohl es zum Teil möglich wäre, ohne grössere Investitionen, kurzfristige Erträge zu erzielen. Das Problem sind in diesem Fall oft die fehlenden Kenntnisse über den komplexen Markt.

Kurzfristig ist durch den Zubau grosser Pumpspeicherkraftwerke mit einem deutlichen Anstieg der Regelleistungsangebote zu rechnen, was sich fürs erste dämpfend auf die Ertragslage auswirken dürfte.

### **Abwälzung von Netzausbaukosten**

Die Nutzung eines Notstromaggregats für den Regelleistungseinsatz kann einen Netzausbau verursachen. In dem Fall können die Kosten für den Netzausbau vom Netzbetreiber auf den Verursacher abgewälzt werden. Dies kann zu erhöhten Initialkosten für die Teilnahme am Regelleistungsmarkt führen.

## **8.3 Zwischenfazit**

Den nach oben beschränkten monetären Anreizen für die Vorhaltung von Regelleistung und der Lieferung oder dem Bezug von Regelenergie steht eine Vielzahl von technischen /prozesstechnischen, regulatorischen sowie wirtschaftlichen Hemmnissen gegenüber. Dies zeigt, dass für eine wirtschaftliche Vermarktung am Regelleistungsmarkt eine Anlage inklusive den Vor- und Nachgelagerten Prozesse eine grosse Anzahl an Anforderungen erfüllen muss. Diese Erkenntnis stützt das Vorgehen der Potenzial-Abklärung insofern, dass für jede Anlage der Beweis für den wirtschaftlichen Betrieb erbracht werden muss. Zu beachten ist, dass nicht jedes Hemmnis für jeden Anlagentyp dieselbe Relevanz hat.

Geeignete industrielle Anlagen haben aktuell ein gutes Erfolgspotenzial am Regelleistungsmarkt mit Poolanbietern als Abnehmer. Entsprechend kann von einem Anbietermarkt gesprochen werden.

## 9 Toolset

Zuhanden von potenziellen industriellen SLD Anbietern wird eine Bewertungsmethodik für die Bereitstellung von sekundärer und tertiärer Regelernergie erstellt. Da sich im Laufe des WP1 gezeigt hat, dass es keine industrielle SDL-Anbieter gibt, die Regelernergie direkt an Swissgrid anbieten, ist das Toolset für eine Teilnahme in einem Regelpool ausgelegt.

Mit der Bewertungsmethodik sollen die industriellen Anbieter befähigt werden das Potenzial von eigenen Anlagen für die Vermarktung am SDL-Markt abzuschätzen. Hierfür wird ein zweiteiliges Toolset entwickelt. Als Erstes werden Grundlageninformationen zur Verfügung gestellt, die von Seiten Industrie von Bedeutung sind (Kapitel 9.1). Als Zweites wird eine Business Case-Vorlage inklusive Anleitung bereitgestellt, welche eine Erstanalyse der Wirtschaftlichkeit einer Teilnahme am Regelleistungsmarkt unterstützt (Kapitel 9.2).

### 9.1 Grundlageninformationen

Die Dokumentation für den Wissenstransfer beinhaltet eine Foliensammlung mit Informationen, eine Vortragsserie sowie eine Reihe von weiterführenden Dokumenten zuhanden der Industrie.

#### 9.1.1 Dokument: Teilnahme von industriellen Anbietern am Schweizer Regelleistungsmarkt

Das Dokument *Teilnahme von industriellen Anbietern am Schweizer Regelleistungsmarkt* wird als Folien-Sammlung bereitgestellt (Imboden, Schneider, & Abt, Teilnahme von industriellen Anbietern am Schweizer Regelleistungsmarkt. Eine Einführung in die Thematik der sekundären und tertiären Regelleistung und des Regelleistungspoolings, 2016). Es dient dem Selbststudium und erläutert mit Hilfe von kurzen Texten und Graphiken die Thematik der sekundären und tertiären Regelleistung und des Regelleistungs-Poolings. Bei dem Dokument wird einleitend in einem Abkürzungsverzeichnis und einem Glossar auf die Begrifflichkeiten eingegangen. Ferner wird aufgezeigt, für wen das Geschäftsmodell interessant sein könnte. Das darauffolgende Kapitel 1 gibt Erläuterungen über die wesentlichen Mechanismen des Regelleistungsmarktes. Dies beinhaltet Erläuterungen zu den verfügbaren Produkten und deren Einsatz sowie einige Visualisierungen der Preise im Jahr 2015 von Regelernergie und Regelleistung. Nach der theoretischen Vorstellung der Produkte erfolgen in Kapitel 2 einige typische Anwendungsbeispiele von industriellen Anlagentechnologien, die sich gemäss bisheriger Abklärung für den Einsatz am Regelleistungsmarkt eignen. Die Beispiele sind grafisch so aufgearbeitet, dass erkennbar ist, was Vorhaltung und Abruf für einen industriellen Anbieter bedeuten. Kapitel 3 zeigt in vereinfachter Form die Funktionsweise des Regelleistungs-Poolings. Die wichtigsten Geschäftsfälle bei einem Einsatz im Regelleistungsmarkt aus Sicht eines industriellen Pool-Teilnehmers werden in Kapitel 4 mit Grafiken und Texten erläutert. Kapitel 5 erläutert Anlageneigenschaften welchen im Kontext mit der Regelleistungsvorhaltung speziell beachtet werden müssen. Das Dokument schliesst in Kapitel 6 ab mit einer Darstellung möglicher Hindernisse, die einem industriellen Teilnehmer den Marktzugang erschweren können.

Das Dokument wird per Oktober auf [www.control-reserves.ch](http://www.control-reserves.ch) veröffentlicht und den Steering-Mitgliedern zur Verfügung gestellt.

#### 9.1.2 Fachtagung

Die Fachtagung „Flexibilität in der Elektrizitätswirtschaft: Unkonventionelle Beiträge zum Regelleistungsmarkt“ fand am 09. März 2016 auf dem Campus der Hochschule Luzern, Technik & Architektur in Horw statt. Es bot den rund 90 Teilnehmenden aus der Industrie und dem Energiesektor die Möglichkeit, sich über die neusten Entwicklungen im Regelleistungsmarkt zu erkundigen. Die Präsentationsunterlagen sind abgelegt unter [www.control-reseves.ch](http://www.control-reseves.ch). Die verschiedenen Refe-

renten geben einen vertieften Einblick in die Herausforderungen und Erfahrungen aus dem Regelleistungsmarkt, in aktuelle Projekte sowie in die künftige Markt- und Technologieentwicklung.

### 9.1.3 Webauftritt



Abbildung 52: Webauftritt unter [www.control-reserves.ch](http://www.control-reserves.ch)

Unter [www.control-reserves.ch](http://www.control-reserves.ch) finden sich aktuelle Informationen rund um das Thema *Regelleistung industrieller Anbieter*, inklusive

- Angaben zum Projekt *Teilnahme industrieller Regelleistungs-Anbieter am Schweizer SDL-Markt*,
- eine Erläuterung von Regelleistung-Markt und Pooling,
- weiterführende Dokumente wie z.B. eine Zusammenfassung des Zwischenberichts 1, Publikationen und weitere Präsentationen, sowie
- eine aktuelle Liste von Poolbetreibern in der Schweiz.

Die Site dient als zusätzliches Publikationsorgan und Einstiegspunkt für potenzielle industrielle Anbieter von Erzeugungseinheiten.

## 9.2 Business Cases

Zwei Business Case Vorlagen ermöglichen industriellen Anbietern eine Selbstbeurteilung des wirtschaftlichen Potenzials einer Teilnahme am Regelleistungsmarkt. Die Business Case Vorlagen bestehen aus folgenden Excel Dateien: (Schneider, Abt, & Imboden, 2016)

- *businesscase\_basis\_2015\_Vorlage\_Tagesprodukt\_V3.1.xlsm*: Vorlage zur Wirtschaftlichkeitsberechnung einer Erzeugungseinheit bei Tagesprodukt-Angeboten für TRL,
- *businesscase\_basis\_2015\_Vorlage\_Wochenprodukt\_V3.1.xlsm*: Vorlage zur Wirtschaftlichkeitsberechnung einer Erzeugungseinheit bei Wochenprodukt-Angeboten für Tertiär- und SRL,

und aus einer Bedienungsanleitung (Schneider & Imboden, Anleitung zur Ertragsabschätzung für industriellen Anbietern am Schweizer Regelleistungsmarkt, 2016). Die Bedienungsanleitung und die Hinweise in den Excel Dateien führen den Benutzer Schritt für Schritt durch das Tool. Dies umfasst eine Einführung sowie allgemeine Informationen über die Funktionsweise des Tools.

Der Benutzer entscheidet, für welchen der folgenden Fälle er eine Wirtschaftlichkeitsberechnung vornehmen will:

- Positive Tertiäre Regelleistung (TRL+), Verbraucher,
- Positive Tertiäre Regelleistung (TRL+), Erzeuger,
- Negative Tertiäre Regelleistung (TRL-), Erzeuge,
- Negative Tertiäre Regelleistung (TRL-), Verbraucher,
- Sekundäre Regelleistung (SRL+, SRL-, SRL symmetrisch), nur Wochenprodukt.

Für TRL kann zusätzlich zwischen Wochen- und Tagesprodukten gewählt werden.

Danach werden anlagespezifische Parameter wie zum Beispiel die regelbare Leistung der Erzeugungseinheit eingetragen. Mögliche zu berücksichtigende Kosten- und Ertragspositionen werden erläutert und in den folgenden Berechnungen berücksichtigt.

Die Berechnungen zeigen eine Schätzung der erzielbaren Differenz zum Planbetrieb ohne Regelleistungsgeschäft, diskontiert nach der Kapitalwertmethode und summiert über fünf Jahre. Bei der Ertragsschätzung wird davon ausgegangen, dass sich industrielle Anbieter in einen Regelpool einbinden lassen und nicht direkt an den Auktionen von Swissgrid partizipieren. Die Berechnungen basieren auf Marktdaten von 2015.

Da es sich bei der Vergabe von Regelleistungsvorhaltung um Auktionen handelt, wird eine Zuschlagswahrscheinlichkeit<sup>33</sup> in Funktion des an Swissgrid angebotenen Preises in die Berechnung einbezogen. Bei der Wahl des gewünschten Regelleistungsprodukts werden automatisch der optimale Preis wie auch die zugehörige Zuschlagswahrscheinlichkeit berechnet. Als Datengrundlage für die Preise der Leistungsvorhaltung und die Zuschlagswahrscheinlichkeiten dienen die von Swissgrid fürs Jahr 2015 publizierten anonymisierten Marktdaten (Swissgrid, Ausschreibungen, 2016) und (Swissgrid, Aggregierte Energiedaten aus dem Regelblock Schweiz, 2016).

---

<sup>33</sup> Unter der Zuschlagswahrscheinlichkeit wird verstanden, mit welcher Wahrscheinlichkeit ein Anbieter mit einem definierten Preis den Zuschlag von Swissgrid erhält. Mit einem Preis 0 ergibt sich so eine Zuschlagswahrscheinlichkeit von 100 Prozent. Mit steigendem Preis nimmt die Wahrscheinlichkeit für den Zuschlag ab.

## 10 Verifikation der Ergebnisse

Die Ergebnisse werden anhand der Kehrlichtverbrennungsanlage Renergia für TRL sowie anhand der Kehrlichtverbrennungsanlage AVAG Thun für SRL überprüft.

### 10.1 Methodik

Um die Resultate verifizieren zu können, wird ein strukturiertes Vorgehen gewählt. Als erstes werden die vorliegenden Erkenntnisse als Hypothesen formuliert. Danach werden ein Testsetup definiert sowie Eingangsvektoren (Input), Beobachtungsgrößen und erwartete Ausgangsvektoren (erwartete Resultate) festgelegt. Anschliessend werden die für eine Verifikation notwendigen Beurteilungen und Messreihen beschafft, bzw. im realen Betrieb der Anlage gemessen und durch Interviews mit Betreibern und Systemdienstverantwortlichen ermittelt. Die verschiedenen Resultate dienen sodann der Verifikation der Hypothesen. Das schrittweise Vorgehen ist in Anhang A5 graphisch dargestellt.

### 10.2 Verifikation TRL

Die Erkenntnisse werden am Fall der TRL Vermarktung der KVA Renergia verifiziert.

#### 10.2.1 Device under test: KVA Renergia, Perlen

Die Renergia Zentralschweiz AG, Gemeinschaftswerk aller Kehrlichtverbände aus der Zentralschweiz und der Perlen Papier AG, ist eine der modernsten Kehrlichtverbrennungsanlagen der Schweiz. Mit einer Jahreskapazität von 200'000 t Abfall pro Jahr werden 260'000 MWh thermische sowie 150'000 MWh elektrische Energie erzeugt. Die Anlage besteht aus zwei Abfallverbrennungslinien mit gemeinsamer Energieverwertung. (Schnieper, 2016 (a))

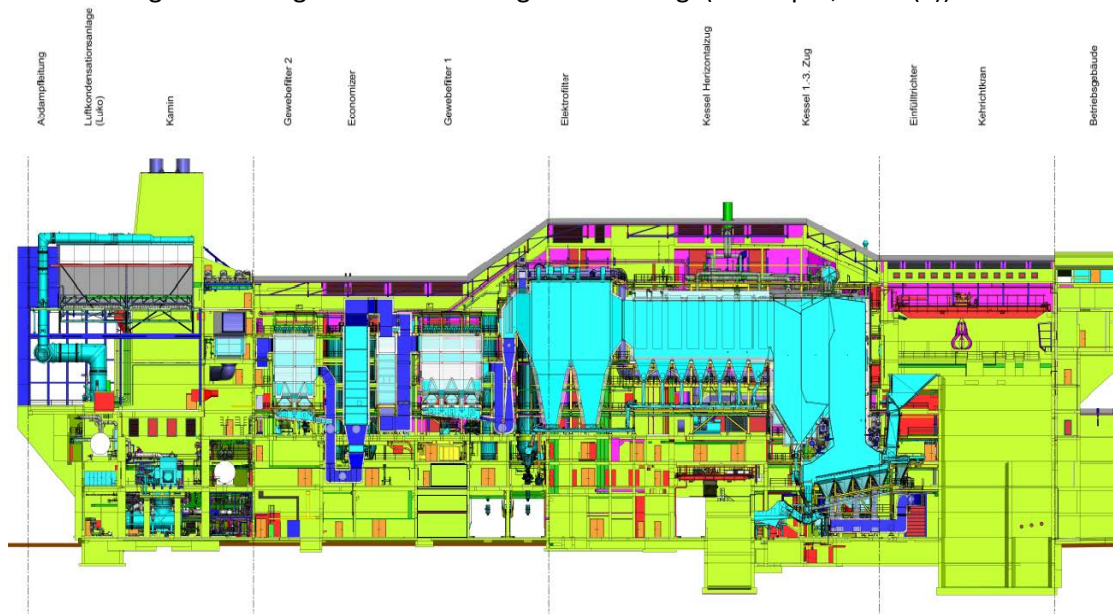
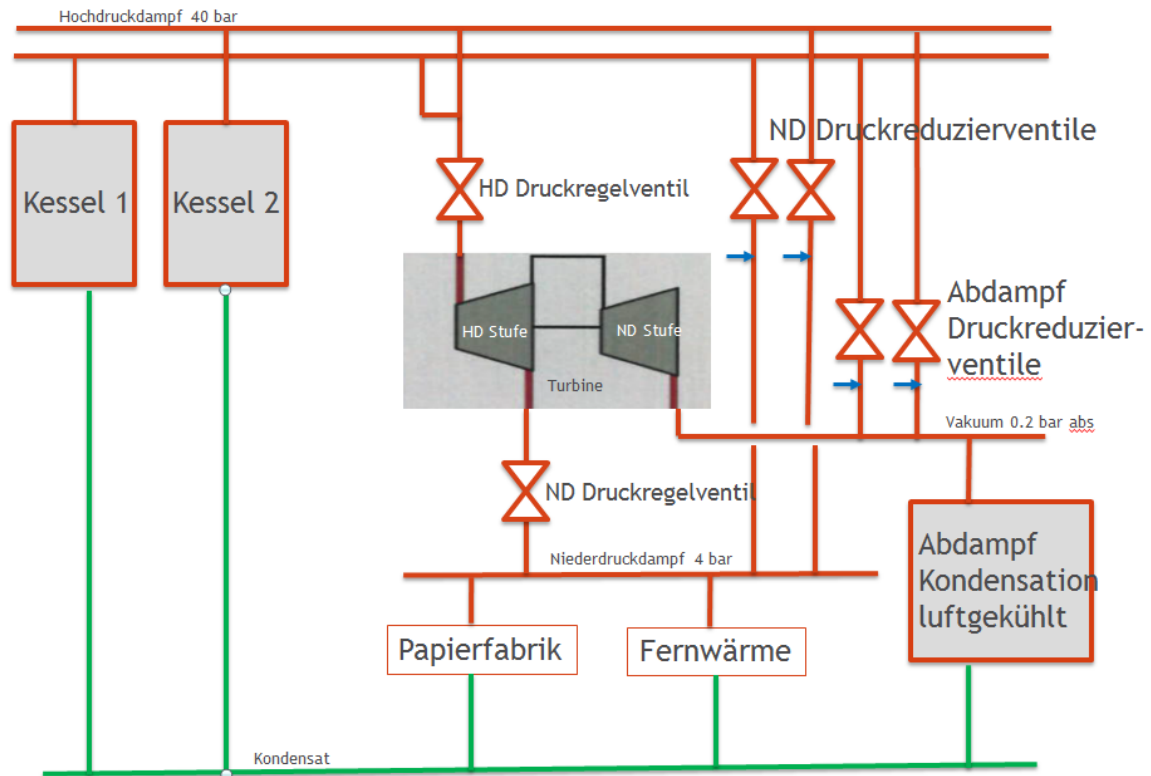


Abbildung 53: Längsschnitt Renergia (Schnieper, 2016 (a))

Durch die Abfallverbrennung wird Hochdruckdampf (40 bar) erzeugt, welcher eine Turbine antreibt. Der von der Turbine angetriebene Generator produziert etwa 150 GWh elektrische Energie pro Jahr (Schnieper, 2016 (a)). Durch die Umleitung eines Teils des Dampfstroms über Druckreduzierventile kann der Dampf bei Bedarf vom Hochdruckbereich in den Niederdruckbereich an der Turbine vorbeigeführt werden (Abbildung 54). So steht der Renergia eine grosse Flexibilität bezüglich

lich der Erzeugung von elektrischer Energie zur Verfügung. Die elektrische Energie wird an CKW geliefert, Wärmeenergie wird in Form von Niederdruckdampf (4 bar) an die angrenzende Perlen Papierfabrik und in das Fernwärmenetz der benachbarten Gemeinde eingespeist. Bei einem Regelenenergieabruf soll die Dampfturbinenleistung auf minimal 4 MW heruntergeregelt werden. Der Eigenverbrauch liegt bei ca. 2 MW, somit bleibt eine Reserve von 2 MW zur Kompen-



sation von Leistungseinbrüchen, wenn die als Wärmeabnehmer angekoppelte Perlen Papierfabrik plötzlich mehr Dampf bezieht. Durch die Reserve wird ein Bezug aus dem Netz mit entsprechenden tarifrelevanten<sup>34</sup> Leistungsspitzen vermieden. Bereits weniger als ein Jahr nach der Eröffnung der Anlage im Januar 2015 wurde im November 2015 die Präqualifikation für TRL erfolgreich bestritten (siehe Abbildung 55).

Abbildung 54: Anlagenschema der Renergia mit Druckreduzierventilen (Schnieper, 2016 (a))

### 10.2.2 Hypothesen

Die folgenden Hypothesen H1 – H7 sind zu verifizieren:

#### H1 Potenzial und Auswirkungen auf die Produktion

Das erwartete technische Potenzial an Regelleistung der Erzeugungseinheit des Industriepartners Renergia ist kommerziell adressierbar (Bestätigung Regelenenergiemenge, Einhaltung der technischen Spezifikationen, Auswirkungen auf Produktion und Anlagenteile, Bestätigung Opportunitätskosten).

#### H2 Funktion Pooling

Die Anforderungen des Industriepartners an Regelleistungs-Produkte können durch den Systemdienstverantwortlichen durch Pooling hinreichend abgebildet werden.

<sup>34</sup> Die Netzspitzen im für die Renergia relevanten CKW-Netzgebiet kosten 4640 CHF/MW/Mt.

### **H3 Konformität VSE-Branchendokument**

Die Anbindung der Erzeugungseinheit führt nicht zu Anforderungen des Systemdienstverantwortlichen (CKW) an Regelleistungs-Produkte, welche im VSE-Branchendokument noch nicht berücksichtigt sind.

Anmerkung: Da im vorliegenden Fall der Regelpoolanbieter sowie der Bilanzgruppenverantwortlicher die CKW ist, kann diese Hypothese nur beschränkt getestet werden, da der abrechnungsrelevante Datenaustausch nur intern gewährleistet werden muss.

### **H4 Relevanz der Hauptgeschäftsfälle**

Die Abläufe der Hauptgeschäftsfälle des Industriepartners für das Regelleistungs-Geschäft sind sinnvoll wieder-gegeben.

### **H5 Ursache-Wirkungszusammenhänge des Regelleistungs-Geschäfts**

Die Ursache-Wirkungszusammenhänge des Regelleistungs-Geschäfts können aufgrund der praktischen Erfahrung verifiziert werden.

