

Anke Eßer, Michael Haendel, Marian Klobasa

Möglichkeiten für grenzüberschreitenden Handel mit lastseitigen Flexibilitäten in Deutschland, Frankreich, Schweiz und Österreich im Rahmen des Pilotprojekts Demand Side Management Baden-Württemberg

Endbericht

Fraunhofer Institut für System und Innovationsforschung ISI
Breslauer Straße 48
76139 Karlsruhe

Karlsruhe, 13. Dezember 2016

1	Einleitung.....	11
2	Analyse der Märkte für flexible Lasten und regulatorische Rahmenbedingungen.....	12
2.1	Deutschland.....	12
2.1.1	Vermarktung an Regelenergiemärkten.....	12
2.1.1.1	Allgemeine Rahmenbedingungen	12
2.1.1.2	Marktteilnehmer	16
2.1.1.3	Europäische Integration	16
2.1.1.4	Erlösmöglichkeiten.....	17
2.1.2	Vermarktung am Spotmarkt	20
2.1.2.1	Allgemeine Rahmenbedingungen	20
2.1.2.2	Erlösmöglichkeiten.....	21
2.1.3	Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten.....	24
2.2	Frankreich.....	27
2.2.1	Märkte für Regelenergie.....	27
2.2.1.1	Allgemeine Rahmenbedingungen	27
2.2.1.2	Erlösmöglichkeiten.....	30
2.2.1.3	Zusätzliche Kapazitätsausschreibungen von RTE.....	31
2.2.2	Vermarktung am Spotmarkt	32
2.2.2.1	Implizite Vermarktung am Spotmarkt	33
2.2.2.2	Explizite Vermarktung über den NEBEF-Mechanismus.....	34
2.2.2.3	Preise am französischen Spotmarkt.....	36
2.2.3	Vermarktung am Kapazitätsmarkt	38
2.3	Österreich	39
2.3.1	Vermarktung am Regelenergiemarkt.....	39
2.3.1.1	Rahmenbedingungen.....	39
2.3.1.2	Erlösmöglichkeiten.....	42
2.3.1.3	Anbieter am österreichischen Regelenergiemarkt	44
2.3.2	Vermarktung am Spotmarkt	46
2.4	Schweiz	46

2.4.1	Vermarktung an Regelenergiemärkten	46
2.4.1.1	Allgemeine Rahmenbedingungen.....	46
2.4.1.2	Marktteilnehmer.....	50
2.4.1.3	Preise am Schweizer Regelenergiemarkt.....	51
2.4.2	Vermarktung am Spotmarkt.....	54
2.4.2.1	Allgemeine Rahmenbedingungen.....	54
2.4.2.2	Preise am Schweizer Spotmarkt.....	54
2.5	Vergleich der Vermarktungsmöglichkeiten für lastseitige Flexibilität in Deutschland, Frankreich, Österreich und der Schweiz.....	57
3	Analyse der als flexible Lasten eingesetzten Prozesse und technischen Anlagen.....	61
3.1	Übersicht zu geeigneten Prozessen und technischen Anlagen für Flexibilitätsvermarktung.....	61
3.2	Lastmanagementpotenziale in der Schweiz.....	65
3.3	Lastmanagementpotenziale in Frankreich	68
3.4	Lastmanagementpotenziale in Deutschland	70
3.5	Lastmanagementpotenziale in Österreich.....	73
4	Bewertung möglicher Weiterentwicklungen der regulatorischen Rahmenbedingungen und Handlungsempfehlungen	76
4.1	Identifikation von Hemmnissen für den grenzüberschreitenden Handel mit Lastseitiger Flexibilität	76
4.2	Eignung des Vorschlags der Entso-E zur Vereinheitlichung der Regelenergiemärkte	77
5	Handlungsempfehlungen für grenzüberschreitenden Handel lastseitiger Flexibilitäten	82
6	Quellen	86

7	Anhang.....	93
7.1	Präqualifizierte Anbieter im deutschen Regelleistungsmarkt	93
7.2	Anbieter von Lastflexibilisierung in Europa.....	95

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1	Leistungs- und Arbeitspreise für Minutenreserve in Deutschland	18
Abbildung 2-2:	Leistungs- und Arbeitspreise für Sekundärregelleistung in Deutschland	19
Abbildung 2-3:	Entwicklung der Base- und Peak-Preise für Österreich und Deutschland zwischen Jan 2015 und Sep 2016	22
Abbildung 2-4:	Differenz zwischen minimalem und maximalem täglichen Stundenpreis am deutsch-österreichischen Day-Ahead Markt	23
Abbildung 2-5:	Häufigkeitsverteilung der Preisspreads zwischen minimalem und maximalem täglichen Stundenpreisen am deutsch-österreichischen Day-Ahead-Markt in 2015 und 2016	23
Abbildung 2-6:	Einsatz von abschaltbaren Lasten nach Monat, Lasttyp und Netzbetreiber (basierend auf 50Hertz et al. (2016))	26
Abbildung 2-7:	Einsatz von abschaltbaren Lasten nach Jahr und Einsatzgrund (basierend auf 50Hertz et al. (2016)).....	26
Abbildung 2-8:	Überblick über die französischen Regelenergiemärkte	29
Abbildung 2-9:	Durchschnittliche monatliche Arbeitspreise für manuell aktivierte Frequenzreserve und Tertiärregelleistung (eigene Berechnungen basierend auf RTE (2016-5)	30
Abbildung 2-10:	Normierte Leistungspreise für im Rahmen der Appels d'Offre akquirierten Leistung.....	32
Abbildung 2-11:	Kumulierte jährliche Abschaltungen basierend auf dem NEBEF-Mechanismus	36
Abbildung 2-12	Tägliche Base und Peak Load Preise am französischen Spotmarkt.....	36
Abbildung 2-13:	Preisspreads zwischen minimalem und maximalem Stundenpreis pro Tag am französischen Spotmarkt (Quelle: EPEX-Spot).....	37
Abbildung 2-14:	Häufigkeitsverteilung der Preisspreads zwischen minimalem und maximalem Stundenpreis in 2015 und 2016 (Quelle: EPEX-Spot).....	37

Abbildung 2-15:	Leistungspreise für TRL in Österreich	42
Abbildung 2-16:	Leistungspreise SRL in Österreich	42
Abbildung 2-17:	Arbeitspreise für TRL in Österreich	43
Abbildung 2-18:	Arbeitspreise für SRL in Österreich	43
Abbildung 2-19:	Häufigkeitsverteilung von TRL-Preisen nach Größenklasse.....	44
Abbildung 2-20:	Häufigkeitsverteilung von SRL-Preisen nach Größenklasse.....	44
Abbildung 2-21:	Anbieter am Regelleistungsmarkt in der Schweiz (Swissgrid AG 2016)	51
Abbildung 2-22:	Ausschreibungspreise für den Zeitraum 2015-2016 für Sekundärregelung (wöchentlich)	52
Abbildung 2-23:	Ausschreibungspreise für den Zeitraum 2015-2016 für positive und negative Tertiärregelung (wöchentlich).....	53
Abbildung 2-24:	Ausschreibungspreise für den Zeitraum 2015-2016 für positive und negative Tertiärregelung (täglich)	53
Abbildung 2-25:	Entwicklung der Base und Peak-Preise für die Schweiz zwischen Jan 2014 und Sep 2016.....	55
Abbildung 2-26:	Preisspreads zwischen minimalem und maximalem Stundenpreis pro Tag am schweizerischen Spotmarkt.....	55
Abbildung 2-27:	Häufigkeitsverteilung der Preisspreads zwischen minimalem und maximalem Stundenpreis nach Jahren am schweizerischen Spotmarkt.....	56
Abbildung 2-28:	Mittlere Preise für die Vorhaltung von Regelleistung in der Sekundär- und Tertiärreserve in 2016	58
Abbildung 3-1:	Technische Potenziale für Lastreduktionen nach Anwendung in Frankreich und Deutschland für 2010	64
Abbildung 3-2:	Technische Potenziale für Lastreduktionen nach Anwendung in der Schweiz und in Österreich für 2010	65
Abbildung 3-3:	Kombiniertes Lastmanagementpotenzial in der Schweiz für einen typischen Sommer- und Wintertag in 2025	66
Abbildung 3-4:	Kombiniertes Lastmanagementpotenzial in der Schweiz für einen typischen Sommer- und Wintertag in 2050	67
Abbildung 3-5:	Lastmanagementpotenziale in der Industrie nach Einschätzung von Energypool 2013	69