### **H6 Geschäftsmodell / Business Case**

Das Regelleistungs-Geschäftsmodell der Renergia kann aufgrund der praktischen Erfahrung verifiziert und detailliert werden. Die Auswirkungen auf das Hauptgeschäft der Renergia werden sinnvoll wiedergegeben. Die finanziellen Daten gemäss BC Kalkulation können verifiziert werden, unter Berücksichtigung externalisierter Kosten und Risiken.

### **H7 Technische und wirtschaftliche Erfolgspotenziale und Hemmnisse / Risiken**

Die technischen und wirtschaftlichen Erfolgspotenziale und Hemmnisse aus der Perspektive des Industriepartners können bestätigt werden. Die verschiedenen direkt betroffenen Leistungsbereiche des Industriepartners und des Systemdienstverantwortlichen bestätigen die Beurteilung der Risiken des Regelleistungs-Geschäfts für Erzeugungseinheit und Systemdienstverantwortlichen.

Die graphische Darstellung für die Erstellung der Hypothesen mit den korrespondierenden benötigten Daten (Input), sowie die zugehörige Arbeitsplanung sind im Anhang A5 zu finden.

## **10.2.3 Verifikation**

Da die Kapitel Testsetup, Input/DUT und die Resultate vertrauliche Informationen beinhalten, werden diese im Anhang B56 vollständig dokumentiert. Allgemeine Erkenntnisse werden in der Folge aufgezeigt.

### **H1 Potenzial und Auswirkungen auf die Produktion**

Grundsätzlich kann das erwartete technische Potenzial bei den Testläufen bestätigt werden.

Abbildung 55 zeigt den Lastverlauf der Renergia während der TRL Präqualifikation. Bei der Lastkurve ist zu erkennen, dass die Turbinenleistung innerhalb der geforderten 15 Minuten reduziert werden kann.



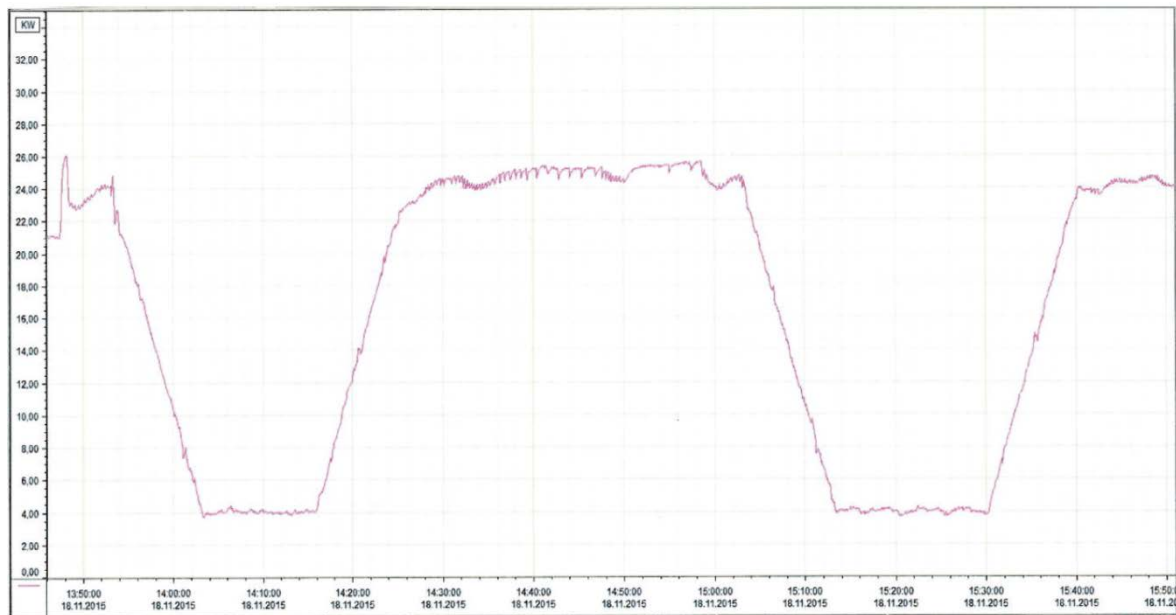


Abbildung 55: Leistungskurve für Präqualifikation Renergia (Schnieper, 2016 (a))

Was sich bei der Präqualifikation sowie bei weiterem Test nicht gezeigt hat, sind Teillasteinbrüche, die im regulären Betrieb während der ersten Monate auftraten. Diese führen dazu, dass die mit dem Pooler ursprünglich vereinbarte vorgehaltene Leistung nicht garantiert werden konnte, wie in der folgenden Graphik zu erkennen ist.

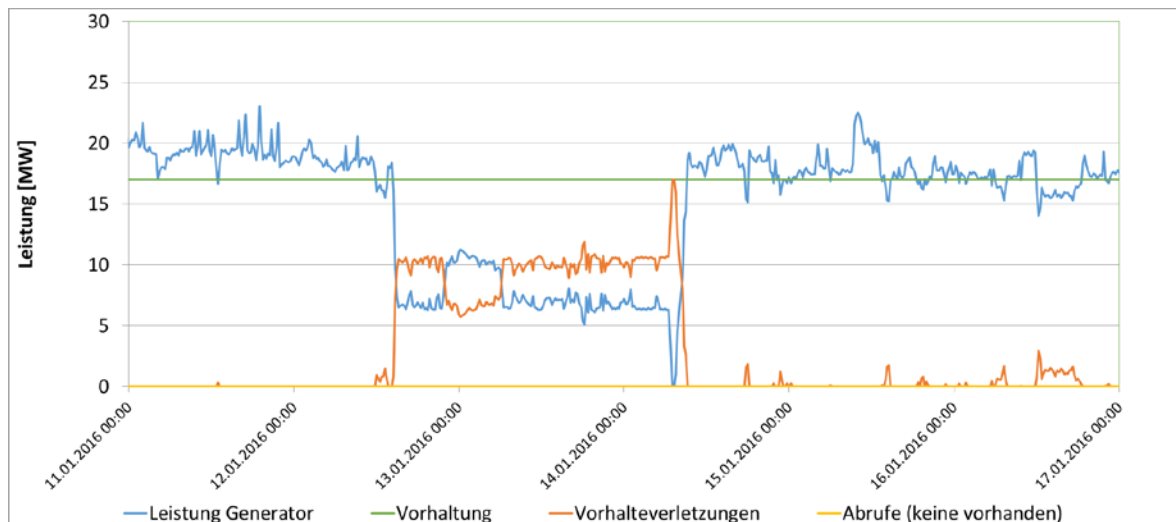


Abbildung 56: Leistungskurve vom 11. bis 17. Januar 2016 der Renergia während Regelleistungsvorhaltung ohne Regelleistungabruf. Bei dem Leistungsabfall auf 10 MW und weniger zwischen 12. bis zum 14. Januar handelt es sich um einen Ausfall von einem der Öfen, was sich stark auf die Dampfproduktion und somit auf die Generatorleistung auswirkt. Daneben sind vor allem zwischen dem 15. bis zum 17. Januar mehrere kleinere Leistungsabfälle zu beobachten, welche die Leistungsvorhaltung tangieren. Diese stammen von Leistungsreduktion in der Dampfproduktion aufgrund diverser technischer Ursachen.

Basierend auf den Betriebserfahrungen des ersten Jahres wurden viele kleinere und grössere Prozessoptimierungsmassnahmen bei Renergia in Zusammenarbeit mit der Perlen Papierfabrik durchgeführt. Damit können die Dampfproduktionsmengen der beiden Abfallverbrennungsöfen von Renergia, die Dampfproduktion aus der Rückstandsverbrennung sowie die Dampfrückgewinnung der Holzmühlen der Perlen Papierfabrik zuverlässiger kalkuliert werden. Zusätzlich hat sich die Renergia entschieden die vorgehaltene Leistung zu reduzieren. Durch diese Massnahmen kann die Renergia die Vorhaltung von Tertiärregelenergie zuverlässiger erbringen.

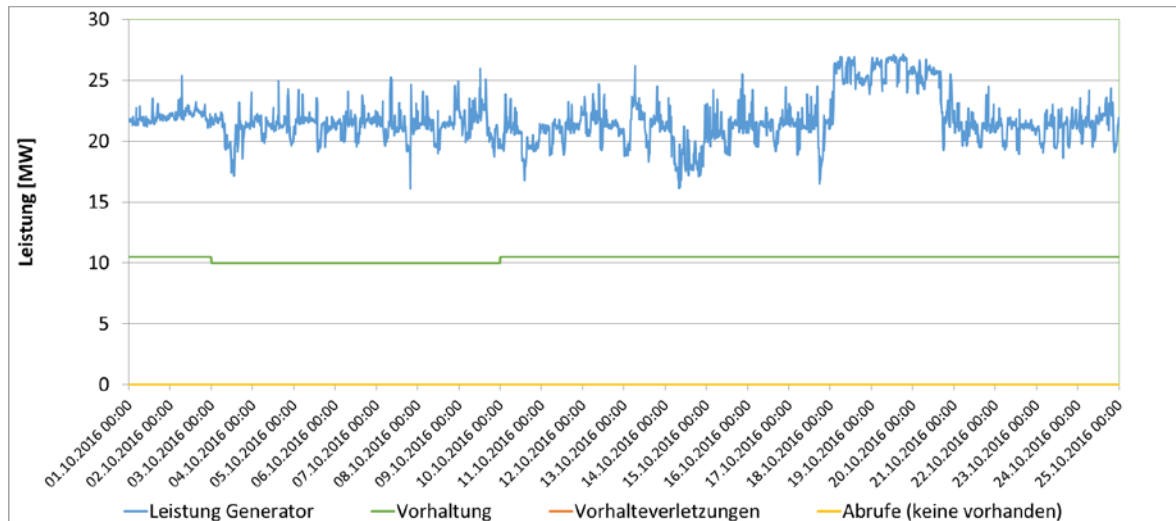


Abbildung 57: Leistungskurve vom 01. bis zum 25. Oktober 2016 der Renergia während Regelleistungsvorhaltung ohne Regelenenergieabruf. Es ist zu erkennen, dass die durchschnittliche elektrische Generatorleistung etwas höher liegt als im Januar 2016 (vgl. Abbildung 56). Zusätzlich werden maximal nur noch 10.5 MW als Regelenenergie vorgehalten. Die Leistungsvorhaltung wird vollständig eingehalten.

## H2 Funktion Pooling

Die Anforderungen der Renergia gemäss Ausschreibungsunterlagen werden durch das Angebot der CKW in der Praxis erfüllt. Neben der Maximierung der möglichen Vorhalteleistung und der daraus resultierenden Erlöse sind auch die Übereinkommen unter den Vertragspartnern wichtig, die regeln, was im Falle von Vorhalteverletzungen geschieht.

## H3 Konformität VSE-Branchendokument

Die Abläufe und Prozesse zwischen Renergia und CKW können sinnvoll und effizient auf das Interface zwischen CKW und Swissgrid abgebildet werden. Die Empfehlungen aus dem VSE-Branchendokument können befolgt werden, kommen jedoch in der konkreten Konstellation nicht zur Anwendung. Würde ein Angebot von SRL in Betracht gezogen, müsste auf jeden Fall der Automatisierungsgrad erhöht werden.

## H4 Relevanz der Hauptgeschäftsfälle

Aus der Verifikation der Abläufe der Hauptgeschäftsfälle für das Regelleistung-Geschäft resultieren folgende Erkenntnisse:

- Die Gründe warum sich eine direkte Präqualifikation für industrielle Anbieter in der Praxis nicht eignet, sind um den Punkt „Optimierte Preisfindung in der Vermarktung durch einen professionellen Systemdienstverantwortlichen“ zu ergänzen.
- In der Beschreibung der Anbindung an einen Regelpool ist zu erwähnen, dass die Angaben zur geforderten Verfügbarkeit und Mindestangebotsmenge nur Erfahrungswerte auf Basis des Kenntnisstandes der HSLU 2016 sind. In der Praxis hängen diese Daten von den Vorgaben des Poolbetreibers ab.
- Die Beschreibung der Anbindung an einen Regelpool ist zu ergänzen, so dass klar hervorgeht, dass grundsätzlich eine Pflicht zur Einreichung einer Lastgangkurve (10sec) besteht, wenn eine neue Anlage in einen Pool aufgenommen werden soll. Swissgrid kann aber nach eigenem Ermessen diese Pflicht z.B. für gut bekannte Technologien wie z.B. Diesel-notstromaggregate, erlassen.

- Die Beschreibung des Geschäftsfalls „Vorhaltung“ ist dahingehend zu korrigieren, dass Swissgrid die genaue nachgefragte Menge an Regelleistung nicht kommuniziert eine ungefähre Grössenordnung aber im Dokument *Grundlagen SDL Produkte* veröffentlicht wird.
- Beim Geschäftsfall „Ergiebung“ ist ergänzend hinzuzufügen, dass auch eine automatische Anbindung für TRL möglich ist und es bei *TRL negativ* TRL- zusätzlich zum „schnellen“ Produkt ein „langsame“ Produkt gibt. Bemerkung: das „langsame“ Produkt ermöglicht beispielsweise Kernkraftwerken die Teilnahme an der Auktion.
- Bei der Abrechnung der Ergiebung ist zu ergänzen, dass sich die Darstellung vereinfacht, wenn die Erzeugungseinheit in der eigenen Bilanzgruppe des Systemdienstverantwortlichen liegt.

#### **H5 Ursache-Wirkungszusammenhänge des Regelleistungs-Geschäfts**

Das Sensitivitätsmodell beschreibt die logischen Zusammenhänge zwischen Zielgrössen und Erfolgsfaktoren treffend und bedarf keiner Ergänzung.

#### **H6 Geschäftsmodell / Business Case**

Das erstellte Business Modell und die Zahlen der Business Case Kalkulation können grundsätzlich bestätigt werden, wobei die Annahme zutrifft, dass die BC Kalkulation einen zu tiefen Gewinn ausweist. Dies insbesondere, da ein Anbieten von Tagesprodukten bei nicht erfolgtem Zuschlag in der Wochenauktion, sowie auch saisonale Schwankungen und tagesaktuelle Entwicklungen nicht berücksichtigt werden, resp. gegebenenfalls manuell zu berücksichtigen sind. Die Genauigkeit ist jedoch zweckmässig. Auf den Schätzcharakter des Business Case Kalkulationstools wird in der Beschreibung hingewiesen. Die Erträge aus Vorhaltung und Abruf von Regelleistung bzw. Regelernergie bewegen sich im erwarteten Rahmen. Die Opportunitätskosten können bestätigt werden.

#### **H7 Technische und wirtschaftliche Erfolgspotenziale und Hemmnisse / Risiken**

Da das Regelleistungsgeschäft für Renergia neu ist, die Erzeugungseinheit technisch umgerüstet, und zusätzliche Betriebsmodi implementiert werden mussten, ergaben sich während der ersten Betriebsmonate technische Schwierigkeiten. Mittlerweile kann der Betrieb als stabil bezeichnet werden. Diesen Inbetriebnahme-Risiken wurde bisher nicht genügend Beachtung geschenkt bei der Beurteilung der Risiken des Regelleistungs-Geschäfts für die Erzeugungseinheit. Die Risikoliste wird entsprechend nachgeführt.

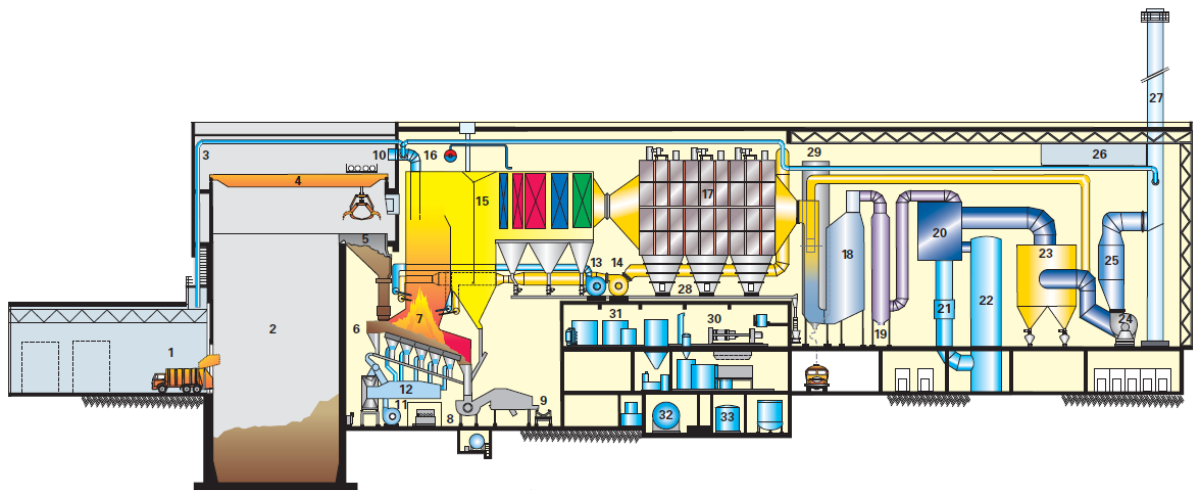
Die weiteren Erkenntnisse aus der Überprüfung der Hypothese 7 sind aufgrund des vertraulichen Charakters in Anhang B56 zu finden.

### **10.3 Verifikation SRL**

Anhand der Dampfturbine der AVAG Thun und der BKW als Systemdienstverantwortlicher wird die SRL Fähigkeit von Anlagen aus dem industriellen Umfeld verifiziert.

#### **10.3.1 Device under test: KVA Thun**

Die KVA Thun, ein Tochterunternehmen der AVAG AG, übernimmt die Verwertung von Siedlungs-, Industrie- und Gewerbeabfälle zur Gewinnung von Energie. Mit einer Jahreskapazität von 100'000 t Abfall pro Jahr kann in der Brennkammer eine thermische Leistung von 46 MW erzeugt werden. Über eine Entnahme-Kondensationsturbine kann zusätzlich eine elektrische Leistung von bis zu 12 MW erzeugt werden. 25 MW thermische Energie können in ein Fernwärmenetz eingespeist werden.



#### Abfall-Anlieferung, Abfall-Lagerung

- 1 Entladehalle
- 2 Abfallbunker
- 3 Abfallbunker- Entlüftung
- 4 Abfallkran

#### Verbrennung und Dampferzeuger

- 5 Einfülltrichter
- 6 Dosierstössel
- 7 Vorschub-Verbrennungsrost
- 8 Stössel- Entschlacker
- 9 Schlackenförderung
- 10 Primärluft-Ansaugung
- 11 Primärluft-Gebläse
- 12 Primärluft-Verteilung
- 13 Sekundärluft-Gebläse
- 14 Abgas-Rezirkulationsgebläse
- 15 Vierzug-Dampferzeuger
- 16 Dampftrommel

#### Abgasreinigung

- 17 Elektrofilter
- 18 SCR-Entwicklung und Katalysator
- 19 Economiser
- 20 Gas/Gas-Wärmetauscher
- 21 Quench
- 22 Von Roll Inova Nasswäscher
- 23 Gewebefilter
- 24 Saugzug
- 25 Schalldämpfer
- 26 Emissionsmessung
- 27 Schornstein

#### Betriebs- und Reststoffe

- 28 Entaschung
- 29 Flugaschen-Lagerung
- 30 Flugaschenwäsche
- 31 Abwasserbehandlung
- 32 Ammoniakwassertank
- 33 HCl-Lagertank

Abbildung 58: Längsschnitt KVA Thun (AVAG AG, 2016)

Die KVA Thun verfügt über Flexibilität in der Stromproduktion. Diese vermarktet die KVA Thun seit 2011 als TRL-. Seit dem Mai 2016 ist die KVA Thun als erste KVA der Schweiz präqualifiziert als Erzeugungseinheit für sekundäre Regelleistung (BKW, 2016).

### 10.3.2 Hypothesen

#### H1 Potenzial und Auswirkungen auf die Produktion

Das erwartete technische Potenzial an sekundärer Regelleistung der Erzeugungseinheit der KVA Thun ist kommerziell adressierbar (Bestätigung Regelleistungsmenge, Einhaltung der technischen Spezifikationen, Auswirkungen auf Produktion und Anlagenteile, Bestätigung Opportunitätskosten).

#### H2 Geschäftsmodell / Business Case

Das Regelleistungs-Geschäftsmodell der KVA Thun kann aufgrund der praktischen Erfahrung verifiziert und detailliert werden. Die Auswirkungen auf das Hauptgeschäft der KVA Thun werden sinnvoll wiedergegeben. Die finanziellen Daten gemäss BC Kalkulation können verifiziert werden, unter Berücksichtigung externalisierter Kosten und Risiken.

Die graphische Darstellung für die Erstellung der Hypothesen mit den korrespondierenden benötigten Daten (Input) ist im Anhang A5 zu finden.

### 10.3.3 Verifikation

#### H1 Potenzial und Auswirkungen auf die Produktion

Anhand der am 03.05.2016 erfolgreich durchgeführten Präqualifikation der Dampfturbine der KVA Thun kann bestätigt werden, dass die Anlage technisch die Anforderungen für den SRL Markt erfüllt. Die Abbildung 59 zeigt den Messverlauf der el. Leistung für den erfolgreich durchgeführten Test.