Abbildung 3-6:	Theoretische Potenzial zur Lastverschiebung in Deutschland in den Sektoren Haushalte, GHD und Elektromobilität.....	71
Abbildung 3-7:	Lastmanagementpotenziale in der Industrie in Deutschland heute	72
Abbildung 3-8:	Abschätzung des Lastverschiebepotenzials für die Dauer von einer Stunde nach Industriesektoren.....	73
Abbildung 3-9:	Theoretisches Lastverschiebepotenzial für Klimaanlage und Lüftungen für die Dauer einer Stunde nach Dienstleistungssektoren.....	74
Abbildung 3-10:	Lastverschiebungspotenzial im Haushaltssektor nach Haushaltsanwendungen in 2012.....	75

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Deutschland – Vermarktungsmöglichkeiten für flexible Lasten an den Regelenergiemärkten	14
Tabelle 2-2:	Deutschland – Vermarktungsmöglichkeiten für flexible Lasten am Spotmarkt	21
Tabelle 2-3:	Übersicht über bisher akquirierte Abschaltbare Lasten	24
Tabelle 2-4:	Deutschland – Vermarktungsmöglichkeiten für flexible Lasten im Rahmen der Abschaltbare Lasten Verordnung	25
Tabelle 2-5:	Frankreich – Vermarktungsmöglichkeiten am Regelenergiemarkt.....	28
Tabelle 2-6:	Frankreich – Kapazitätsausschreibungen von RTE	31
Tabelle 2-7:	Frankreich – Vermarktungsmöglichkeiten am Spotmarkt	33
Tabelle 2-8:	Durch RTE anerkannte Aggregatoren im September 2016	35
Tabelle 2-9:	Frankreich – Vermarktungsmöglichkeiten am Kapazitätsmarkt	38
Tabelle 2-10:	Österreich – Rahmenbedingungen am Regelenergiemarkt	40
Tabelle 2-11:	Anbieter an den österreichischen Regelenergiemärkten	45
Tabelle 2-12:	Schweiz – Rahmenbedingungen am Regelenergiemarkt	48
Tabelle 2-13:	Vergleichende Bewertung der Vermarktungsmöglichkeiten in den betrachteten Ländern	59
Tabelle 2-14:	Multinationale Vermarkter in Deutschland und in den Nachbarländern Frankreich, Schweiz und Österreich.....	60
Tabelle 2-15:	Vermarktungsmöglichkeiten für nachfrageseitige Flexibilität aus Deutschland	60
Tabelle 3-1:	Lastmanagement-geeignete Prozesse und Anlagen in der Industrie	61
Tabelle 3-2:	Lastmanagement-geeignete Prozesse im Gewerbe- und Dienstleistungssektor und bei Haushalten.....	62
Tabelle 3-3:	Technische Potenziale zur Lastreduktion nach Sektoren und Ländern – Status Quo geschätzt	63

Tabelle 3-4:	Annahmen zu Lastmanagementpotenzialen in 2050 im Rahmen der ADEME 100 % RES-Studie.....	68
Tabelle 4-1:	Mögliche Implementierung der Marktrolle für Aggregatoren.....	80

Abkürzungen

AbLaV	Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten
aFRR	automatic Frequency Restoration Reserve
APG	Austrian Power Grid
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BNetzA	Bundesnetzagentur
DSM	Demand Side Management
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EPEX	European Power Exchange
EUA	European Union Emission Allowances
FCR	Frequency Containment Reserve
mFRR	manual Frequency Restoration Reserve
MR	Minutenreserve
MRL	Minutenreserveleistung
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NC – EB	Network Code – on Electricity Balancing
NC - LFCR	Network Code - on Load Frequency Control and Reserves
NEBEF	Notification d'Échange de Blocs d'Effacement
RG CE	Regional Group Continental Europe
RR	Replacement Reserve
RTE	Réseaux de Transport d'Electricité
PRL	Primärregelleistung
SNL	Schnell abschaltbare Lasten
SOL	Sofort abschaltbare Lasten
SRL	Sekundärregelleistung
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber

1 Einleitung

Die mittelfristige Entwicklung des Energiesystems führt auf Grund des zunehmenden Anteils erneuerbarer Energien dazu, dass zunehmend Flexibilität im Strombereich benötigt wird. Eine Option, diese Flexibilität bereit zu stellen, ist eine stärkere Flexibilisierung der Stromnachfrage (Demand Side Management). Vor diesem Hintergrund hat die Deutsche Energie-Agentur (dena), gefördert vom Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, das Pilotprojekt Demand Side Management Baden-Württemberg gestartet. In diesem Pilotprojekt sollen Unternehmen gefunden werden, die ihre flexiblen Stromverbraucher ermitteln und diese auch als flexible Last vermarkten.

Die Erschließung verfügbarer Potenziale und die tatsächliche Vermarktung hängen sehr stark von den erzielbaren Erlösen und damit auch von den konkreten Marktbedingungen und regulatorischen Rahmenbedingungen ab. Darüber hinaus entwickelt sich innerhalb Europas ein stärker integrierter Strombinnenmarkt, in dem eine länderübergreifende Vermarktung von Erzeugungseinheiten immer stärker realisiert wird.

Vor diesem Hintergrund untersucht die vorliegende Studie die Möglichkeiten und Hemmnisse für eine länderübergreifende Vermarktung von flexiblen Lasten in Baden-Württemberg. Diese Analyse stützt sich auf eine umfassende Literaturstudie sowie Interviews mit Aggregatoren, deutschen und ausländischen Netzbetreiber, der Bundesnetzagentur sowie mehreren Lieferanten und Energieversorgern. Dabei werden die Marktbedingungen in den direkten Nachbarstaaten Baden-Württembergs Frankreich, Österreich und der Schweiz betrachtet (Kapitel 2). Ziel der Studie ist, die relevanten Märkte in den genannten Ländern zu ermitteln, die für eine länderübergreifende Vermarktung von flexiblen Lasten in Frage kommen. Von Interesse ist dabei auch, welche Flexibilitätsprodukte und Verbrauchsprozesse auf diesen Märkten bereits gehandelt und eingesetzt werden (Kapitel 3). Insgesamt spielt die Weiterentwicklung des Strombinnenmarktes auf der EU-Ebene eine zentrale Rolle und ist ein zentraler Teil der Energie Union. Die strategischen Überlegungen zur Ausgestaltung der Energie Union sind daher von großer Bedeutung und sollen im Rahmen der möglichen Ausgestaltung einer länderübergreifenden Vermarktung von flexiblen Lasten mit betrachtet werden. Dies betrifft insbesondere Vorschläge von ENTSO-E zur Marktintegration sowie zur Ausgestaltung der Regelenenergiemärkte und der Systemdienstleistungen (Kapitel 4). Auf dieser Basis sollen dann schlussendlich Handlungsempfehlungen abgeleitet werden, wie eine länderübergreifende Vermarktung besser realisiert werden kann (Kapitel 5).

2 Analyse der Märkte für flexible Lasten und regulatorische Rahmenbedingungen

Dieses Kapitel gibt einen Überblick über die derzeitigen Rahmenbedingungen für die Vermarktung von flexiblen Lasten in Deutschland, Frankreich, Österreich und der Schweiz.

Für die Regelenergiemärkte wird, um eine Vergleichbarkeit mit den ausländischen Märkten, die zum Teil andere Termini als Deutschland verwenden, herzustellen, neben der landesspezifischen Bezeichnung immer auch die ENTSO-E Pendant angegeben. ENTSO-E unterscheidet in den Framework Guidelines on Electricity Balancing vier unterschiedliche Regelenergieprodukte: Frequency Containment Reserve (FCR), automatic Frequency Restoration Reserve (aFFR), manual Frequency Restoration Reserve (mFFR) und Replacement Reserve (RR).