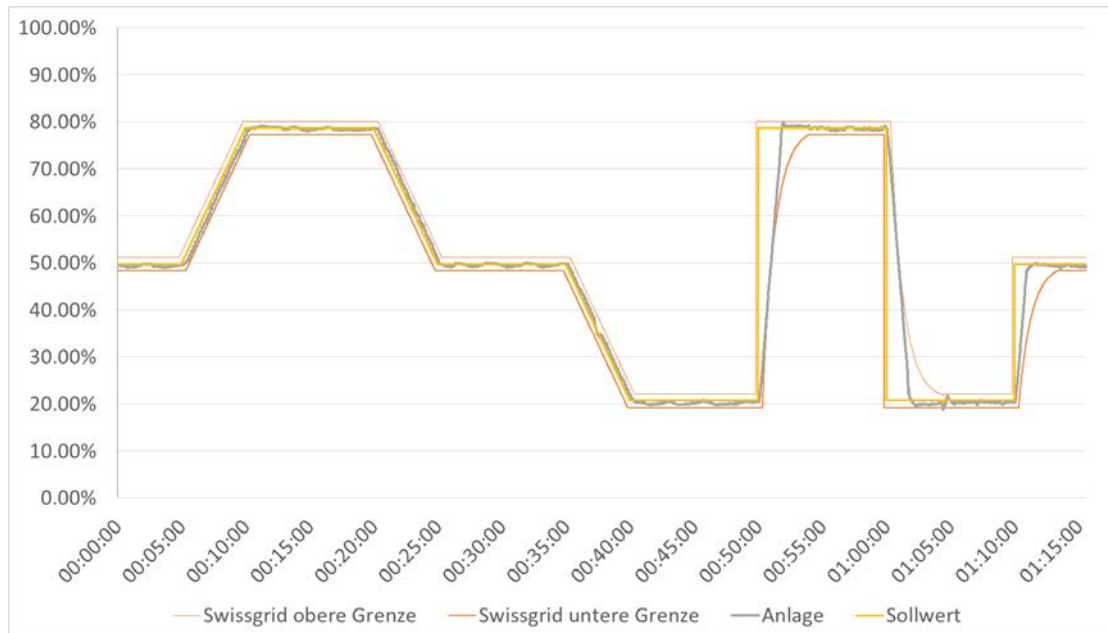


Abbildung 59: Präqualifikation SRL der AVAG Thun. x-Achse: Zeit im Format hh:mm:ss, y-Achse: relative el. Leistung am Netzanschlusspunkt.

Bei der Präqualifikation ist eine summierte Abweichung von einem Prozent zugelassen. Diese Anforderung wurde mit einer relativen Abweichung von  $3 \cdot 10^{-7}$  klar erfüllt.

#### H2 Geschäftsmodell / Business Case

Im Interview (Anhang B54) kann ein positiver Business Case für die Teilnahme am SRL Markt sowie ein Mehrwert im Vergleich zum TRL Geschäft bestätigt werden, wobei festzuhalten ist, dass die Einzelheiten der Vermarktung vom Systemdienstverantwortlichen als Alleinstellungsmerkmal betrachtet werden und daher aus kartellrechtlichen Gründen nicht weiter erläutert werden können.

### 10.4 Zwischenfazit

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die technischen Anforderungen an das Tertiärregelleistungsprodukt sowie des Sekundärregelleistungsprodukt durch die Dampfturbine eingehalten werden. Es können keine negativen Auswirkungen auf die Anlagenteile festgestellt werden, da die Turbinen grundsätzlich für die geforderten Betriebsmodi ausgelegt sind, wobei die Positionierung in einem Pool und somit die Abrufwahrscheinlichkeit von Fall zu Fall neu definiert werden muss. Die wirtschaftlichen Erwartungen des Anlagebetreibers für TRL können erfüllt werden. Die Abläufe und Prozesse zwischen Anlagebetreiber und Systemdienstverantwortlichem können sinnvoll und effizient auf das Interface zwischen Systemdienstverantwortlichem und Swissgrid abge-

bildet werden, wobei für TRL die Empfehlungen wie im VSE-Branchendokument<sup>35</sup> aufgeführt befolgt werden.

Das erstellte Business Modell und die Zahlen der Business Case Kalkulation für TRL können grundsätzlich bestätigt werden, wobei die Annahme zutrifft, dass die BC Kalkulation einen zu tiefen Gewinn ausweist. Dies insbesondere, da ein Anbieten von Tagesprodukten bei nicht erfolgtem Zuschlag in der Wochenauktion, sowie auch saisonale Schwankungen und tagesaktuelle Entwicklungen nicht berücksichtigt werden. Dies erscheint jedoch zulässig und zweckmässig und wird in der Beschreibung des Business Case Kalkulation ausgewiesen. Die Erträge aus Vorhaltung und Abruf von Regelleistung bzw. Regelenergie bewegen sich im erwarteten Rahmen. Die Aussagen betreffend Opportunitätskosten können bestätigt werden. Für SRL kann der Business Case aufgrund des gefahrenen Betriebsregimes nicht praktisch verifiziert werden. Dennoch kann von einem positiven Business Case ausgegangen werden.

---

<sup>35</sup> Das VSE-Branchendokument dient als Grundlage für die Erbringung von SRL und TRL mit Anlagen in fremden Bilanzgruppen.

## 11 Fazit

Die gefundene Untergrenze des Potenzials zeigt, dass ein grosser Anteil der erforderlichen sekundären und tertiären Regelleistung durch industrielle Anbieter wirtschaftlich sinnvoll abgedeckt werden kann. Relevante Potenziale stammen vor allem von Unternehmungen, welche über Notstromaggregate oder Dampfturbinen verfügen, aus energieintensiven Prozessen wie der Zement-, Papier- und der Chlorherstellung sowie aus Infrastrukturanlagen. Die gefundenen Potenziale liegen vor allem in den Clustern *SRL negativ* sowie *TRL positiv*.

Neue Technologien wie P2G und ORC begründen zusätzliche upside-Potenziale und können in Zukunft die Kapazität von industriellen Anbietern am Regelleistungs-Markt erhöhen. Eine Vielzahl an technischen, wirtschaftlichen wie auch regulatorischen Hemmnisse erschwert jedoch den Markteintritt von Teilnehmern aus der Industrie. Durch die Einbettung in einen Regelleistungspool lassen sich diese Hürden reduzieren. Für Regelpoolanbieter stellen industrielle Anlagen ein attraktives Angebot zur Diversifikation und Ergänzung ihrer Palette von Erzeugungseinheiten dar.

Unternehmen mit grösserem Energieumsatz verfügen über Spezialisten fürs Energiemanagement, die sich in den Grundsätzen der Regelleistung auskennen, bei den Details hingegen viele offene Fragen haben. Ein direktes Angebot an Swissgrid ist zurzeit für die wenigsten Industrieteilnehmer eine Option. Die Risiken resultierend aus der Verfügbarkeit der Anlagen werden gescheut. Die Abwicklung direkt mit Swissgrid ist zu komplex (Bilanzgruppe eröffnen, Fahrplandaten-Management). Die technischen Anforderungen können im Alleingang nicht wirtschaftlich erfüllt werden (Minimalleistung, Abrufhäufigkeit, etc.).

Industrielle Unternehmen schreiben Regelleistungs-Kontrakte in der Regel wie Energiekontrakte aus und vergleichen Angebote verschiedener Regelpoolbetreiber, wobei Angebote ohne fixe Umsätze akzeptiert werden. Der traditionelle Energielieferant geniesst dabei einen Vertrauensvorsprung, zumal das Regelleistungs-Geschäft für viele Industrievertreter unbekannt und mit vielen Unbekannten behaftet ist.

Der industrielle Regelleistungs-Markt wird von verschiedenen Pool-Anbietern aktiv bearbeitet. Für TRL-Produkte können Anbieter die Opportunitätskosten direkt im Regelennergie-Angebot berücksichtigen, für SRL-Produkte muss der Regelpoolbetreiber die sinnvolle Abrufhäufigkeit einer Anlage unter Berücksichtigung der Opportunitätskosten sicherstellen, worauf das Industrieunternehmen nur indirekt Einfluss hat. Es versteht sich von selbst, dass der Regelpoolbetreiber die Charakteristik der Anlagen berücksichtigen muss.

Sinkende Energiepreise stellen ein Hauptrisiko für das Regelleistungs-Geschäft dar. Speziell Investitionen werden nur in geringem Umfang akzeptiert. Grenzüberschreitende Regelleistungs-Angebote dürften die Marktnachfrage beleben und die Risiken für die Anbieter reduzieren. Die globalpolitische Energiesituation motiviert die Umsetzung der Energiestrategie 2050. Vor diesem Hintergrund dürfte der weitere Ausbau nEE ebenfalls die Nachfrage beleben. Eine Vergrösserung des Angebots durch neue Teilnehmer (Pumpspeicherkraftwerke, Industrie, umgebaute klassische Bandenergieproduzenten) wiederum erhöht das Angebot und somit den Margendruck.

Bei der Verifikation mit industriellen Erzeugungseinheiten am TRL- sowie am SRL-Markt wurden die erarbeiteten Erkenntnisse zu technischer wie auch zur wirtschaftlichen Eignung bestätigt. Vereinzelt konnten aber Ergänzungen direkt im vorliegenden Schlussbericht eingearbeitet werden.

Das Toolset gibt industriellen Systemdienstleistungs-Anbietern die Möglichkeit im Rahmen einer Selbstbeurteilung die wirtschaftlichen Potenziale der eigenen Anlagen für die Bereitstellung von sekundärer und tertiärer Regelenergie abzuschätzen.

## Literaturverzeichnis

- Abt, R., & Imboden, C. (2016). *Teilnahme industrieller Regelleistungs-Anbieter am Schweizer SDL-Markt. Verifikation Arbeitspakete 1 / 2*. Horw: HSLU.
- Alpiq. (2015). *Nant de Drance*. Abgerufen am 12. 10 2015 von <http://www.alpiq.com/de/unser-angebot/unsere-anlagen/wasserkraft/wasserkraftwerkprojekte/nant-de-drance.jsp>
- Apel, R., Aundrup, T., Buchholz, B. M., Domeis, H. P., Funke, S., Gesing, T., . . . Seidl, H. (2012). *Demand Side Integration. Lastverschiebungspotenziale in Deutschland. Gesamttext*. Frankfurt am Main: ETG, VDE.
- Arnet, L. (2014). *Untersuchung des SDL Regelleistungspotenzials der Schweizer Industrie. Masterarbeit*. Luzern: HSLU.
- AVAG AG. (15. 10 2016). <http://www.avag.ch>. Von <http://www.avag.ch>: <http://www.avag.ch/schulen/rechte-spalte/publikationen.html> abgerufen
- Axpo. (2015). *Linthal 2015 Newsletter Mai 2105*. Abgerufen am 10. 12 2015 von [https://www.axpo.com/content/dam/axpo/switzerland/medien/dokumente/150507\\_linthal\\_newsletter\\_mai2015.pdf](https://www.axpo.com/content/dam/axpo/switzerland/medien/dokumente/150507_linthal_newsletter_mai2015.pdf)
- Baeriswyl, M., Müller, A., Rigassi, R., Rissi, C., Solenthaler, S., Staake, T., & Weisskopf, T. (2012). *Folgeabschätzung einer Einführung von «Smart Metering» im Zusammenhang mit «Smart Grids» in der Schweiz*. Abgerufen am 18. 11 2015 von Datenbank Energieforschung: <http://www.bfe.admin.ch/dokumentation/energieforschung/index.html?lang=de>
- Beck, B. (2010). *Volkswirtschaft verstehen* (6. Ausg.). Zürich: vdf Hochschulverlag AG an der ETH Zürich.
- Berger, J. (6. November 2015). Abwärmenachverstromung und optimale KWK-Anbindung mittels SteamDrive. 2. Schweizer ORC Symposium, Horw.
- Berner, D., Haller, M., Heimrich, S., Rumsch, W., & Rutishauser, D. (2014). *FlexLast - Erzeugung von Sekundär-Regelenergie durch ein dynamisches Lastmanagement bei Grossverbrauchern. Technische und betriebswirtschaftliche. Schlussbericht*. Abgerufen am 10. 12 2015 von Datenbank Energieforschung: [www.bfe.admin.ch/dokumentation/energieforschung/index.html?lang=de](http://www.bfe.admin.ch/dokumentation/energieforschung/index.html?lang=de)
- BFE (a). (2013). *Energieperspektiven 2050. Zusammenfassung*. Abgerufen am 18. 11 2015 von Datenbank Energieforschung: <http://www.bfe.admin.ch/dokumentation/energieforschung/index.html?lang=de>
- BFE (b). (2013). *Thermische Stromproduktion inklusive Wärmekraftkopplung (WKK) in der Schweiz*. Ittigen: Bundesamt für Energie BFE.
- BFE. (2010). *Positionspapier zu 'Smart Grids'*. Abgerufen am 18. 11 2015 von Bundesamt für Energie. Datenbank Energieforschung: [www.bfe.admin.ch/dokumentation/energieforschung/index.html?lang=de](http://www.bfe.admin.ch/dokumentation/energieforschung/index.html?lang=de)
- BFE. (2011). *Einheitliche Heizwert- und Energiekennzahlenberechnung der Schweizer KVA nach europäischem Standardverfahren*. Ittigen: BFE.
- BFE. (2012). *Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2011*. Ittigen: Bundesamt für Energie.
- BFE. (2014). *Einheitliche Heizwert- und Energiekennzahlenberechnung der Schweizer KVA nach europäischem Standardverfahren*. Bern: BFE.
- BFE. (2014). *Energieverbrauch in der Industrie und im Dienstleistungssektor Resultate 2013*. Bern: Bundesamt für Energie.



- BFE. (2014). *Thermische Stromproduktion inklusive Wärmekraftkopplung (WKK) in der Schweiz*. Ittingen: Bundesamt für Energie BFE.
- BFE. (2015). *Bundesamt für Energie BFE - Rückerstattung Netzzugschlag*. Abgerufen am 20. 11 2015 von [http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/06124/index.html?lang=de&dossier\\_id=06240](http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/06124/index.html?lang=de&dossier_id=06240)
- BieAG. (2015). Energiebilanz 2014. In S. Scherer, *Nach: BieAG (2015). Energiebilanz 2014. In: Scherer, S. (2015). Wirtschaftlichkeit der SDL-Vermarktung eines Blockheizkraftwerks. Bachelor Diplomarbeit* (S. 29-30). Horw: HSLU. Abgerufen am 2016 von Energiebilanz 2014.
- Bieger, T., & Reinhold, S. (2011). Das wertbasierte Geschäftsmodell – Ein aktualisierter Strukturierungsansatz. In B. T. al., *Innovative Geschäftsmodelle*. Berlin, Heidelberg: Springer.
- BKW. (15. 10 2016). <http://blog.bkw.ch/>. Von <http://blog.bkw.ch/>: <http://blog.bkw.ch/tag/kva-thun/> abgerufen
- BKW. (15. 10 2016). <http://blog.bkw.ch/tag/kva-thun/>. Von <http://blog.bkw.ch/tag/kva-thun/> abgerufen
- BMW. (2001). *Technische Grundlage für die Beurteilung von Emissionen aus Stationärmotoren*. BMW.
- Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz. (2012). *Verordnung über Vereinbarung zu abschaltbaren Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten)*. BMJV.
- Bundesrat. (2012). *Erläuternder Bericht zur Energiestrategie 2050 (Vernehmlassungsvorlage)*. Bern: Bundesverwaltung.
- Bundesrat. (2015). *Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 (Revision des Energierechts) und zur Volksinitiative «Für den geordneten Ausstieg aus der Atomenergie (Atomausstiegsinitiative)»*. Abgerufen am 18. 11 2015 von Curia Vista - Geschäftsdatenbank: [www.parlament.ch/d/suche/seiten/geschaefte.aspx?gesch\\_id=20130074](http://www.parlament.ch/d/suche/seiten/geschaefte.aspx?gesch_id=20130074)
- Burger, A., Scherer, M., & Beck, M. (2011). Zusammenschluss von dezentralen Erzeugern zur Netzregelung. *Bulletin*.
- Chacko, A. (2014). *Untersuchung der Möglichkeiten für die Teilnahme der KEV-Anlagen am Schweizer SDL-Markt*. Laufenburg.
- Chacko, A., Ewen, S., Lukas, T., Schöner, P., Scharner, M., & Steiger, U. (2012). *Prozessbeschreibung zur Erbringung von Regelenergie durch dezentrale Anlagen. MAS BEM Gruppenarbeit*. Brugg-Windisch: FHNW.
- de Bruyn, K., Kollmann, A., Moser, S., Schmidthaler, M., Amann, C., Elbe, C., . . . Frantes, B. (2014). *LoadShift: Lastverschiebung in Haushalt, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur Potenzialanalyse für Smart Grids. Hemmniskatalog*. Wien: Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie.
- DENA. (2010). *Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 015-2020 mit Ausblick auf 2025*. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH.
- Doran, P. (2015). Power-to-Gas: Wegbereiter für erneuerbare Energiequellen. Green Salon, KKL Luzern.
- Duden. (1974). *Duden. Das Fremwörterbuch*. Mannheim, Wien, Zürich: Bibliographisches Institut.

- EC. (2015). *Strategic Energy Technology Plan*. Abgerufen am 30. 11 2015 von Strategic Energy Technology Plan: [ec.europa.eu/energy/en/topics/technology-and-innovation/strategic-energy-technology-plan](http://ec.europa.eu/energy/en/topics/technology-and-innovation/strategic-energy-technology-plan)
- EEGI. (2010). *European Electricity Grid Initiative (EEGI). Roadmap 2010-18 and Detailed Implementation plan 2010-12 (V2)*. Abgerufen am 30. 11 2015 von European Electricity Grid Initiative: [www.smartgrids.eu/documents/EEGI/EEGI\\_Implementation\\_plan\\_May%202010.pdf](http://www.smartgrids.eu/documents/EEGI/EEGI_Implementation_plan_May%202010.pdf)
- ElCom. (2015). *ElCom - Aufgaben*. Abgerufen am 25. September 2015 von Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom: [www.elcom.admin.ch/org/00022/index.html?lang=de](http://www.elcom.admin.ch/org/00022/index.html?lang=de)
- Energiesgesetz [EnG] vom 30.9.2016. (kein Datum).
- ENTSO-E. (2013). *Supporting Document for the Network*. Abgerufen am 15. 4 2014 von ENTSO-E: [www.entsoe.eu/Pages/PageNotFoundError.aspx?requestUrl=https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%20EB/131223\\_NC\\_EB\\_Supporting\\_Document\\_FINAL.pdf](http://www.entsoe.eu/Pages/PageNotFoundError.aspx?requestUrl=https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%20EB/131223_NC_EB_Supporting_Document_FINAL.pdf)
- Entso-E. (2015). *System Operation*. Abgerufen am 22. Januar 2016 von System Operation: <https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/system-operation/Pages/default.aspx>
- Furrer, N., Chacko, A., Stimmer, A., & Imboden, C. (2015). Grenzüberschreitende SDL-Angebote. *Bulltin*, S. 20-26.
- Galus, M., Witschi, R., Benahmed, M., Elsenbast, W., Ghermi, P., Moser, M., . . . Soland, R. (2015). *Smart Grid Roadmap Schweiz. Wege in die Zukunft der Schweizer Elektrizitätsnetze*. Abgerufen am 18. 11 2015 von Datenbank Energieforschung: <http://www.bfe.admin.ch/dokumentation/energieforschung/index.html?lang=de#>
- Herzog, U. (2015). Energy - Power Solutions & New Technologies. (D. Schneider, Interviewer)
- Hewicker, C., Raadschelders, J., Werner, O., Ebert, M., Engelhardt, C., Mennel, T., & Verhaegh, N. (2013). *Energiespeicher in der Schweiz. Bedarf, Wirtschaftlichkeit und Rahmenbedingungen im Kontext der Energiestrategie 2050*. Bern: Bundesamt für Energie BFE.
- Hildmann, M., Pirker, B., Schaffner, C., Spreng, D., & Ulbig, A. (2014). *Pumpspeicher im trilateralen Umfeld Deutschland, Österreich und Schweiz*. Abgerufen am 18. 11 2015 von Datenbank Energieforschung: <http://www.bfe.admin.ch/dokumentation/energieforschung/index.html?lang=de#>
- Imboden, C., Schneider, D., & Abt, R. (2016). *Teilnahme von industriellen Anbietern am Schweizer Regelleistungsmarkt. Eine Einführung in die Thematik der sekundären und tertiären Regelleistung und des Regelleistungspoolings*. Horw: HSLU.
- Imboden, C., Schneider, D., Abt, R., & Hiltbrunner, R. (2015). *Teilnahme industrieller Regelleistungs-Anbieter am Schweizer SDL-Markt. Technische und wirtschaftliche Opportunitäten, Bewertungsmethodik*. Horw: HSLU.
- InfraWatt. (2013). *Potential der Schweizer Infrastrukturanlagen zur Lastverschiebung*. Bern: BFE.
- Jura Cement. (kein Datum). *Der Zement für nachhaltiges Bauen*. Abgerufen am 20. 06 2016 von Der Zement für nachhaltiges Bauen: <http://www.juracement.ch/htm/907/de/Produkte.htm?Produktgruppe=19282&Produkt=21611>

- Jura Cement. (kein Datum). *Virtuelle Fabrik*. Abgerufen am 20. 06 2016 von Virtuelle Fabrik:  
<http://www.juracement.ch/htm/2528/de/Virtuelle-Fabrik.htm>
- Kaiser, T., Hotz-Hart, B., & Wokaun, A. (2012). *Aktionsplan. Koordinierte Energieforschung Schweiz*. Abgerufen am 18. 11 2015 von Datenbank Energieforschung:  
<http://www.bfe.admin.ch/dokumentation/energieforschung/index.html?lang=de>
- Klobasa, M. (2009). *Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz*. Stuttgart: Fraunhofer IRB.
- Klobasa, M., Angerer, G., Lüllmann, A., Schleich, J., Buber, T., Gruber, A., . . . von Roon, S. (2013). *Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland*. Abgerufen am 30. November 2015 von Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland (Endbericht): [www.agora-energiewende.de/de/themen/-agothem-/Produkt/produkt/42/Lastmanagement+als+Beitrag+zur+Deckung+des+Spitzenlastbedarf+in+S%C3%BCddeutschland+%28Endbericht%29/](http://www.agora-energiewende.de/de/themen/-agothem-/Produkt/produkt/42/Lastmanagement+als+Beitrag+zur+Deckung+des+Spitzenlastbedarf+in+S%C3%BCddeutschland+%28Endbericht%29/)
- Koch, S., Lendi, D., Meier, D., & Wiederkehr, M. (2011). Dynamisches Lastmanagement im liberalisierten Markt. Forschungsprojekt präsentiert Smart-Grid-Konzepte. *Bulletin*.
- Koller, M., Borsche, T., Ulbig, A., & Andersson, G. (2015). Review of grid applications with the Zurich 1 MW battery energystorage system. *Electric Power Systems Research*, 120, S. 128-135.
- Langrock, T., Achner, S., Jungbluth, C., Marambio, C., Michels, A., & Weinhard, P. (2015). *Potentiale regelbarer Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien*. Dessau-Rosslau: Umweltbundesamt.
- Malik, F. (2008). *Strategie des Managements komplexer Systeme. Ein Beitrag zur Management-Kybernetik evolutionärer Systeme*. (10. Ausg.). Bern, Stuttgart, Wien: Haupt.
- Marquardt, F. (2012). *Analyse industrielle rBereitsellungspotenziale an Netzregelenergie*. Saarbrücken: Akademikerverlag.
- Müller, E. A., & Vogelsanger, M. (2014). *Regelpooling mit Infrastrukturanlagen. Wasserversorgungen und Abwasserreinigungsanlagen. Jahresbericht 5.12.2014*. (V. InfraWatt, Hrsg.) Abgerufen am 14. Dezember 2015 von RegelPooling:  
<http://regelpooling.ch/dokumente/>
- Müller, E., Graf, E., Kobel, B., Hurni, A., Wenger, R., Frei, U., . . . Fahrni, J. (2013). *Potential der Schweizer Infrastrukturanlagen zur Lastverschiebung. Schlussbericht*. Abgerufen am 30. 11 2015 von BFE. Datenbank Energieforschung:  
[www.bfe.admin.ch/dokumentation/energieforschung/index.html?lang=de&publication=11090](http://www.bfe.admin.ch/dokumentation/energieforschung/index.html?lang=de&publication=11090)
- Niggli, P. (2009). *Systemdienstleistungen gewährleisten eine zuverlässige Stromversorgung*. (VSE, Hrsg.) Abgerufen am 30. 11 2015 von Bulletin-online: [www.bulletin-online.ch/de/themen/artikel-detailansicht/news/1392-systemdienstleistungen-gewaehrleisten-eine-zuverlaessige-stromversorgung.html](http://www.bulletin-online.ch/de/themen/artikel-detailansicht/news/1392-systemdienstleistungen-gewaehrleisten-eine-zuverlaessige-stromversorgung.html)
- Oudalov, A., Zima-Bockarjova, M., Evrenosoglu, Y. C., & Sattinger, W. (2016). *Pre-feasibility Study of Li-Ion Battery Energy Storage Facility*. Bern: BFE.
- Pfaffen, S. (2012). *Tertiärregelenergie im Wärmepool für den Schweizer Markt*. Zürich: ETH.
- Pfaffen, S., & Werlen, C. (2013 (a)). *WARMup. Optimale Verwertung der Flexibilität von thermischen Speichern*. (BFE, Hrsg.) Abgerufen am 14. Dezember 2015 von Bundesamt für Energie BFE. Forschungsprogramm Netze. Gekoppelte Energienetze:  
[www.bfe.admin.ch/forschungnetze/01246/03570/index.html?lang=de&dossier\\_id=05724](http://www.bfe.admin.ch/forschungnetze/01246/03570/index.html?lang=de&dossier_id=05724)

- Pfaffen, S., & Werlen, C. (2013 (b)). *WARMup Phase 2. Pilotversuch zur Verwertung der Flexibilität von thermischen Speichern in Gebäuden*. (BFE, Hrsg.) Abgerufen am 14. Dezember 2015 von Bundesamt für Energie BFE. Forschungsprogramm Netze. Gekoppelte Energienetze: [www.bfe.admin.ch/forschungnetze/01246/03570/index.html?lang=de&dossier\\_id=06105](http://www.bfe.admin.ch/forschungnetze/01246/03570/index.html?lang=de&dossier_id=06105)
- Prognos AG. (2012). *Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050*. Bern: BFE.
- regelleistung.net. (2015). *Abrufwerte\_der\_Abschaltbaren\_Lasten\_ab\_Januar\_2015.csv*. Abgerufen am 11. Dezember 2015 von regelleistung.net: [www.regelleistung.net/ext/static/abla](http://www.regelleistung.net/ext/static/abla)
- Reithofer, T., Bühlmann, B., Giuliani, T., Löpfe, U., Mauron, J., Mauron, F., . . . Weber, S. (2013). *Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz. Anbindung von Regelpools an den Schweizer SDL-Markt*. Aarau: Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen.
- Scherer, S. (2015). *Wirtschaftlichkeit der SDL-Vermarktung eines Blockheizkraftwerks*. Horw: BDA HSLU.
- Schmidthaler, M., Kollmann, A., Steinmüller, H., Frank, F., Rebhandl, L., Elbe, C., . . . Kraussler, A. (2014). *LoadShift: Lastverschiebung in Haushalt, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur. Potenzialanalyse für Smart Grids. Lastverschiebung in der Industrie*. Abgerufen am 30. 11 2015 von [www.NachhaltigWirtschaften.at](http://www.NachhaltigWirtschaften.at)
- Schneider, D. (10. Junli 2015). Protokoll Jura Cement (Wildeg, 10.07.2015). Horw: Hochschule Luzern.
- Schneider, D., & Imboden, C. (2016). *Anleitung zur Ertragsabschätzung für industriellen Anbietern am Schweizer Regelleistungsmarkt*. Horw: HSLU.
- Schneider, D., & Imboden, C. (2016). *Anleitung zur Ertragsabschätzung für industriellen Anbietern am Schweizer Regelleistungsmarkt*. Horw: HSLU.
- Schneider, D., Abt, R., & Imboden, C. (2016). *Ertragsabschätzung für industrielle Anbieter am Regelleistungsmarkt CH. Business Case Kalkulation für den Einsatz industrieller Anlagen am sekundären und tertiären Regelleistungsmarkt, unter Berücksichtigung von Regelleistungspooling*. Horw: HSLU.
- Schnieper, A. (11. 03 2016 (a)). *Flexibilität in der Elektrizitätswirtschaft*. Von Präsentation. 10. März 2016: : <https://www.hslu.ch/de-ch/technik-architektur/forschung/kompetenzzentren/electronics/wirtschaftlichkeit-elektrotechnischer-innovationen/cce-flexibilitaet-elektrizitaetswirtschaft/> abgerufen
- Schweizerischer Bundesrat. (2013). *13.074. Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 (Revision des Energierechts) und zur Volksinitiative «Für den geordneten Ausstieg aus der Atomenergie (Atomausstiegsinitiative)»*. Bern.
- Stadt Zürich. (2014). *732.210 Reglement über den Betrieb des Verteilnetzes und die Energielieferung des Elektrizitätswerks der Stadt Zürich (ewz)*. Zürich: Stadt Zürich.
- Swisscom Media Relations. (2014). *Energiestrategie 2050: tiko von Swisscom wird Leuchtturmprojekt des Bundes*. Abgerufen am 14. Dezember 2015 von [www.swisscom.ch/de/about/medien/press-releases/2014/10/20141027-MM-Energiestrategie-2050.html](http://www.swisscom.ch/de/about/medien/press-releases/2014/10/20141027-MM-Energiestrategie-2050.html)
- Swisscom. (kein Datum). *tiko. FAQ*. Abgerufen am 12. Dezember 2015 von [tiko. FAQ: //tiko.ch/page/freqaq/](http://tiko.ch/page/freqaq/)
- Swissgrid. (2010 (a)). *Glossar für die Regeln des Schweizer Strommarktes*. Frick: Swissgrid.
- Swissgrid. (2010 (b)). *Überblick Systemdienstleistungen*. Frick: Swissgrid.

- Swissgrid. (2011). *Notkonzept. Beschaffung von Regelleistung bei nicht genügend Angeboten bei der Leistungsausschreibung*. Frick: Swissgrid.
- Swissgrid. (2013 (a)). *Anforderungen an die Liste der Erzeugungseinheiten*. Frick: Swissgrid.
- Swissgrid. (2013 (b)). *Anforderungen an Monitoring-Daten*. Laufenburg: Swissgrid.
- Swissgrid. (2014 (a)). *Ausschreibungsbedingungen - Sekundärregelung*. Frick: Swissgrid.
- Swissgrid. (2014 (b)). *Ausschreibungsbedingungen - Tertiärregelung*. Frick: Swissgrid.
- Swissgrid. (2015 (a)). *Archiv Resultate SRL 2014*. Abgerufen am 18. 11 2015 von [https://www.swissgrid.ch/swissgrid/en/home/experts/topics/ancillary\\_services/tenders/secondary-control-power.html](https://www.swissgrid.ch/swissgrid/en/home/experts/topics/ancillary_services/tenders/secondary-control-power.html)
- Swissgrid. (2015 (b)). *Energieübersicht Schweiz 2014*. Abgerufen am 18. November 2015 von Energieübersicht Schweiz 2014: [www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/experts/topics/energy\\_data\\_ch.html](http://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/experts/topics/energy_data_ch.html)
- Swissgrid. (2015 (c)). *Grundlagen Systemdienstleistungsprodukte V9*. Frick: Swissgrid.
- Swissgrid. (2015 (d)). *Systemdienstleistungen*. Abgerufen am 23. 11 2015 von Systemdienstleistungen: [www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/company/publications/de/systemdienstleistungen\\_de.pdf](http://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/company/publications/de/systemdienstleistungen_de.pdf)
- Swissgrid. (2015 (e)). *Tertiärregelung*. Abgerufen am 19. November 2015 von Tertiärregelung: [www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/experts/topics/ancillary\\_services/tenders/tertiary-control-power.html](http://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/experts/topics/ancillary_services/tenders/tertiary-control-power.html)
- Swissgrid. (2015 (f)). *W-Codes*. Abgerufen am 30. November 2015 von W-Codes: [www.swissgrid.ch/content/swissgrid/en/home/experts/topics/eic\\_issuing\\_office/w-codes.html](http://www.swissgrid.ch/content/swissgrid/en/home/experts/topics/eic_issuing_office/w-codes.html)
- Swissgrid. (2015). *SDL mit KEV-Anlagen*. Abgerufen am 27. Januar 2016 von SDL mit KEV-Anlagen: [https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/experts/ancillary\\_services/prequalification/AS\\_with\\_feed-in-tarif\\_units\\_de.pdf](https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/experts/ancillary_services/prequalification/AS_with_feed-in-tarif_units_de.pdf)
- Swissgrid. (2016 (a)). *Tertiärregelung*. Von Tertiärregelung: [www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/experts/topics/ancillary\\_services/tenders/tertiary-control-power.html](http://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/experts/topics/ancillary_services/tenders/tertiary-control-power.html) abgerufen
- Swissgrid. (2016). *Aggregierte Energiedaten aus dem Regelblock Schweiz*. (Swissgrid, Herausgeber) Abgerufen am 20. 06 2016 von Aggregierte Energiedaten aus dem Regelblock Schweiz: [https://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/experts/topics/energy\\_data\\_ch.html](https://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/experts/topics/energy_data_ch.html)
- Swissgrid. (2016). *Ausschreibungen*. (Swissgrid, Herausgeber) Abgerufen am 20. 06 2016 von Ausschreibungen: [https://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/experts/topics/ancillary\\_services/tenders.html](https://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/experts/topics/ancillary_services/tenders.html)
- von Roon, S., & Gobmaier, T. (2010). *Demand Response in der Industrie. Status und Potenziale in Deutschland*. Abgerufen am 30. 11 2015 von FfE Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: [www.ffe.de/die-themen/erzeugung-und-markt/353-demand-response-in-der-industrie-status-und-potenziale-in-deutschland](http://www.ffe.de/die-themen/erzeugung-und-markt/353-demand-response-in-der-industrie-status-und-potenziale-in-deutschland)
- VSE. (2012). *Wege in die neue Stromzukunft. Gesamtbericht*. Abgerufen am 18. 11 2015 von Wege in die Stromzukunft 2012:

[www.strom.ch/fileadmin/user\\_upload/Dokumente\\_Bilder\\_neu/010\\_Downloads/Stromzukunft/VSE\\_Wege-Stromzukunft\\_Gesamtbericht\\_2012.pdf](http://www.strom.ch/fileadmin/user_upload/Dokumente_Bilder_neu/010_Downloads/Stromzukunft/VSE_Wege-Stromzukunft_Gesamtbericht_2012.pdf)

Weber, A., Beckers, T., Feuss, S., Hirschhausen, von, C., Hoffrichter, A., & Weber, D. (2014). *Potentiale zur Erzielung von Deckungsbeiträgen für Pumpspeicherkraftwerke in der Schweiz, Österreich und Deutschland*. Abgerufen am 18. 11 2015 von Datenbank Energieforschung:  
<http://www.bfe.admin.ch/dokumentation/energieforschung/index.html?lang=de#>

Werlen, K., Vicentini, M., Mutzner, S., & Bolli, S. (2014). *Virtual Power Plant Biogas Schweiz, Wirtschaftlichkeitsstudie für die Verwertung der Flexibilität in einem Pool von Biogasanlagen - Schlussbericht*. Abgerufen am 30. 11 2015 von BFE. Datenbank Energieforschung:  
[www.bfe.admin.ch/dokumentation/energieforschung/index.html?lang=de#suchergebnisse](http://www.bfe.admin.ch/dokumentation/energieforschung/index.html?lang=de#suchergebnisse)

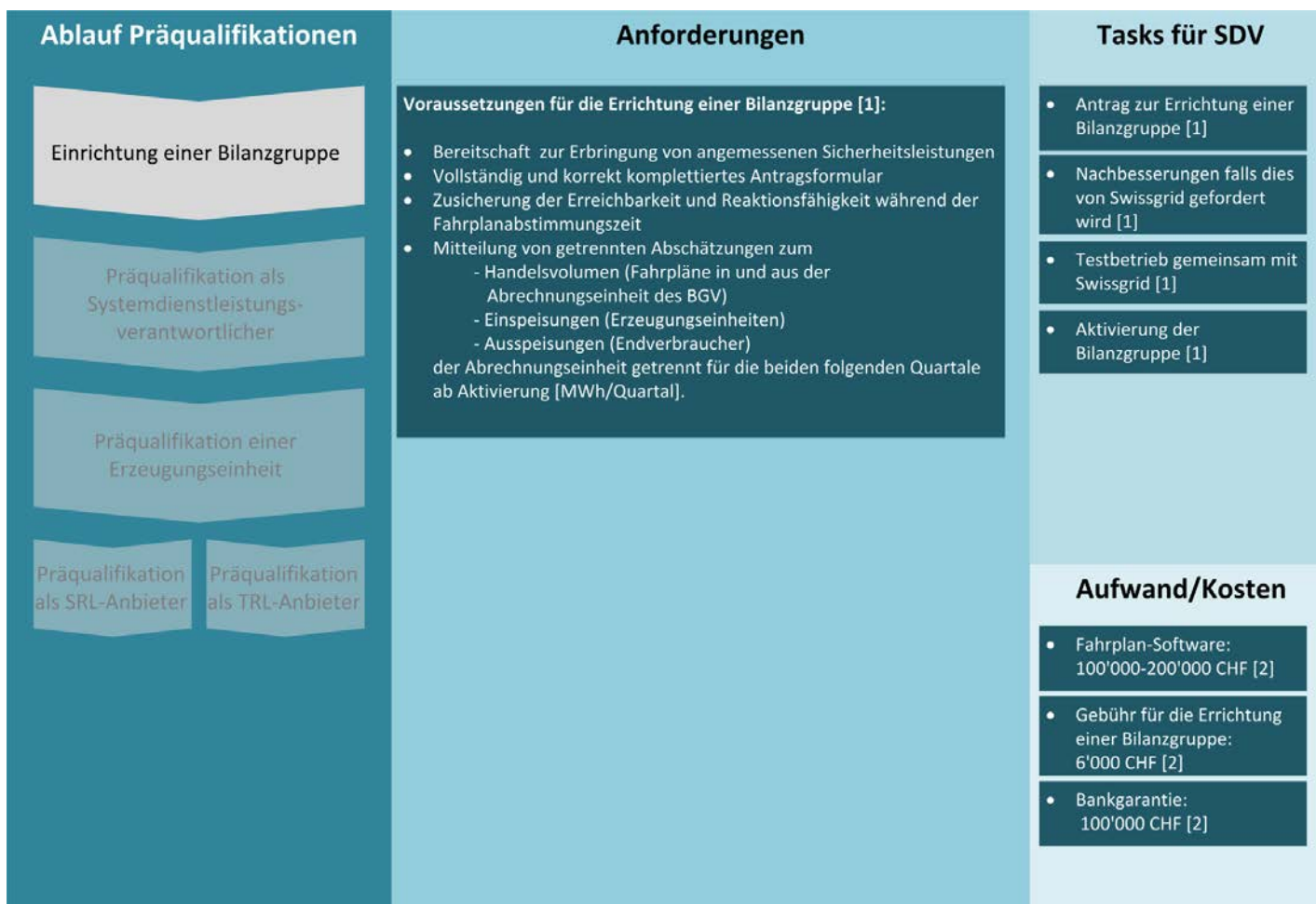
*Wikipedia, Risiko*. (2015). Abgerufen am 10. August 2015 von Wikipedia:  
[de.wikipedia.org/wiki/Risiko#Wirtschaftswissenschaft](http://de.wikipedia.org/wiki/Risiko#Wirtschaftswissenschaft)

Zahnd, U. (2016). *Regelpooling mit landwirtschaftlichen Biogasanlagen*. Horw.

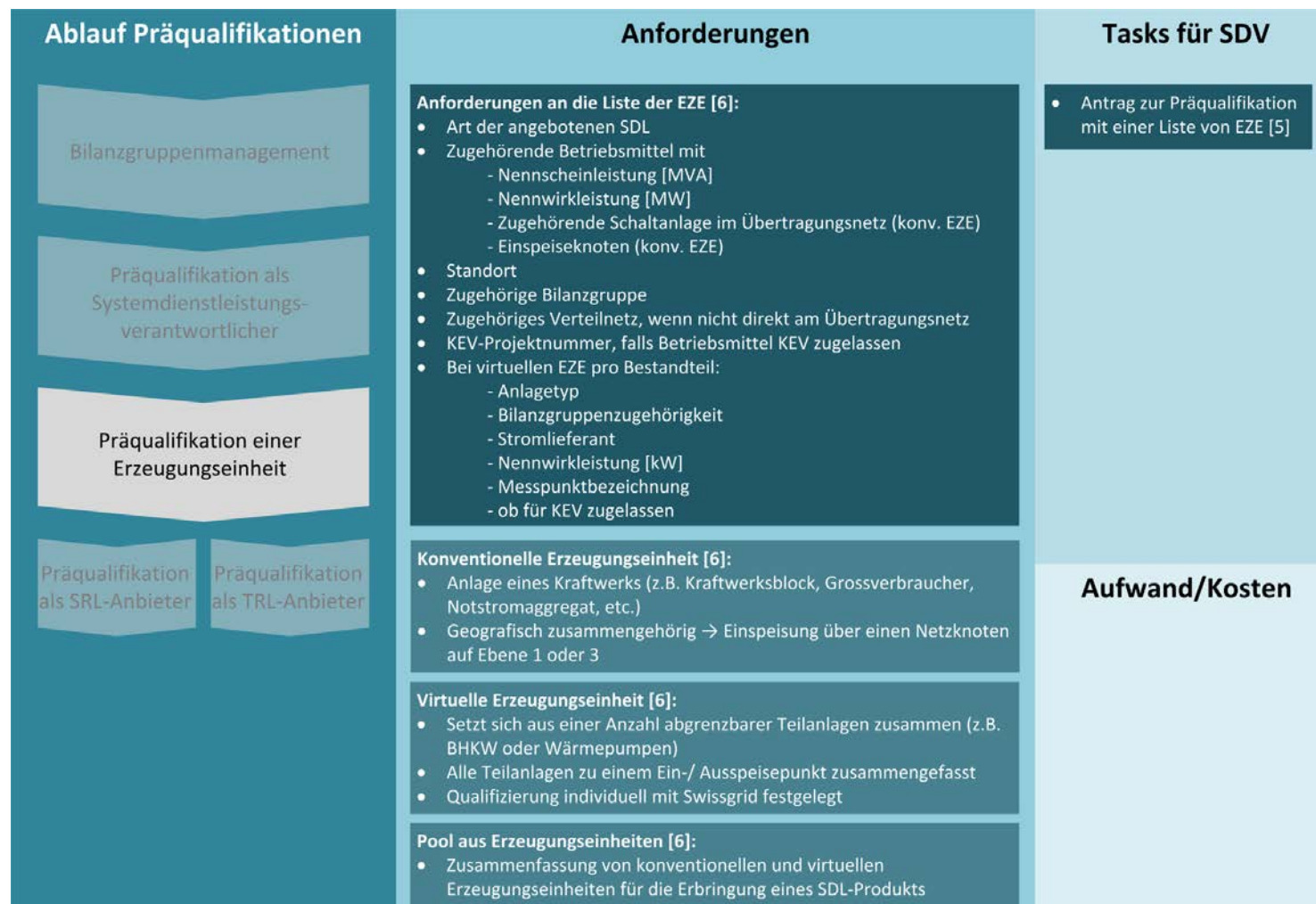
## **Anhang A**

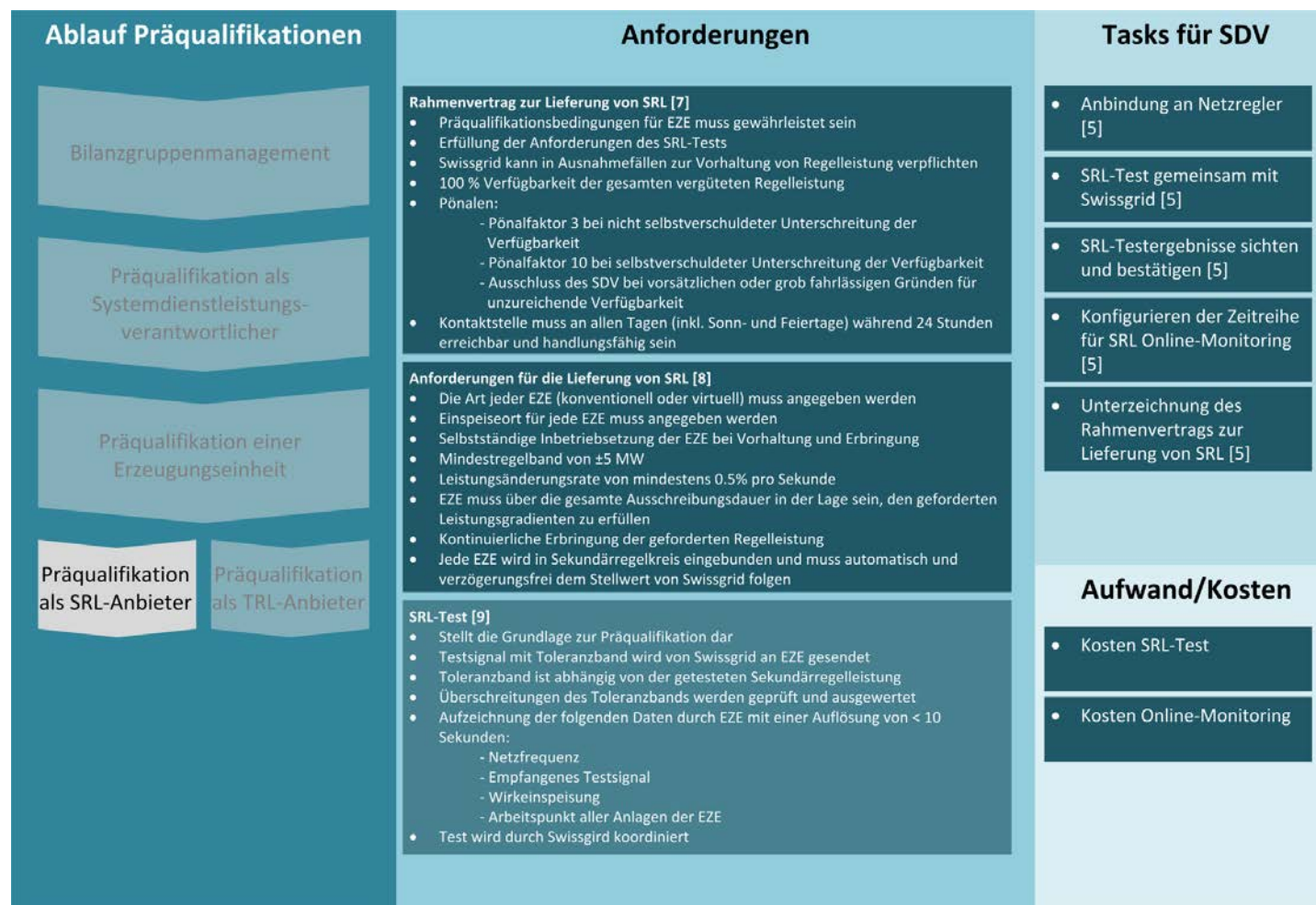
- A1. Präqualifikationsverfahren
- A2. Anbindung an Regelpool
- A3. Beurteilungsmatrix für das Clustering
- A4. Herleitung von Trends im Regelleistungsmarkt
- A5. Vorgehen zur Verifikation

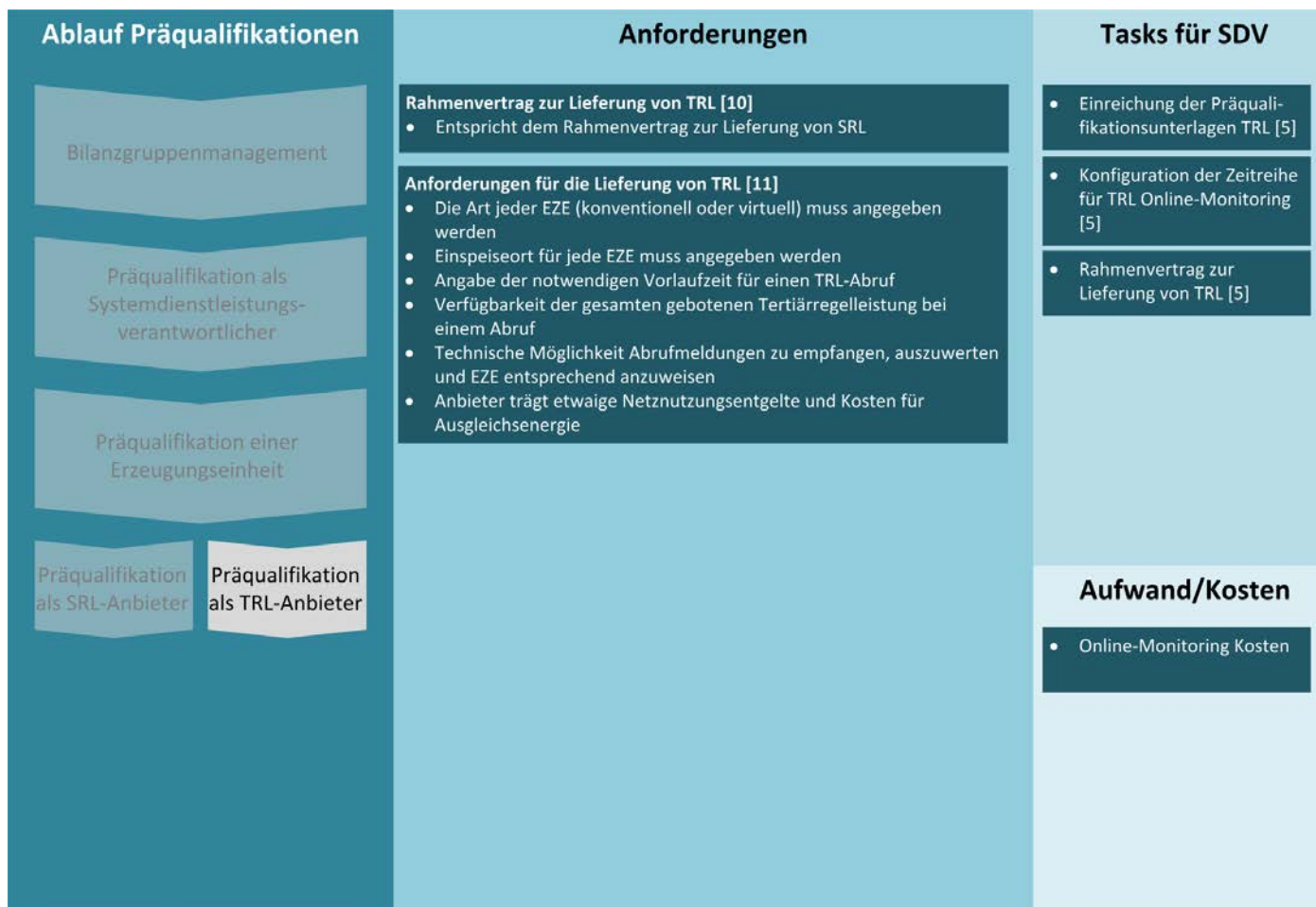
## A1. Präqualifikationsverfahren



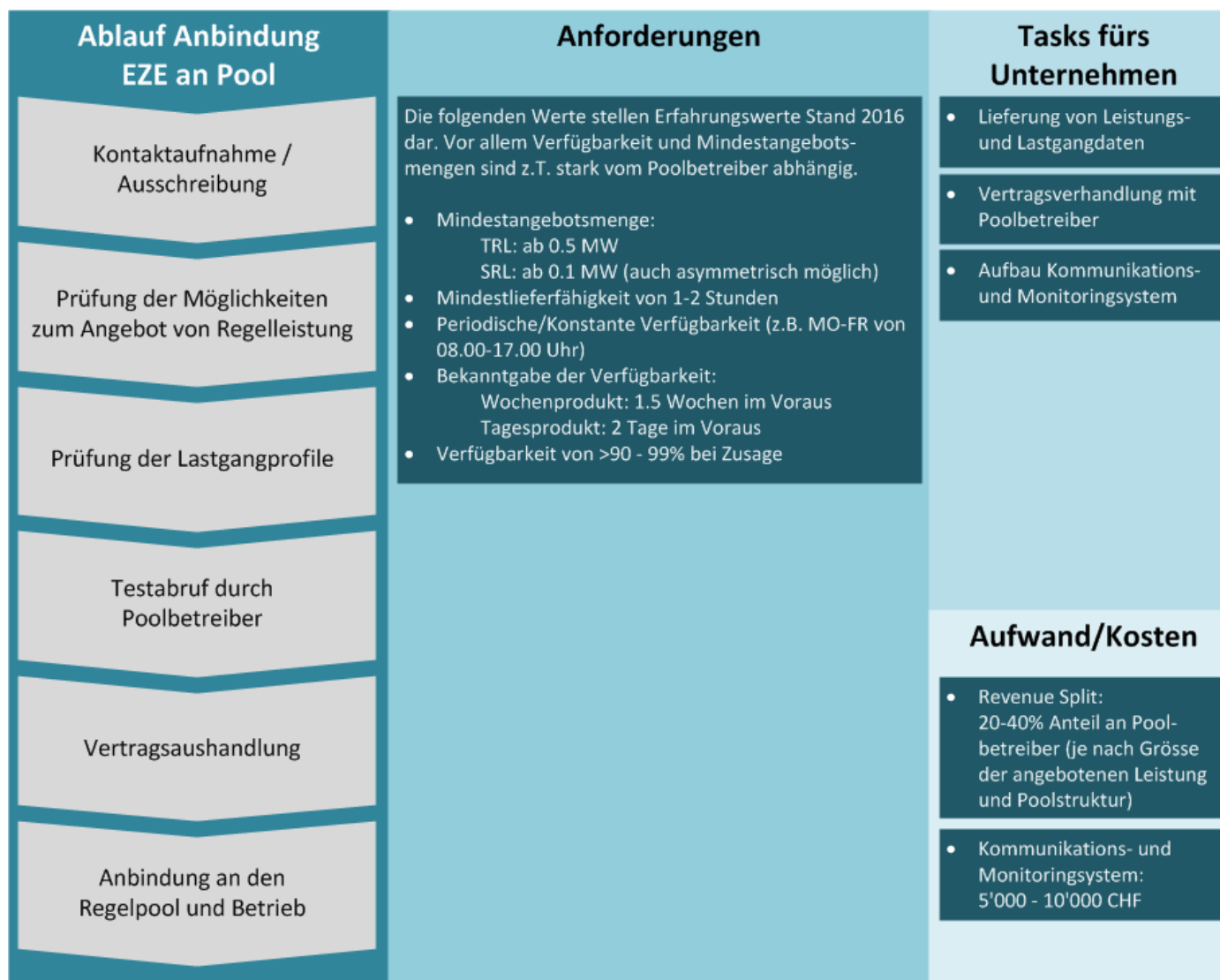








## A2. Anbindung an Regelpool



**A3. Beurteilungsmatrix für das Clustering der Erzeugungseinheiten**

	Verschleiss	Produktionsverluste	Stand-by-Kosten (Personal, Energie)	Einspeisevergütung	Energiekosten (pro Abruf)	Erfüllte Charakteristik SRL	positiv / negativ
Dampfturbine 1	1.0	1.0	1.0	0.5	1.0	4.0	4.0
Dampfturbine 2	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	4.0	4.0
Produktionsanlage 10	1.0	1.0	1.0	0.0	0.0	0.0	4.0
Erzeuger 1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	4.0	4.0
Notstromaggregat 1	1.0	1.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Notstromaggregat 2	1.0	1.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Notstromaggregat 3	1.0	1.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Notstromaggregat 4	1.0	1.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Notstromaggregat 5	1.0	1.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Notstromaggregat 6	1.0	1.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Notstromaggregat 7	1.0	1.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Notstromaggregat 8	1.0	1.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Produktionsanlage 1	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Produktionsanlage 10	1.0	1.0	1.0	0.0	1.0	0.0	0.0
Produktionsanlage 11	1.0	1.0	1.0	0.0	1.0	4.0	0.0
Produktionsanlage 11	1.0	1.0	1.0	0.0	0.0	4.0	4.0
Produktionsanlage 12	1.0	0.0	0.5	0.0	1.0	0.0	0.0
Produktionsanlage 2	1.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.0
Produktionsanlage 3	0.0	1.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Produktionsanlage 4	1.0	1.0	1.0	0.0	1.0	0.0	0.0
Produktionsanlage 5	1.0	1.0	1.0	0.0	1.0	0.0	0.0
Produktionsanlage 6	1.0	1.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Produktionsanlage 7	1.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0
Produktionsanlage 8	0.0	1.0	1.0	0.0	0.0	4.0	4.0
Produktionsanlage 9	0.0	1.0	1.0	0.0	0.0	4.0	4.0

#### **A4. Herleitung von Trends im Regelleistungsmarkt**

bis Tabelle 31 enthalten die Referenzen der in Kap. 2.5 aufgeführten Trends zu den Umfeld Faktoren

- Konjunktur, Energienachfrage,
- Steuerbarkeit von Erzeugung und Verbrauch,
- Prosumerverhalten,
- Marktregeln in der Schweiz,
- Internationalisierung,
- Energiepreise,
- Technologische Entwicklung,
- Energiespeicherkapazität (zentral/dezentral),
- Politik/Rechtliches,
- Umweltbelastung, Ressourcenknappheit und
- Versorgungssicherheit.

Tabelle 24: Konjunktur, Energienachfrage

Quelle	Literatur	Trends
(BFE, Positionspapier zu 'Smart Grids', 2010)	„Steigende Nachfrage, die Rohstoffverknappung und der Klimawandel stellen das globale Energiesystem vor grosse Herausforderungen.“ (S. 1)	<ul style="list-style-type: none"> <li>➔ Durchschnittliches jährliches BIP Wachstum von 1.2%.</li> <li>➔ Wirtschaft entwickelt sich weiterhin zu einer hochtechnologischen Industrie- und Dienstleistungsgesellschaft.</li> <li>➔ Die Energiestrategie 2050 führt zu einem Wohlfahrtsgewinn.</li> <li>➔ Steigende Energienachfrage.</li> </ul>
(BFE (a), 2013)	<p>„Das Seco hat basierend auf den Bevölkerungsszenarien des BFS eine durchschnittliche jährliche Zuwachsrate des BIP von 1,2% geschätzt. Gegenüber 2010 wächst das BIP (real zu Preisen von 2010) bis 2050 um rund 46%.“ (S. 4)</p> <p>„Die Szenarien schreiben den Trend hin zu einer hochtechnologischen Industrie- und zur Dienstleistungsgesellschaft fort.“ (S. 4)</p>	
(Bundesrat, Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 (Revision des Energierechts) und zur Volksinitiative «Für den geordneten Ausstieg aus der Atomenergie (Atomausstiegsinitiative)», 2015)	„Wird bei den Berechnungen der Sekundärnutzen berücksichtigt, resultiert aufgrund der Energiestrategie 2050 gar ein Wohlfahrtsgewinn. Die Energiestrategie 2050 trägt – trotz allfällig erforderlicher Strom- oder Gasimporte für die Stromerzeugung – dazu bei, die derzeit hohe Auslandabhängigkeit insgesamt zu reduzieren.“ (S. 7566)	
(VSE, 2012)	„Die Nachfrage nach Primärenergien wird bis 2035 demgemäss in den OECD-Ländern durchschnittlich pro Jahr um 1,3 % zunehmen. Anders sieht die Zunahme in Staaten wie China oder Indien aus. Diese werden im selben Zeitraum jährlich 2 bis 3,1 % mehr Primärenergien beanspruchen.“ (S.15)	



Tabelle 25: Energiepreise

Quelle	Literatur	Trends
(BFE, Positionspapier zu 'Smart Grids', 2010)	„Neue Tarifmodelle (z.B. dynamische Tarifierung)“ (S. 8)	<ul style="list-style-type: none"> <li>➔ Systemwechsel zu dynamischer Tarifierung als Möglichkeit.</li> <li>➔ Der Anteil der Energiekosten am BIP nimmt ab.</li> <li>➔ Ölpreise steigen künftig moderat.</li> <li>➔ Kohlepreise sinken leicht.</li> <li>➔ Gaspreise bleiben stabil.</li> </ul>
(Bundesrat, Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 (Revision des Energierechts) und zur Volksinitiative «Für den geordneten Ausstieg aus der Atomenergie (Atomausstiegsinitiative)», 2015)	„Der Anteil der Energiekosten am BIP nimmt von heute knapp 6 Prozent voraussichtlich sogar weiter ab.“ (S. 7566)	
(VSE, 2012)	<p>„Die Ölpreise entwickeln sich moderat, denn der heutige Ölpreis ist wegen der politischen Situation (Irakkrise, arabischer Frühling etc.) und hoher Nachfrage relativ hoch. Wenn mittelfristig Angebote aus Nicht-OPEC-Staaten (Kanada, USA, Kolumbien, Brasilien) auf den Markt kommen, drücken diese den Preis tendenziell. Später wird wegen steigender Produktionskosten von wieder moderat steigenden Preisen ausgegangen. Die Unsicherheiten sind hier relativ hoch.“ (S. 16)</p> <p>„Die Kohlepreise sinken leicht, denn aufgrund der zurzeit starken Nachfrage (China, Indien) und gleichzeitig hoher Investitionen in Produktionskapazitäten wird bis Anfang / Mitte der 2020er-Jahre ein Preisrückgang erwartet. Danach folgt ein moderater Anstieg wegen der steigenden Produktionskosten. Schliesslich ist Kohle vielfältig verfügbar.“ (S. 16)</p> <p>„Die Gaspreise bleiben gemäss Prognose anfangs relativ konstant, ein Anstieg wird für die Zeit nach 2025 prognostiziert. Dies wegen des derzeitigen Angebotsüberschusses, der sich aus der Verfügbarkeit von Flüssiggas-kapazitäten und unkonventionellem Gas ergibt. Die Produktion aus unkonventionellem Erdgas wird mittel- bis langfristig steigen. Ein späterer Anstieg der Gaspreise ist zum Beispiel wegen einer zukünftig wieder knapperen Nachfrage- / Angebotsverhältnisses und einer Rückkehr zur Ölpreisindexierung nicht auszuschliessen. Abzuwarten bleibt der Einfluss der Klimaschutzpolitik auf den Gaspreis.“ (S. 16)</p>	



Tabelle 26: Steuerbarkeit von Erzeugung und Verbrauch, Prosumerverhalten

Quelle	Literatur	Trends
(BFE, Positionspapier zu 'Smart Grids', 2010)	<p>„Den Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) kommt eine Schlüsselrolle beim gegenseitigen Informationsaustausch zu.“ (S. 1)</p> <p>„Es müssen neue Lösungen gefunden werden, die den Anforderungen des Wandels zu liberalisierten Märkten und dezentralen Erzeugungsstrukturen sowie zu volatiler erneuerbarer Einspeisung und Elektromobilität Rechnung tragen.“ (S. 1) „Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien“ (S. 8)</p> <p>Datenschutz (S. 8)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➔ Starker Ausbau nEE erhöht die Erzeugungs-Volatilität in der EU.</li> <li>➔ Ab ca. 50% Anteil der nEE an der Elektrizitätsproduktion in den DACH Ländern steigt auch der Bedarf an Speicherkapazitäten.</li> <li>➔ Anstieg der Elektromobilität.</li> <li>➔ Liberalisierung des Energiemarktes.</li> <li>➔ Es wird mit einer deutlichen Kostendegression von Li-Ionen-Batterien gerechnet.</li> <li>➔ Intelligente Systeme durchdringen weitere Lebensbereiche (ubiquitäre Intelligenz).</li> <li>➔ Steigende Sensibilisierung für Fragen des Datenschutzes.</li> <li>➔ Explizite Verankerung des Rechts zum Eigenverbrauch von Strom.</li> <li>➔ Der Endkunde strebt nach bilanzieller Energieautarkie.</li> </ul>
(Hewicker, et al., 2013)	<p>„Laut der in diesem Bericht vorgestellten Prognose wird zukünftig eine deutliche Kostendegression insbesondere von Lithium-Ionen-Batterien erwartet. Eine deutliche, wenn auch weniger starke Kostendegression wird auch für andere Batterietechnologien prognostiziert, während bei Pump- und Druckluftspeichern mit weitgehend konstanten Kosten zu rechnen ist.“ (S. 5)</p>	
(Bundesrat, Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 (Revision des Energierechts) und zur Volksinitiative «Für den geordneten Ausstieg aus der Atomenergie (Atomausstiegsinitiative)», 2015)	<p>Explizite Verankerung des Rechts zum Eigenverbrauch von Strom. [...]</p>	
(VSE, 2012)	<p>„Der wohl wichtigste Aspekt in den Überlegungen zum Ausbau der Netzinfrastruktur ist der zunehmende Anteil an Strom aus erneuerbaren Energien, der unregelmässig ins Netz eingespeist wird. Gemäss dem Netzinfrastrukturbericht erwartet die EU, dass 2020 rund 12 % der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von Offshore-Anlagen in den nördlichen Meeren stammen. Hinzu kommt der Anteil aus auf dem Festland errichteten Windparks sowie aus Photovoltaikanlagen aus Südeuropa.“ (S. 19)</p>	

Tabelle 27: Technologische Entwicklung

Quelle	Literatur	Trends
(BFE, Positionspapier zu 'Smart Grids', 2010)	<p>„Den Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) kommt eine Schlüsselrolle beim gegenseitigen Informationsaustausch zu.“ (S. 1)</p> <p>„Im Gerätebereich geht es darum, das Einsparpotenzial aufgrund des Einsatzes so genannter «Smart Grid ready»-Geräte zu nutzen sowie das Energiemanagement des Haushaltes («Smart Home» bzw. «Smart Living») zu optimieren (z.B. Verbrauchsgewohnheiten, Stand-by, Pumpen-Drehzahlen, Beleuchtung, kein Betrieb ohne Nutzen)“ (S. 4).</p> <p>Zeitabhängige Laststeuerung aufgrund der Energieverfügbarkeit und des Systemzustandes“ (S. 8).</p> <p>Selbstregenerierendes Netz (S. 9).</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➔ Das Energiesystem wird smarter: Laststeuerung, Zählerfernauslesung, smart grid, smart home, bi-direktionale Echtzeitkommunikation, selbstregenerierendes Netz.</li> <li>➔ Intelligente Systeme durchdringen weitere Lebensbereiche (ubiquitäre Intelligenz).</li> <li>➔ Die Energieforschung in Europa fördert insbesondere die Bereiche Wind, Photovoltaik, konzentrierte Sonnenenergie, Brennstoffzellen und Wasserstoff, Meeresenergie, elektrische Netze, Biomasse, Nuklearenergie, CO<sub>2</sub> Abtrennung, Transport und Speicherung (CCS), intelligente Städte, Energiespeicherung und fortgeschrittene Werkstoffe und Prozesse der Energieanwendungen, nukleare Energie (Fusion, Fission).</li> <li>➔ wirtschaftlich einsetzbar.</li> <li>➔ Power to Gas (P2G) kann als Langzeit-Speichertechnologie an Bedeutung gewinnen.</li> <li>➔ Smart meters können wirtschaftlich sinnvoll zu Steuerzwecken eingesetzt werden, falls Rundsteueranlagen zu ersetzen sind.</li> <li>➔ Der Bund investiert in Energieforschung in den Bereichen</li> <li>➔ Energieeffizienz in Gebäuden, Industrie, Mobilität,</li> </ul>
(Kaiser, Hotz-Hart, & Wokaun, 2012)	<p>„Im Rahmen der Bilateralen I beteiligt sich die Schweiz seit 2004 an den Forschungsrahmenprogrammen der Europäischen Union. Im Bereich der Energieforschung ist die Europäische Union besonders aktiv. Im Zentrum steht der „Strategic Energy Technology Plan“ (SET-Plan). Dieser verfolgt das Ziel, anhand von Forschungs- und Umsetzungsprojekten (vor allem P&amp;D-Projekte) die Energieproduktion aus erneuerbaren Energieträgern zu erhöhen, den CO<sub>2</sub>-Ausstoss aus fossil befeuerten Grosskraftwerken zu reduzieren (Carbon Capture and Storage) und das elektrische Netz auf die zunehmenden dezentralisierten Einspeisungen vorzubereiten. Er ist das zentrale Instrument der EU zur Erreichung der von ihr gesteckten klimapolitischen Ziele 2020. Das 7. Forschungsrahmenprogramm der EU ist eine der wichtigsten Finanzierungsquellen dieses Plans.</p> <p>Im Rahmen des SET-Plans werden sieben „European Industrial Initiatives“ in folgenden Themenbereichen verfolgt: Wind, Photovoltaik und konzentrierte Sonnenenergie, elektrische Netze, Biomasse, Nuklearenergie sowie CO<sub>2</sub> Abtrennung, Transport und Speicherung (CCS). Dafür ist von der EU bis 2020 der Einsatz von rund 60 Milliarden Euro vorgesehen.“ (S. 32)</p> <p>„Eine Grosszahl von Organisationen der Energieforschung in Europa hat sich zum Europäischen Energieforschungsbündnis (EERA) zusammengeschlossen, um noch effizienter und effektiver forschen zu können. Dieses will seine Aktivitäten in gemeinsamen Forschungsprogrammen koordinieren. Mittlerweile arbeiten innerhalb des EERA mehr als 2000 Forscher aus 150 Organisationen und Institutionen – u.a. aus der Schweiz auch das PSI – mit einem Investitionsvolumen von über 200 MEUR zusammen. Es besteht die klare Absicht zum grosszügigen weiteren Ausbau. Die thematischen Schwerpunkte sind: Solarenergie, Brennstoffzellen und Wasserstoff, Meeresenergie, intelligente Städte, Energiespeicherung und fortgeschrittene Werkstoffe und Prozesse der Energieanwendungen. Zusammen mit bereits laufenden Forschungsprogrammen deckt das EERA alle Themengebiete des SET-Planes ab.“ (S. 33)</p> <p>„Neben dem oben beschriebenen Forschungsrahmenprogramm ist die Schweiz seit 1978 an der Europäischen Fusionsforschung und seit 2004 auch am Euratom Rahmenprogramm assoziiert. Letzteres</p>	

Quelle	Literatur	Trends
	umfasst den gesamten nuklearen Forschungsbereich, also neben der Fission (Kernspaltung) auch die Fusion und die nuklearen Aktivitäten des Joint Research Center (JRC). Mit dem Start des ITER-Projektes hat sich die Fusionsforschung budgetmässig als wichtigster der drei Bereiche entwickelt. Mittlerweile, auch aufgrund der anstehenden Vertragsvergabe im europäischen Teil von ITER, liegt zwischen den Fusions- und den Fissionsbeiträgen ein Faktor zehn <sup>9</sup> . Die Beteiligungsregeln in den drei Programmteilen von Euratom sind unterschiedlich.' (S. 33)	<ul style="list-style-type: none"> <li>➔ Biomasse, Geothermie, Wasserkraft</li> <li>➔ Netze, Speicherung.</li> <li>➔ Organic Rankine Cycle (ORC) ist an verschiedenen Hochtemperaturquellen wirtschaftlich einsetzbar.</li> <li>➔ Power to Gas (P2G) gewinnt als Langzeit-Speichertechnologie an Bedeutung.</li> </ul>
(Galus, et al., 2015)	„Smart Metering Systeme erschliessen zudem Effizienzpotenziale in der Produktions- und Netzplanung. Funktionalitäten im Bereich der Steuerung sind möglich, verursachen aber hohe Mehrkosten insbesondere bei einer flächendeckenden Einführung. Nur in Einzelfällen können diese gerechtfertigt und effizient sein, z. B. bei dem Ersatz einer in die Jahre gekommen Rundsteuerung.“ (S. 6)	
(Bundesrat, Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 (Revision des Energierechts) und zur Volksinitiative «Für den geordneten Ausstieg aus der Atomenergie (Atomausstiegsinitiative)», 2015)	„Die Entwicklung von Energiespeichern wird sowohl durch verstärkte Forschung gefördert als auch durch die Anreizwirkung der Vergütung von steuerbarer Produktion“ (S. 7597) „Im Rahmen der Energiestrategie 2050 wurden vom Parlament zusätzliche 202 Millionen Franken für den Kapazitätsaufbau bei der Schweizer Energieforschung gesprochen (Periode 2013–2016). Im Wesentlichen werden diese Finanzmittel für den Aufbau von Kompetenzzentren eingesetzt, die entweder der Reduktion von Treibhausgasen (Energieeffizienz in Gebäuden, Industrie, Mobilität), der Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Biomasse, Geothermie, Wasserkraft) oder der Integration erneuerbarer Energie ins elektrische Netz (Netze, Speicherung) dienen.“ (S. 7604)	
(VSE, 2012)	Der grösste Anteil der Schweizer Stromproduktion wird der Wasserkraft zugeschrieben. Das Ausbaupotenzial für Wasserkraftanlagen ist praktisch ausgereizt, wobei insbesondere Pumpspeicherwerke an Bedeutung gewinnen werden. Diese können neben der Stromproduktion bei Spitzenlasten, auch zur Speicherung von Stromüberschüssen während Schwachlastzeiten eingesetzt werden. Somit können Pumpspeicherwerke, trotz Energieverlusten, einen sinnvollen Beitrag zur Verwertung von fluktuierenden Einspeisungen leisten und die Flexibilität in der Stromversorgung verbessern. Strom aus Biomasse macht nach Wasserkraft den grössten Anteil der erneuerbaren Stromproduktion aus. Dieser Produktionsart wird langfristig ein Ausbaupotenzial von bis zu 4 TWh zugeschrieben, wobei die grössten Herausforderungen in der gesellschaftlichen Akzeptanz, der Rentabilität sowie der Standortsuche bestehen. Der Anteil der Stromproduktion mittels Photovoltaik ist heute vernachlässigbar klein. Das Ausbaupotenzial wird je nach Entwicklungsszenario auf zwischen 0.8 und 14 TWh geschätzt, wobei die Rentabilität der Anlagen, sowie die verwendbaren Gebäudeflächen, die wichtigsten Einflussfaktoren für den Ausbau sind. Mit 0.1% Anteil liefert heute die Stromproduktion mittels Windenergie	

Quelle	Literatur	Trends
	<p>ebenfalls noch einen sehr geringen Beitrag. Langfristig wird jedoch mit einem Produktionspotenzial von bis zu 4 TWh gerechnet. Die Akzeptanz für Windkraftanlagen ist aufgrund der hohen Geräuschemissionen und der Schädigung des Landschaftsbilds jedoch problematisch. Wärme-Kraft-Kopplung wird definiert durch die gleichzeitige Produktion von Strom und Nutzwärme. Die WKK-Anlagen tragen heute rund 2% zur Schweizer Stromproduktion bei. Langfristig wird ein Produktionspotenzial von 6 TWh abgeschätzt. Ebenfalls 2% Anteil liefern Gaskombikraftwerke. Bei dieser Stromerzeugungsart wird die Abwärme der Gasturbine zur Erzeugung von Dampf genutzt, welcher wiederum turbinert wird. Das Potenzial dieser Technologie wird langfristig auf 20 TWh beziffert. Die Potenzialentwicklung wird durch die tiefen Gestehungskosten gefördert, jedoch leidet die gesellschaftliche Akzeptanz aufgrund der erhöhten CO<sub>2</sub>-Emission und der ausländischen Gasabhängigkeit. Den zweitgrössten Anteil zur Stromproduktionsmenge liefert die Kernenergie. Insbesondere im wasserarmen Winterhalbjahr ist die Produktion von Kernkraftwerken essenziell. Aufgrund der politischen Rahmenbedingungen besteht jedoch für die Kernenergie kein Zukunftspotenzial (S. 50-59)</p> <p>Es wurden drei verschiedene Szenarien zur Stromversorgung bis 2035/2050 erstellt, welche als Basis für künftige politische und unternehmerische Grundsatzentscheide dienen sollen.</p> <p>In Szenario 1 wird von moderat verstärkten energiepolitischen Zielen ausgegangen. Die Stromeffizienz wird erhöht und es erfolgt ein Ausbau der erneuerbaren und dezentralen Stromproduktion. Es wird von einer Steigerung der Stromnachfrage bis 2050 um 25% ausgegangen, welche in dem Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstum, Substitutionseffekten im Wärmemarkt und in der Elektromobilität gründet. 2050 beträgt die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien 13TWh, was durch eine Verstärkung der energiepolitischen Instrumente erreicht wird. Die wegfallenden Kernkraftkapazitäten werden in diesem Szenario durch Importe und Gaskombikraftwerke kompensiert. Die Gaskombikraftwerke sind weiter, nebst Wasserkraftwerken und Importen, für die Sicherheit und Stabilität der Versorgung verantwortlich (S. 70).</p> <p>In Szenario 2 wird von sehr ambitionierten Zielen in Bezug auf die Reduktion des Treibhausgasausstosses ausgegangen. Es wird ein Anstieg des Stromverbrauchs bis 2050 um 15% prognostiziert. Der geringere Verbrauchsanstieg wird, im Gegensatz zu Szenario 1, durch energie- und stromeffizienzsteigernde Massnahmen in den Sektoren Haushalt und Dienstleistung erzielt. Die erneuerbaren Energien leisten mit 23 TWh den grössten Beitrag zur Stromversorgung. Weiter wird, wie in Szenario 1, die wegfallende Kernkraftkapazität durch Gaskombikraftwerke und starke Importe kompensiert. Die zunehmend stochastische Einspeisung, insbesondere aus der Solarenergie, führt zu höheren Preisen für Systemdienstleistungen (S. 71).</p> <p>Im Szenario 3 sind die energie- und umweltpolitischen Ziele bedeutend höher gesteckt, als in den anderen beiden Szenarien. Diese fordern massive Veränderungen der gesellschaftlichen Werte. Dabei</p>	

Quelle	Literatur	Trends
	wird im Jahr 2050 von einer 100 % Stromversorgung aus erneuerbaren Energien ausgegangen. Bis dahin wird die Differenz zwischen inländischer Produktion und Verbrauch durch den Import von erneuerbaren Energien gedeckt. Um diesen ambitionierten Zielen Rechnung zu tragen, sind entscheidende Förderungsmassnahmen notwendig. In Szenario 3 sinkt der Jahresverbrauch 2050 um 7% gegenüber 2011. Dazu wird die Stromeffizienz in sämtlichen Sektoren gefördert. Die Stromimporte steigen bis 2035 stärker als in den Szenarien 1 und 2, da die inländischen Kapazitäten bis dahin fehlen. Bis 2050 übersteigt jedoch die inländische Produktion den Bedarf, was zu einem negativen Importsaldo führt. Auch in diesem Szenario werden die Versorgungssicherheit und Stabilität durch Wasserkraftanlagen und Importe gewährleistet, wobei auf die steigenden Risiken eines komplexer werden Systems hingewiesen werden muss. Durch die Zunahme stochastischer Einspeisungen werden die Preise für Systemdienstleistungen erhöht. Veränderungen in der Auslastung und Fahrweise der Anlagen (besonders der Pumpspeicherkraftwerke) werden durch die kaum steuerbaren Anlagen verursacht (S. 72-73).	
(Berger, 2015)	SteamTrac / SteamDrive an verschiedensten Hochtemperaturwärmequellen wirtschaftlich einsetzbar.	
(Doran, 2015)	Zur Umsetzung der Energiewende ist mittel- bis langfristig Speicherbedarf im TWh Bereich notwendig. Die Gasverteilnetze können im Zusammenhang mit einer P2G Anlage einen wesentlichen Beitrag zur Deckung des Speicherbedarfs leisten.	

Tabelle 28: Energiespeicherkapazität (zentral/dezentral)

Quelle	Literatur	Trends
(Hewicker, et al., 2013)	<p>„Laut der in diesem Bericht vorgestellten Prognose wird zukünftig eine deutliche Kostendegression insbesondere von Lithium-Ionen-Batterien erwartet. Eine deutliche, wenn auch weniger starke Kostendegression wird auch für andere Batterietechnologien prognostiziert, während bei Pump- und Druckluftspeichern mit weitgehend konstanten Kosten zu rechnen ist“ (S. 5).</p> <p>„Für den Zeitraum (ab 2020) bis 2050 ist jedoch vor allem für ländliche Netze ein technisch bedingter Speicherbedarf zur Vermeidung unzulässiger Netzüberlastungen zu erwarten“ (S. 6).</p> <p>„Gemäss der Ergebnisse der Marktsimulationen ist langfristig mit einem substantiellen Einsatz dezentraler Speicher im Grosshandelsmarkt zu rechnen“ (S. 7).</p> <p>„Insgesamt bleibt die Bedeutung dezentraler Speicher für das Schweizer Stromversorgungssystem auch im Jahr 2050 begrenzt“ (S. 8).</p>	<p>➔ Es wird mit einer deutlichen Kostendegression von Li-Ionen-Batterien gerechnet.</p> <p>➔ Ab 2020 ist mit steigendem dezentralem Speicherbedarf zur Vermeidung von Netzüberlastungen zu rechnen. Die Bedeutung dezentraler Speicher für das Schweizer Stromversorgungssystem bleibt aber bis zum Jahr 2050 begrenzt.</p> <p>➔ Im Jahr 2016 kommt das Pumpspeicherkraftwerk Linthal (1000MW) mit einer ersten Stufe ans Netz.</p> <p>➔ Im Jahr 2018 nimmt das Pumpspeicherkraftwerk Nant-de-Drance (900MW) den Betrieb auf.</p> <p>➔ Mittel- bis längerfristig, bei einem mehr als 50% Ausbau Erneuerbarer Energie, steigt der Nutzen von PSKWs (Pumpspeicher Kraftwerken) für die Stromnetzstabilisierung markant.</p>
(Hildmann, Pirker, Schaffner, Spreng, & Ulbig, 2014)	<p>„In den kommenden 10 Jahren, im Mittelfristscenario mit einem ca. 40%igen EE-Elektrizitätsanteil in den DACH-Ländern, ist der Einfluss von PSKW zur verbesserten Netz-/Marktintegration von EE-Stromproduktion gering. Die bereits im System vorhandene operative Flexibilität, z.B. in Form von flexiblen thermischen Kraftwerken, ist noch hinreichend gross. In den kommenden 20 Jahren, im Langfristszenario mit einem ca. 50%igen EE-Elektrizitätsanteil in den DACH-Ländern, helfen PSKW bei der Netz-/Marktintegration von EE-Stromproduktion.</p> <p>Im weiter entfernten Zeitbereichen, über 20 Jahre hinaus bei einem mehr als 60%igen EE-Elektrizitätsanteil in den DACH-Ländern, ist laut der vorliegenden Teilstudie ein stark ansteigender Nutzen von PSKW und der durch diese bereitgestellte Flexibilität zu erwarten.“ (S. 3)</p>	
(Axpo, 2015)	Inbetriebnahme der Maschinengruppe 1 Anfangs 2016; Inbetriebnahme der restlichen Maschinen- gruppen 2-4 im Verlauf des Jahres 2016.	
(Alpiq, 2015)	Die Inbetriebnahme des Kraftwerks Nant de Drance wird ab 2018 etappenweise erfolgen.	

Tabelle 29: Politik, Rechtliches, Marktregeln CH

Quelle	Literatur	Trends
(BFE, Positionspapier zu 'Smart Grids', 2010)	<p>„Es müssen neue Lösungen gefunden werden, die den Anforderungen des Wandels zu liberalisierten Märkten und dezentralen Erzeugungsstrukturen sowie zu volatiler erneuerbarer Einspeisung und Elektromobilität Rechnung tragen.“ (S. 1)</p> <p>Datenschutz (S. 8)</p> <p>„Seit 2007 verhandeln die Schweiz und die EU über ein bilaterales Abkommen im Strombereich, seit September 2010 neu auf der Basis des 3. europäischen Energiebinnenmarktpakets. Es wird ein eigenständiges und erweiterbares Energieabkommen angestrebt, das zunächst auf den Strombereich und die erneuerbaren Energien begrenzt ist und in späteren Verhandlungen auf weitere Themen wie Energieeffizienz oder Energieinfrastrukturen ausgedehnt werden kann.“ (S. 15)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➔ Energiestrategie 2050 des Bundes unterstützt den schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie.</li> <li>➔ Energieeffizienz soll im Rahmen der Energiestrategie 2050 des Bundes erhöht werden.</li> <li>➔ Energiegewinnung aus Wasserkraft soll im Rahmen der Energiestrategie 2050 des Bundes um rund 10 % gegenüber 2010 erhöht werden. Pumpspeicherung soll um 10 TWh erhöht werden.</li> </ul>
(Hewicker, et al., 2013)	<p>„Der Bundesrat hat am 04.09.2013 in einer Botschaft an das Parlament geplante Massnahmen im Rahmen der Energiestrategie 2050 vorgestellt. Die Energiestrategie ist das Resultat einer über zwei Jahre dauernden Vorbereitungs- und Vernehmlassungsphase und legt Ziele für den schrittweisen Umbau der Schweizer Stromversorgung bis 2050 fest. Bereits 2011 hatten Bundesrat und Parlament den schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie beschlossen (kein Neubau, Weiterbetrieb der bestehenden Kernkraftwerke, sofern die Betriebssicherheit gewährleistet ist). Die Energiestrategie 2050 verfolgt sieben Stossrichtungen:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Senkung des Energie- und Stromverbrauchs</li> <li>2. Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien</li> <li>3. Sicherstellung des Zugangs zu internationalen Energiemärkten</li> <li>4. Intensivierung der internationalen Zusammenarbeit</li> <li>5. Stärkung der Energieforschung</li> <li>6. Vorreiterrolle der öffentlichen Hand beim Umbau der Energieversorgung</li> <li>7. Aus- und Umbau der elektrischen Netze und der Energiespeicherung“ (S. 30)</li> </ol>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➔ Energiegewinnung aus übrigen Erneuerbaren soll im Rahmen der Energiestrategie 2050 des Bundes auf 22 TWh erhöht werden.</li> <li>➔ Der Restbedarf soll primär durch Wärme-Kraft-Kopplung, sekundär durch Gaskombikraftwerke sowie durch Importe gedeckt werden.</li> <li>➔ Steigende Sensibilisierung für Fragen des Datenschutzes.</li> <li>➔ Ein Abschluss der Verhandlungen zwischen CH und EU zum bilateralen Abkommen im Strombereich ist noch nicht absehbar.</li> </ul>
(Baeriswyl, et al., 2012)	<p>„Als ersten Schritt in Richtung «Smart Grid» sieht das 3. Energiebinnenmarktpaket der EU vor, dass bis in zehn Jahren 80% derjenigen Verbraucher mit intelligenter Zählerinfrastruktur («Smart Metering») ausgerüstet werden müssen, sofern die entsprechende volkswirtschaftliche Bewertung positiv ausfällt. In der Schweiz existieren derzeit keine diesbezüglichen gesetzlichen Vorgaben; verschiedene Motionen zum Thema wurden aber dem Bundesrat bereits überwiesen.“ (S. 39)</p> <p>„Für Messwesen und Informationsprozesse sind die Netzbetreiber verantwortlich (Art. 8 Abs. 1 StromVV). Sie stehen in der Pflicht, den beteiligten Marktakteuren die notwendigen Messdaten und Informationen fristgerecht, einheitlich und diskriminierungsfrei zur Verfügung zu stellen. Diese</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➔ Aus- und Umbau der elektrischen Netze und der Energiespeicher wird beabsichtigt.</li> <li>➔ EU fördert Einführung von intelligenter Zählerinfrastruktur (smart meters). In der Schweiz sind die Kosten einer Einführung von smart meters über die</li> </ul>



Quelle	Literatur	Trends
	Leistungen dürften sie nicht zusätzlich zum Netznutzungsentgelt in Rechnung stellen (Art. 8 Abs. 3 StromVV). Beim Umgang mit den Messdaten haben die Netzbetreiber das informationelle Unbundling nach Art. 10 Abs. 2 StromVG zu beachten. Die besagten Informationen sind vertraulich zu behandeln und dürfen nicht für andere Tätigkeitsbereiche genutzt werden. Widerhandlungen können strafrechtlich geahndet werden (Art. 29 Abs. 1 lit. b StromVG) (S. 59).	<p>Netznutzungsentgelte zu finanzieren.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➔ Liberalisierung des Energiemarktes.</li> <li>➔ Dezentralisierung / Demokratisierung der Erzeugung.</li> <li>➔ Die CO<sub>2</sub> Abgabe wird per 2020 erhöht.</li> <li>➔ Die bestehende KEV wird per 2020 ersetzt durch KEV mit Direktvermarktung.</li> <li>➔ Ab 2020 löst ein Lenkungssystem das gegenwärtige Fördersystem ab.</li> <li>➔ Explizite Verankerung des Rechts zum Eigenverbrauch von Strom.</li> <li>➔ Verzicht auf die Aufnahme weiterer Kehrlichtverbrennungs- und Abwasserreinigungsanlagen sowie Kombianlagen mit fossilen Brenn- oder Treibstoffen in das Einspeisevergütungssystem.</li> <li>➔ Bau und Betrieb von GuD Kraftwerken wird erleichtert.</li> <li>➔ Seit 2013 können 50% der CO<sub>2</sub> Emissionen von Gaskraftwerken durch ausländische Zertifikate gedeckt werden.</li> <li>➔ Der Bund prüft Möglichkeiten zu einer verbesserten Vergütung der Kapazität und Flexibilität von Stromspeichern.</li> <li>➔ Der Energiefahrplan 2050 der EU setzt auf bessere internationale Koordination, Einsparung der Primärenergienachfrage, Steigerung der Stromanteils am Gesamtenergieverbrauch, Dekarbonisierung, erneuerbare Energie, WKK.</li> <li>➔ Die Verhandlungen über das Stromabkommen mit der EU läuft seit 2007 und</li> </ul>
(Kaiser, Hotz-Hart, & Wokaun, 2012)	<p>„Der Bundesrat hat einen schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie beschlossen und das Parlament ist ihm im Grundsatz gefolgt. Die bestehenden Kernkraftwerke sollen noch bis maximal zum Ende ihrer sicherheitsbedingten Laufzeit (mit der angenommenen Basis von 50 Betriebsjahren) Strom produzieren, danach aber ersatzlos vom Netz genommen werden. Für die Umsetzung dieses Ziels hat der Bundesrat seine Energiestrategie 2050 vorgelegt“ (S. 5).</p> <p>„Prioritäten der Energiestrategie des Bundesrats (Entscheid vom 25.5.2011):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Einsparungen durch Erhöhung der Energieeffizienz</li> <li>• Ausbau der Wasserkraft (von 37 TWh 2010 um 3 bis 4 TWh auf 40 TWh bis 2050, inkl. Ausbau der Pumpspeicherung um ca. 10 TWh bis 2050)</li> <li>• Ausbau der übrigen erneuerbaren Elektrizitätserzeugung (von 1,3 TWh 2009) bis zur Ausschöpfung des Potenzials von 22 TWh bis 2050</li> <li>• Deckung des Restbedarfs in dem Ausmass, als erneuerbare Elektrizität nicht oder noch nicht hinreichend zur Verfügung steht, durch zusätzliche fossile Stromproduktion – primär durch Wärme-Kraft-Koppelung (WKK, von 0,8 TWh 2010 auf 8,2 TWh bis 2050), sekundär durch Gaskombikraftwerke – sowie durch Importe.“ (S. 6)</li> </ul>	
(BFE (a), 2013)	<p>„Aufgrund der Entscheide von Bundesrat und Parlament wird die Energiestrategie 2050 etappenweise umgesetzt. Dabei orientiert sich die Energiestrategie 2050 gemäss Bundesratsbeschluss vom 25. Mai 2011 an den mittel- bis langfristigen Zielen des Szenarios „Neue Energiepolitik“. Dieser Schritt erfolgt nicht im schweizerischen Alleingang, sondern aufgrund einer international abgestimmten Energiepolitik“ (S. 1)</p> <p>„Ab dem 1. Januar 2021 soll das heutige Fördersystem (die heutige CO<sub>2</sub>-Abgabe und der Netzzuschlag zur Finanzierung der Vergütungen im Einspeisevergütungssystem) zu einer Energieabgabe zusammen geführt werden.“ (S. 1)</p>	
(Bundesrat, Botschaft zum ersten Massnahmenpaket	„Bundesrat und Parlament haben im Jahr 2011 im Nachgang zur Reaktorkatastrophe von Fukushima einen Grundsatzentscheid für einen schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie gefällt. Demnach	



Quelle	Literatur	Trends
<p>der Energiestrategie 2050 (Revision des Energierechts) und zur Volksinitiative «Für den geordneten Ausstieg aus der Atomenergie (Atomausstiegsinitiative)», 2015)</p>	<p>sollen die bestehenden fünf Kernkraftwerke am Ende ihrer sicherheitstechnischen Betriebsdauer stillgelegt und nicht durch neue Kernkraftwerke ersetzt werden.' (S. 7565)</p> <p>„Mit der Energiestrategie 2050 sollen unter anderem der Endenergie- und der Stromverbrauch reduziert, der Anteil der erneuerbaren Energien erhöht und die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen gesenkt werden. Dies, ohne die bisher hohe Versorgungssicherheit und die preiswerte Energieversorgung in der Schweiz zu gefährden.“ (S. 7565)</p> <p>„Der Bundesrat legt ausserdem ein aufgrund der Stellungnahmen aus der Vernehmlassung bereinigtes erstes Massnahmenpaket vor. Dieses ist auf die kurzfristigen Zielsetzungen für das Jahr 2020 ausgerichtet, entfaltet seine Wirkung aber auch anschliessend. Vorgesehen sind unter anderem eine Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Abgabe mit einer gleichzeitigen Verstärkung des Gebäudesanierungsprogramms sowie ein Umbau der bisherigen kostendeckenden Einspeisevergütung zu einem Einspeisevergütungssystem mit Direktvermarktung. Der Bundesrat setzt in erster Linie auf eine konsequente Erschliessung der vorhandenen Energieeffizienzpotenziale und – unter Wahrung eines ausgewogenen Verhältnisses zwischen Schutz und Nutzen in der Interessenabwägung – in zweiter Linie auf die Ausschöpfung der vorhandenen Potenziale der Wasserkraft und der neuen erneuerbaren Energien.“ (S. 7565)</p> <p>„Für die Zeit nach 2020 wird die Energiepolitik gemeinsam mit der Klimapolitik neu ausgerichtet; mit kohärenten klima- und energiepolitischen Zielsetzungen, die vom Bundesrat unter Berücksichtigung internationaler Zielsetzungen frühzeitig festgelegt werden. Es ist die sukzessive Ablösung des bestehenden Fördersystems durch ein Lenkungssystem vorgesehen, mit einer Energieabgabe und einer Verteilung an Wirtschaft und Bevölkerung.“ (S. 7566-7567)</p> <p>„Das nachhaltig nutzbare Potenzial der erneuerbaren Energien liegt bei geschätzten 24,2 TWh bis 2050. Auf die Photovoltaik fallen dabei 11,1 TWh, auf Wind 4,3 TWh, Biomasse 1,2 TWh, Geothermie 4,4 TWh sowie ARA (Abwasserreinigungsanlagen), KVA (Kehrichtverbrennungsanlagen) und Biogas zusammen 3,2 TWh.</p> <p>Das Zubaupotenzial bei der Gross- und Kleinwasserkraft liegt bei rund 3,2 TWh (Nettopotenzial, d. h. inkl. Auswirkungen des Gewässerschutzgesetzes vom 24. Januar 1991, GSchG, SR 814.20) bzw. mit dem Beitrag der Pumpspeicherkraftwerke bei 8,6 TWh.“ (S. 7591)</p> <p>„Die durchschnittliche Jahresproduktion von Elektrizität aus neuen erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) soll im Jahr 2035 nach Möglichkeit bei mindestens 14,5 TWh liegen. Die durchschnittliche Jahresproduktion von Elektrizität aus Wasserkraft soll im Jahr 2035 bei mindestens 37,4 TWh liegen. Bei Pumpspeicherkraftwerken ist nur die Produktion aufgrund natürlicher Zuflüsse in diesem Ziel enthalten.“ (S. 7594)</p> <p>„Massnahmen im Bereich erneuerbare Energien (Ziff. 4.2.6): [...]</p>	<p>beinhaltet inzwischen auch die Massnahmen des 3. Liberalisierungspakets der EU (internationaler Regelleistungshandel).</p> <p>➔ Viele Wasserkraftwerke erreichen in den nächsten Jahrzehnten ihr Konzessionsende, womit der Betrieb neu zu regeln ist.</p>

Quelle	Literatur	Trends
	<p>Explizite Verankerung des Rechts zum Eigenverbrauch von Strom. [...]          Verzicht auf die Aufnahme weiterer Kehrrechtverbrennungs- und Abwasserreinigungsanlagen sowie Kombianlagen mit fossilen Brenn- oder Treibstoffen in das Einspeisevergütungssystem.' (S. 7596)          , Massnahmen im Bereich fossiler Kraftwerke (Ziff. 4.2.7): [...]          Verbesserung der Investitions-bedingungen für fossil-thermische Gaskombikraftwerke (GuD). ' (S. 7597)          ,Zudem wird zurzeit geprüft, wie der Strommarkt beeinflusst werden kann, sodass die Kapazität und die Flexibilität von Stromspeichern ihrem Wert entsprechend vergütet wird.' (S. 7597)</p>	
(VSE, 2012)	<p>,2008 hat sich die EU auf ein Richtlinien- und Zielpaket für Klimaschutz und Energie mit Horizont 2020 geeinigt (KOM (2007) 1). Die so genannten «20-20-20-Ziele» umfassen: - 20 % weniger Treibhausgas-emissionen als 2005; - 20 % Anteil an erneuerbaren Energien; - 20 % mehr Energieeffizienz. Diese Ziele bilden die Basis der aktuellen Strategie «Energie 2020» für wettbewerbsfähige, nachhaltige und sichere Energieversorgung. Die entsprechenden energiepolitischen Prioritäten, zu welchen Massnahmen ergriffen werden sollen, umfassen die Realisierung von Energieeinsparungen, die Schaffung eines Markts mit wettbewerbsfähigen Preisen und sicherer Versorgung, die Förderung der Technologie-führerschaft und wirksames Verhandeln mit den internationalen Partnern der EU.' (S. 17)</p> <p>,Im Dezember 2011 hat die Kommission einen Energiefahrplan 2050 (KOM (2011) 885) vorgelegt, mit dem bis Mitte des Jahrhunderts der Energiesektor sicher, wettbewerbsfähig und CO<sub>2</sub>-arm werden soll. Gleichzeitig sollen mit dem Fahrplan die nationalen Energiepolitiken besser koordiniert werden. Im Zentrum steht das Ziel, die Treibhausgasemissionen bis 2050 um 80 bis 95 % gegenüber 1990 zu senken. Der Fahrplan identifiziert verschiedene strukturelle Änderungen, die zu einem Umbau des Energiesystems beitragen können. Dazu gehören bedeutende Einsparungen bei der Primärenergienachfrage in der Grössenordnung von bis rund 40 %. Gleichzeitig muss Strom eine grössere Rolle spielen. Der Fahrplan rechnet mit einer Steigerung des Stromanteils am Gesamtenergieverbrauch von heute 21 % auf 36 bis 39 % im Jahr 2050. Damit dieser Strom nicht zu Lasten des Klimas erzeugt wird, bedarf es einer umfassenden Dekarbonisierung. Der Anteil erneuerbarer Energien steigt dadurch auf 55 % des Bruttoendenergieverbrauchs und auf 64 bis 97 % am Stromverbrauch. Ebenfalls einen Beitrag leisten soll die Technologie der Kohlenstoff-Abscheidung und -Lagerung<sup>3</sup> mit bis zu 24 % Anteil an der Stromerzeugung. Schliesslich ist das Zusammenspiel dezentraler (erneuerbare Energien und WKK) und zentraler Erzeugung (in konventionellen Grosskraftwerken und grossen Anlagen oder Parks erneuerbarer Energien – zum Beispiel Wind) – zu optimieren.' (S. 17)</p>	

Quelle	Literatur	Trends
	<p>„Um diese Ziele zu erreichen, wurde auf EU-Ebene mit der Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (2009 / 28 / EG) eine Grundlage geschaffen. Sie enthält Bestimmungen zur Erleichterung des Ausbaus erneuerbarer Energien, beispielsweise indem Planungsverfahren reformiert und die Stromnetze weiterentwickelt werden. Zudem schafft sie einen Ausgleichsmechanismus, der es den Mitgliedstaaten erlaubt, durch statistische Transfers mit erneuerbarer Energie zu handeln, gemeinsame Projekte zu realisieren und mit Drittstaaten zusammenzuarbeiten. Auch beinhaltet sie die Verpflichtung, nationale Aktionspläne (National Renewable Energy Action Plan, NREAP) zu erstellen, mit denen die Massnahmen zum Erreichen der eigenen Ziele aufgezeigt werden (EU-Kommission, Action plans and Forecasts 2012).</p> <p>Weitere Anstrengungen sind sowohl bezüglich der Infrastruktur für erneuerbare Energien als auch der Energieinfrastruktur generell erforderlich. Um die Fortschritte der Mitgliedstaaten auf dem Weg zu den gesetzten Zielen zu überwachen, wurden Zwischenziele für die Jahre 2011 / 12, 2013 / 14, 2015 / 16 und 2017 / 18 gesetzt. Die gesetzten Ziele einzuhalten, ist für die Mitgliedstaaten zwingend. Die Mitgliedstaaten sind frei, die Massnahmen zu definieren, mit denen sie ihre jeweiligen nationalen Ziele erreichen wollen. In den Mitgliedsländern bilden, ausgehend von der RES-Direktive, Gesetze wie das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in Deutschland oder der Energy Act 2008 in Grossbritannien die Grundlage zur Förderung und Entwicklung der erneuerbaren Energien. Das EEG zum Beispiel legt fest, dass der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung Deutschlands bis 2020 auf 35 %, bis 2030 auf 50 %, bis 2040 auf 65 % und bis 2050 auf 80 % erhöht wird.“ (S. 18)</p> <p>„Das Stromabkommen mit der EU, über das die Schweiz seit 2007 verhandelt, mindert die Risiken eines Alleingangs und bringt mehr Vor- als Nachteile. Das Verhandlungsmandat wurde zwischenzeitlich an das dritte Liberalisierungspaket angepasst, und die neuen Richtlinien über die Förderung von erneuerbaren Energien wurden mit einbezogen.“ (S. 20)</p> <p>„Für die Stromwirtschaft von Bedeutung ist insbesondere die Regelung zur CO<sub>2</sub>-Kompensation fossil-thermischer Kraftwerke: Im Zug der damaligen Überlegungen über die künftige Stromversorgung der Schweiz erliess das Parlament im Frühjahr 2007 auf dem Dringlichkeitsweg Bestimmungen für die Kompensation der CO<sub>2</sub>-Emissionen allfälliger Gaskraftwerke in der Schweiz. Diese müssen auch gemäss der inzwischen geltenden gesetzlichen Regelung ihre Emissionen vollständig kompensieren, wobei ein Anteil von 70 % im Inland erfolgen muss. Das totalrevidierte CO<sub>2</sub>-Gesetz, das 2013 in Kraft treten wird, lockert diese Pflicht insofern, als künftig 50 % der Emissionen durch ausländische Zertifikate gedeckt werden können.“ (S. 22)</p> <p>„Der Bund übt in der Schweiz die Oberaufsicht über die Nutzbarmachung der Wasserkraft aus (Art. 76 der Bundesverfassung), obwohl die Gewässerhoheit mehrheitlich bei den Kantonen liegt.“</p>	

Quelle	Literatur	Trends
	1916 wurde das Wasserrechtsgesetz erlassen, wonach bei einer Nutzung eine Konzession der entsprechenden Instanz einzuholen ist. Die Konzession wird für eine Dauer von höchstens 80 Jahren und gegen eine Entschädigung in Form von Gebühren, Wasserzinsen und Energielieferungen erteilt. Weiter werden mit der Konzession Restwassermengen sowie die Rechtsverhältnisse bei Konzessionsende (Heimfallbestimmungen) festgelegt. Da zahlreiche Kraftwerke in den nächsten Jahrzehnten ihr Konzessionsende erreichen werden, gewinnen all diese Bestimmungen mit der Energiestrategie 2050 neue Bedeutung. ' (S. 22)	

Tabelle 30: Internationalisierung

Quelle	Literatur	Trends
(Weber, et al., 2014)	<p>„Als weitreichende internationale Kooperation kann der internationale Netzregelverbund (IGCC) gelten, der mit verschiedenen Modulen unterschiedliche Stufen der Integration erlaubt. Derzeit ist zwischen der Schweiz und Deutschland das sog. Modul 1 im Einsatz, welches die gegenläufige Aktivierung von SRL (bei verfügbarer grenzüberschreitender Netzkapazität) verhindert. Weiterhin werden seit März 2012 25 MW des schweizerischen PRL-Bedarfs über die (ursprünglich deutsche) Plattform regelleistung.net ausgeschrieben. Diese Auktion steht sowohl Schweizer als auch deutschen Anbietern offen. Seit dem Juli 2013 findet analog eine gemeinsame Beschaffung der PRL zwischen Österreich und der Schweiz statt.“ (S. 6)</p> <p>„Ein Marketcoupling zwischen der Schweiz und ihren Nachbarn ist derzeit noch nicht realisiert.“ (S. 6)</p> <p>„Der ID-Markt der Schweiz ist mit Hilfe des FITS (Flexible Intraday Trading Scheme) mit dem des Marktgebiets Deutschlands/Österreichs verbunden: Sobald sich grenzüberschreitende Orders ausführbar gegenüberstehen und entsprechende Kapazität verfügbar ist, werden diese ausgeführt. Hierbei greift die ID-Plattform auf die ID-Kapazitätsvergabe der ÜNB zu. Diese erfolgt derzeit nach einem first-come-first-served-Verfahren und ist mit einer Nominierungspflicht verbunden. Sie steht somit also auch grundsätzlich einer Nutzung ohne gleichzeitigem Handel auf den ID-Märkten offen. Es ist jedoch anzumerken, dass auf Grund des derzeit gültigen UCTE Operation Handbook 14 eine grenzüberschreitende Vorlaufzeit für Fahrpläne von 45 Minuten vorgesehen ist. In Verbindung mit einer halbstündigen Bearbeitungszeit der auf der EPEX-Plattform abgeschlossenen ID-Geschäfte durch die ECC 15 führt dies jedoch zu einem faktischen Handelsschluss 75 Minuten vor Lieferung.“ (S. 7)</p> <p>„Für die EU-Mitglieder hat das sog. „3. Binnenmarktpaket“ erhebliche Auswirkungen: Im Rahmen der zu entwickelnden Netzwerkcodes werden grenzüberschreitende Regeln zur Netznutzung festgelegt; hierzu gehören nicht nur die Kapazitätsallokation zur Nutzung von Großhandelsmärkten, sondern auch Regeln zur grenzüberschreitenden Bereitstellung von Systemdienstleistungen; dies beinhaltet insbesondere Regelleistung. Somit ist absehbar, dass sich die Möglichkeiten zur Erzielung von Deckungsbeiträgen in den einzelnen Marktsegmenten eher angleichen als auseinander entwickeln dürften. Für den Fall der Schweiz war lange Zeit geplant, dass durch Abschluss eines sog. „Stromabkommens“ mit der EU eine Erweiterung der oben genannten europäischen Regelungen bezüglich des Strommarktes auf die Schweiz erfolgt.“<sup>17</sup> In jüngerer Zeit steht dies jedoch wieder in Frage.<sup>18</sup> Wird das Stromabkommen dennoch geschlossen, ist aber auch in diesem Fall zu erwarten, dass sich die einzelwirtschaftlichen Perspektiven von PSKW in der Schweiz denen in den anderen Mitgliedsstaaten und insbesondere den direkt benachbarten</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➔ Bis auf weiteres ist die Schweiz am market coupling nicht beteiligt.</li> <li>➔ Ein internationaler Handel für SRL und TRL zwischen der Schweiz und ihren Nachbarn findet aktuell nicht statt. Hingegen findet der PRL Handel international (DACH) statt.</li> <li>➔ Der Intraday-Handel der Schweiz ist mit D/A verbunden.</li> <li>➔ Im Rahmen des 3. Binnenmarktpakets entwickelt sich ein internationaler RL-Handel.</li> <li>➔ In der EU entsteht der grösste Energiebinnenmarkt der Welt.</li> </ul>

Quelle	Literatur	Trends
	Märkten angleichen.' (S. 7)	
(Hildmann, Pirker, Schaffner, Spreng, & Ulbig, 2014)	<p>„In den kommenden 10 Jahren, im Mittelfristzenario mit einem ca. 40%igen EE-Elektrizitätsanteil in den DACH-Ländern, ist der Einfluss von PSKW zur verbesserten Netz-/Marktintegration von EE-Stromproduktion gering. Die bereits im System vorhandene operative Flexibilität, z.B. in Form von flexiblen thermischen Kraftwerken, ist noch hinreichend gross. In den kommenden 20 Jahren, im Langfristszenario mit einem ca. 50%igen EE-Elektrizitätsanteil in den DACH-Ländern, helfen PSKW bei der Netz-/Marktintegration von EE-Stromproduktion.</p> <p>Im weiter entfernten Zeitbereichen, über 20 Jahre hinaus bei einem mehr als 60%igen EE-Elektrizitätsanteil in den DACH-Ländern, ist laut der vorliegenden Teilstudie ein stark ansteigender Nutzen von PSKW und der durch diese bereitgestellte Flexibilität zu erwarten.' (S. 3)</p>	
(VSE, 2012)	<p>„Eines der zentralen energiepolitischen Themen der vergangenen zwei Dekaden soll mit der Vervollständigung des Europäischen Energiebinnenmarkts bis 2014 abgeschlossen werden: Seit Beginn der 1990er-Jahre werden in Europa nach und nach die Produktion und der Vertrieb von Strom liberalisiert, jene Bereiche also, die bei entsprechender Regelung vom Leitungsmonopol unabhängig sind. Ziel ist es, den grössten Strommarkt der Welt zu schaffen, der sich mit mehr als 500 Millionen Verbrauchern über den gesamten Kontinent erstreckt.' (S. 19)</p>	

Tabelle 31: Umweltbelastung, Ressourcenknappheit, Versorgungssicherheit

Quelle	Literatur	Trends
(BFE, Positionspapier zu 'Smart Grids', 2010)	<p>„Steigende Nachfrage, die Rohstoffverknappung und der Klimawandel stellen das globale Energiesystem vor grosse Herausforderungen.“ (S. 1)</p> <p>„Der am 22. November 2007 von der Europäischen Kommission präsentierte SET-Plan [9] ist die technologische Roadmap der EU. Er soll die Entwicklung und den Einsatz von kostengünstigen Technologien beschleunigen, die einen möglichst tiefen CO<sub>2</sub>-Ausstoss verursachen.“ (S. 14)</p> <p>„Die heute bestehenden Netzkapazitäten müssen effizienter genutzt werden (z.B. durch Optimierungen im Betrieb) und – wo nötig – ausgebaut werden.“ (S. 17)</p>	<p>➔ Trotz Rohstoffverknappung ist der globale Bedarf für Uran, Kohle, Erdgas mittelfristig gedeckt.</p> <p>➔ Klimawandel / Erderwärmung werden als ernsthaftes globales Problem betrachtet.</p> <p>➔ Geplante Reduktion von CO<sub>2</sub> Ausstoss.</p> <p>➔ Zur Erhaltung der Versorgungssicherheit sind die Netzkapazitäten auszubauen.</p> <p>➔ Das Ausfallrisiko steigt aufgrund des Alters der Elektrizitätsnetze.</p>
(Bundesrat, Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 (Revision des Energierechts) und zur Volksinitiative «Für den geordneten Ausstieg aus der Atomenergie (Atomausstiegsinitiative)», 2015)	<p>„Die Energieversorgungsinfrastrukturen der Schweiz sind stark ausgelastet und teilweise alt. Mit zunehmendem Alter und zunehmender Auslastung steigt das Risiko für technische Störungen und Ausfälle. Dies gilt insbesondere für die Elektrizitätsnetze.“ (S. 7588)</p>	
(VSE, 2012)	<p>„Eine Studie der deutschen Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) von 2011 prognostiziert für die Energieträger Uran, Kohle und Erdgas eine aus geologischer Sicht komfortable Situation, denn der projizierte Bedarf kann voraussichtlich auf viele Jahrzehnte hinaus gedeckt werden. Allenfalls kritisch ist im Betrachtungszeitraum die Lage beim Erdöl. Wichtig mit Blick auf die Stromversorgung sind die Ergebnisse zur Verfügbarkeit von Erdgas, das gemäss BGR in den kommenden Jahrzehnten auch bei steigendem Bedarf nicht durch die Vorratslage limitiert sein wird. Dabei verschiebt sich die Menge der Reserven im Lauf der Jahre. Dies ist abhängig von der Entwicklung von Fördertechnologien, Funden und Energiepreisen. Weltweit sind heute etwa gleich viele unkonventionelle (Schiefergas, Tight Gas, Kohleflözgas) wie herkömmliche Gasreserven vorhanden (IEA, Golden Age of Gas 2011). Die Produktion aus unkonventionellem Erdgas wird also mittel- bis langfristig steigen. Dies kann auch dazu führen, dass sich geostrategische Schwerpunkte verschieben – beispielsweise durch Schiefergas v. a. in China, den USA, in Argentinien und Mexiko.“ (S. 15)</p>	

### A5. Graphische Darstellung für die Erstellung der Hypothesen aus Kapitel 10

Abbildung 60 bis Abbildung 62 zeigen die neun dafür erstellten Hypothesen mit den korrespondierenden benötigten Daten (*Input*) und Prüflingen (*DUT*).

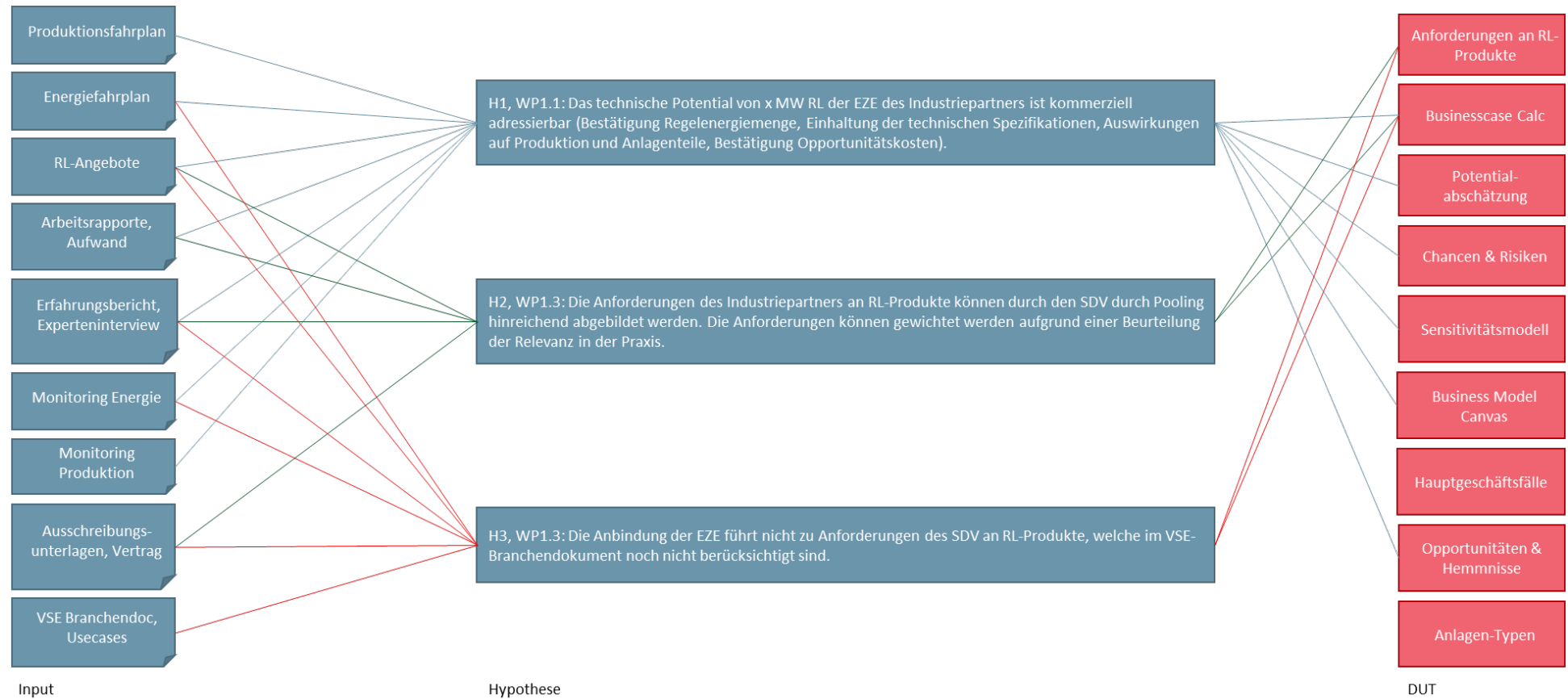


Abbildung 60: Verifikation der Analyseergebnisse: Arbeitshypothesen Teil 1. DUT = Prüfling (*device under test*).



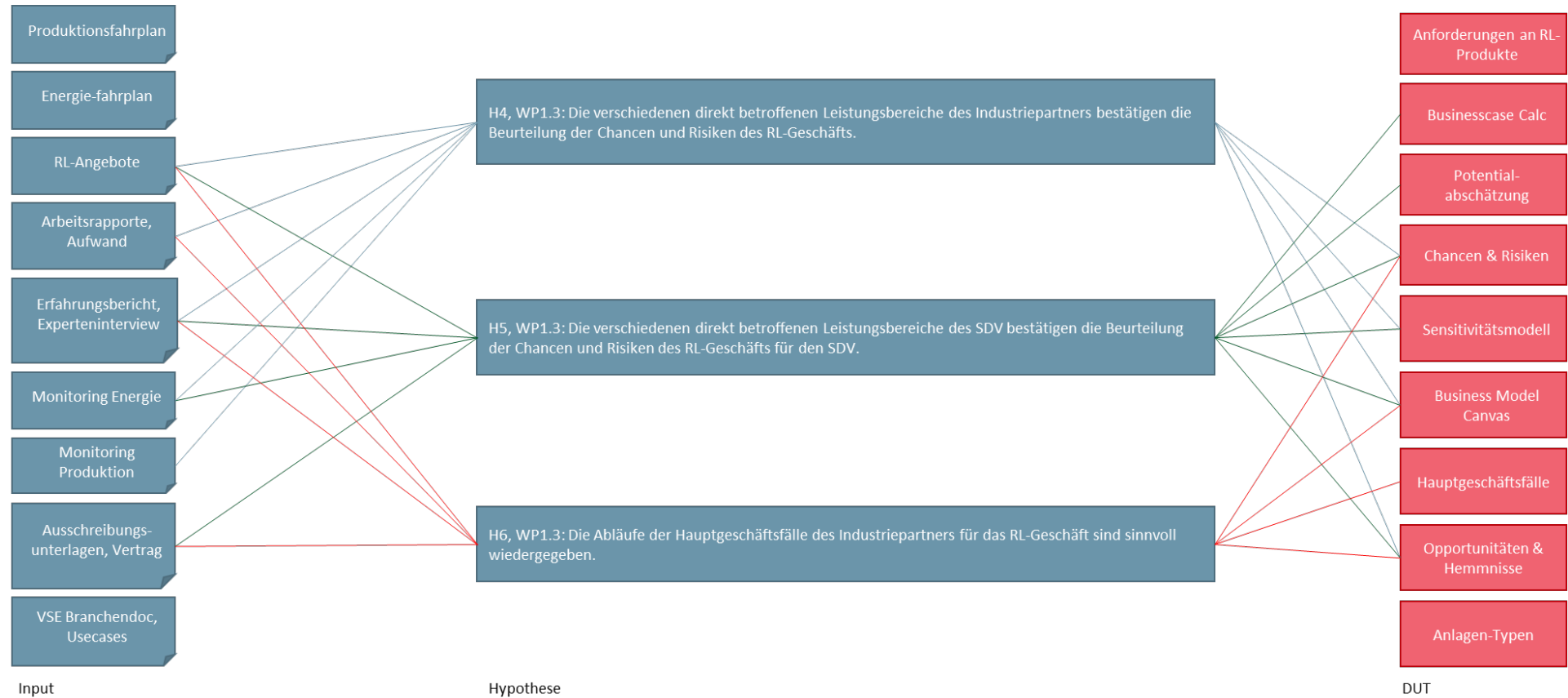


Abbildung 61: Verifikation der Analyseergebnisse: Arbeitshypothesen Teil 2. DUT = Prüfling (*device under test*).



Abbildung 62: Verifikation der Analyseergebnisse: Arbeitshypothesen Teil 3. DUT = Prüfling (*device under test*).

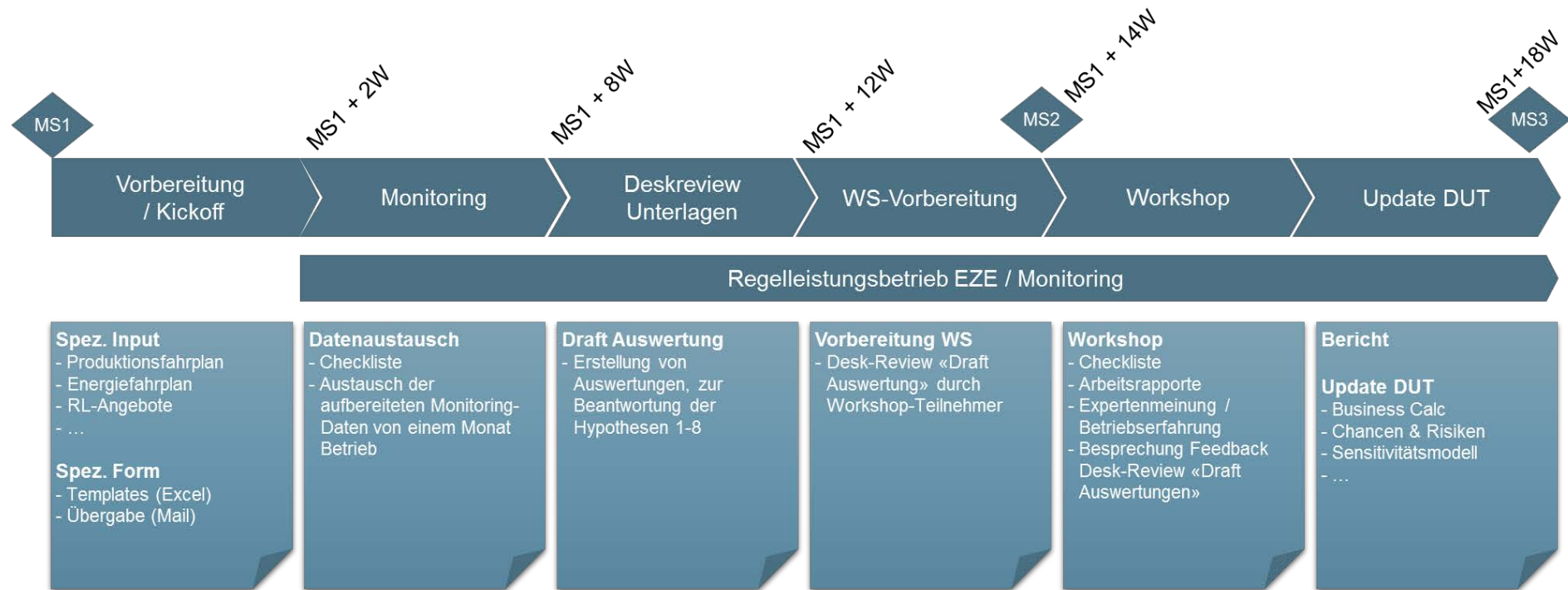


Abbildung 63: Verifikation der Analyseergebnisse: Arbeitsplanung.

Im Verifikationsprozess sind insgesamt zwei Arbeitssitzungen geplant: ein Kickoff (Abbildung 63: MS1 + 2W) bei dem die Beteiligten über das Vorgehen und die benötigten Daten informiert werden, und ein Workshop (Abbildung 63: MS2), an dem die Erstauswertung der gesammelten Daten präsentiert und besprochen wird, sowie Expertenmeinungen von den beteiligten Personen abgeholt werden. Per Abschluss des Prozesses erstellt die HSLU einen kurzen Bericht zuhanden der Beteiligten und des Projektes.

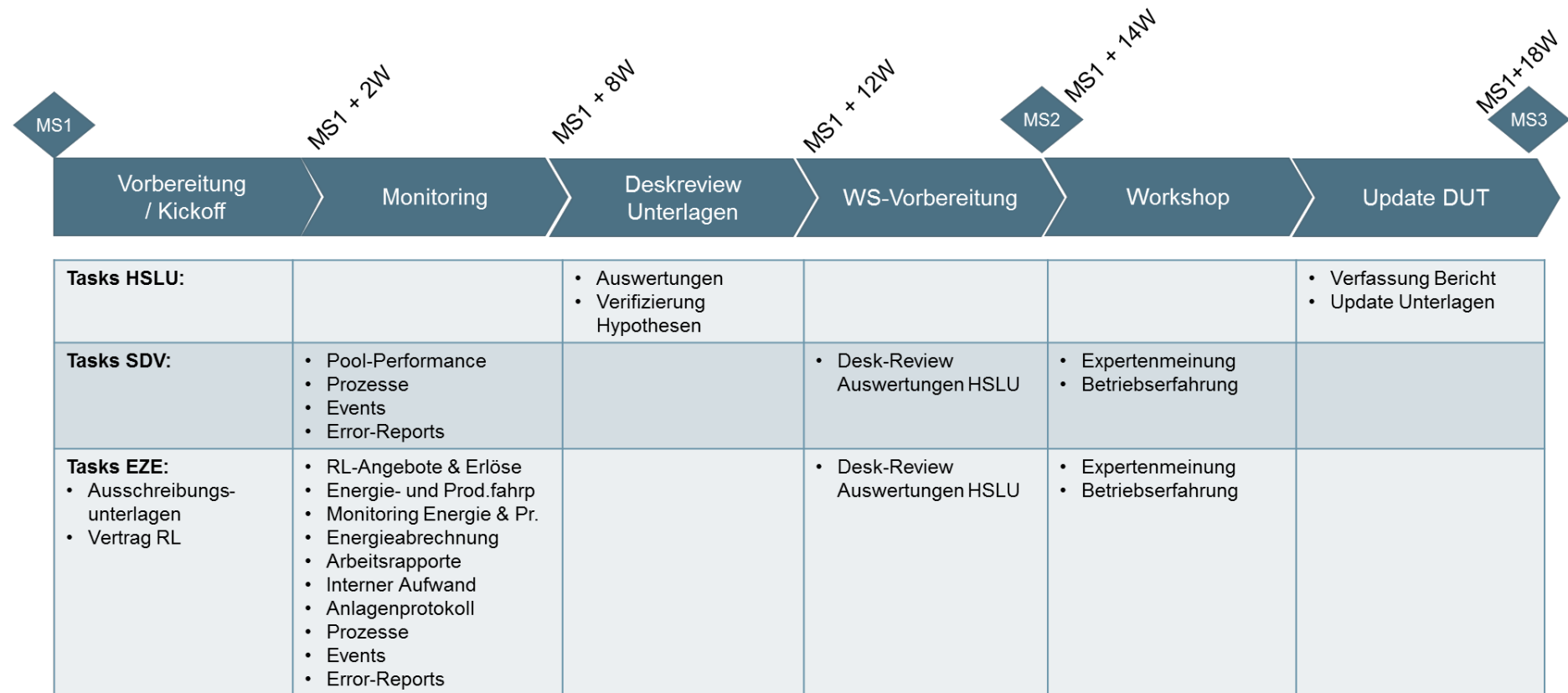


Abbildung 64: Verifikation der Analyseergebnisse: Zuordnung der Aufgaben.

Abbildung 64 gibt einen Überblick der beizustellenden Unterlagen und Aufgaben der verschiedenen Beteiligten. Der Verwendungszweck der Unterlagen wiederum wird aus Abbildung 60 bis Abbildung 62 ersichtlich.