2.1 Deutschland

In Deutschland können flexible Lasten ihre Flexibilität prinzipiell sowohl an den Regelenergiemärkten als auch am Spotmarkt vermarkten. Zudem ist eine Vermarktung im Rahmen der Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbare Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV)) möglich (50Hertz et al. 2016). An der Netzreserve laut Netzreserveverordnung nehmen Verbrauchslasten jedoch nicht teil (BNetzA 2016).

An der ab 2017 durch die Netzbetreiber zu beschaffenden Kapazitätsreserve ist eine Beteiligung von Lasten gemäß Strommarktgesetz möglich, wenn diese Lasten nicht bereits im Rahmen einer Verordnung zu ab- bzw. zuschaltbare Last durch die Übertragungsnetzbetreiber kontrahiert sind.

Im Folgenden werden die regulatorischen, organisatorischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen einer Vermarktung von lastseitiger Flexibilität am Regelenergie und Spotmarkt sowie im Rahmen der AbLaV beschrieben.

2.1.1 Vermarktung an Regelenergiemärkten

2.1.1.1 Allgemeine Rahmenbedingungen

Alle drei deutschen Regelenergiemärkte (Primärregelleistung (PRL), Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserveleistung (MRL)) sind prinzipiell für flexible Lasten offen. Voraussetzung ist, dass sie die Präqualifikationsbedingungen des Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB), in dessen Netzregelzone sie angeschlossen sind, und die Mindestgebotsgrößen erfüllen. Letztere können auch über eine Poolung von Anlagen

erfüllt werden. Eine Übersicht über die wesentlichen Präqualifikationsbedingungen und Marktregeln findet sich in Tabelle 2-1.

In den letzten Jahren wurden bereits einige Änderungen der Marktregeln vorgenommen, um kleineren Einheiten und insbesondere flexiblen Lasten den Marktzutritt zu ermöglichen. So wurden bspw. die Mindestgebotsgrößen reduziert und Ausschreibungszeiträume verkleinert. Jedoch existieren derzeit immer noch einige Regelungen, die insbesondere kleineren Verbrauchslasten den Zugang zu den Regelenergiemärkten erschweren. Hierzu zählen

- die symmetrische Ausschreibung von PRL,
- die im internationalen Vergleich großen Mindestgebotsmengen von 5 MW für SRL und MRL,
- die wöchentlichen Ausschreibungszeiträume bei PRL und SRL,
- die langen Lieferzeiträume insbesondere bei PRL und SRL sowie
- die Anforderung an Regelenergie-Pools bzw. Aggregatoren,
 - dass jede Anlage einzeln präqualifiziert werden muss und
 - dass vor einer Teilnahme von Lasten eine individuelle Vereinbarung mit dem betroffenen Bilanzkreisverantwortlichen (BKV)/Lieferanten bezüglich Abrechnung und Entschädigung abgeschlossen werden muss, für die bisher keine standardisierten Prozesse/Verträgen existieren.

Insbesondere letzterer Punkt führt dazu, dass die Akquiseprozesse für Aggregatoren, die nicht gleichzeitig Stromlieferant sind, äußerst langwierig sein können. Zudem klagen einige Aggregatoren, dass BKV extrem hohe, diskriminierende Entschädigungszahlungen verlangen und eine Marktteilnahme von flexiblen Lasten damit faktisch verhindern.

Um einen Teil dieser Hemmnisse abzubauen, hat die Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur ein Festlegungsverfahren zur Weiterentwicklung der Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelung und Minutenreserve eröffnet (BNetzA (2015)). Für Sekundärregelung erwägt die Bundesnetzagentur unter anderem folgende Änderungen:

- Verkürzung des Ausschreibungszyklus auf einen Kalendertag und Abschaffung des Ausschreibungskalenders
- Zeitpunkt Gebotsabgabe von bisher jeweils mittwochs, 15 Uhr auf täglich, 9 Uhr.
- Ausschreibung und Vergabe der SRL in sechs Zeitscheiben von jeweils vier Stunden

- Zulässigkeit von Angebotsgrößen in Höhe von 1 MW, 2 MW, 3 MW und 4 MW für maximal ein SRL Gebot je Regelzone und Produkt und gleichzeitig Abschaffung der Regelzonenübergreifenden Poolung

Für Minutenreserve werden zudem folgende Anpassungen vorgeschlagen:

- Umstellung auf eine kalendertägliche Ausschreibung, Gebotsabgabe täglich um 10 Uhr
- Zulässigkeit von Angebotsgrößen in Höhe von 1 MW, 2 MW, 3 MW und 4 MW für maximal ein SRL Gebot je Regelzone und Produkt und gleichzeitig Abschaffung der Regelzonenübergreifenden Poolung
- Kalendertägliche Ausschreibung von Minutenreservearbeit (bis 25 Minuten vor Erbringungszeitraum in Viertelstundenzeitscheiben)

Zielsetzung der Änderungen ist es die Marktteilnahme von kleineren Erzeugungsanlagen und neuen Technologien zu erleichtern bzw. zu ermöglichen (vgl. BNetzA (2015)).

Tabelle 2-1: Deutschland – Vermarktungsmöglichkeiten für flexible Lasten an den Regelenenergiemärkten

Vermarktung am Regelenenergiemarkt			
	Primärregelleistung	Sekundärregelleistung	Minutenreserve
Entso-e	FCR	aFRR	mFRR
Teilnahme	Kraftwerke und Lasten Teilnahme von Pools möglich		
Präqualifikation	Notwendig, Bedingungen u. a. verfügbar in 30 Sek	Notwendig, Bedingungen u. a. verfügbar in 5 Min.	Notwendig, Bedingungen u. a. verfügbar in 15 Min.
Bedingungen für Aggregatoren	Vor Teilnahme von Lasten: <ul style="list-style-type: none"> • Vertrag mit BKV bzgl. Entschädigungen etc. notwendig (derzeit keine Standards) • Bestätigungserklärung des Anschlussnetzbetreibers und des BKV notwendig 		
Gebotsgrößen	>= 1 MW, symmetrisch	>= 5 MW	>= 5 MW
Marktdesign und Vergütung	Wöchentliche Ausschreibung Kopplung der Märkte von Deutschland, Belgien, Niederlande, Schweiz und Österreich Pay as Bid	Wöchentliche Ausschreibung 12-Stunden-Blöcke an Werktagen Bis zu 60 Stunden am Wochenende Gemeinsame Abruf-Merit-Order mit Österreich	Werk tägliche Ausschreibung von 4-Stunden-Blöcken Pay as Bid

	Pay as Bid		
Zeitpunkt Gebotsabgabe	dienstags, 15 Uhr	mittwochs, 15 Uhr	werktäglich, 10 Uhr
Ausgeschriebene Menge	< = 670 MW (symmetrisch)	+ / - 2500 MW	+ 1513 MW - 1782 MW
Bisher präqualifizierte flexible Lasten	Ca. 2500 MW, davon ca. 150 MW bei Transnet-BW (Teilweise in Pools) ¹ Beteiligung in FCR bisher keine, aFFR: ca. 1 % (25 MW), mFFR: ca. 10 % (160 MW)		

Quellen: SEDC (2015), 50Hertz et al. (2016-2)

Für potentielle Anbieter von nachfrageseitiger Flexibilität, die aufgrund von intensiver Netznutzung individuelle Netzentgelte (§ 19 Abs. 2 StromNEV) zahlen existieren aufgrund der derzeitigen Regelung zu Sonderformen der Netznutzung keine Anreize für die Teilnahme am Regelenergiemarkt. Individuelle Netzentgelte in Höhe von 10 Prozent bis 20 Prozent des regulären Entgelts werden gewährt, wenn „*der Höchstlastbeitrag eines Letztverbrauchers vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht*“ oder „*wenn die Stromabnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung für den eigenen Verbrauch an einer Abnahmestelle pro Kalenderjahr sowohl die Benutzungsstundenzahl von mindestens 7 000 Stunden im Jahr erreicht als auch der Stromverbrauch an dieser Abnahmestelle pro Kalenderjahr zehn Gigawattstunden übersteigt.*“ Aufgrund der Bereitstellung von Regelenergie können unter Umständen höhere Leistungsspitzen oder ein geringerer Verbrauch auftreten, so dass die genannten Bedingungen unter Umständen nicht mehr erfüllt sind. Da der Verlust der reduzierten individuellen Netzentgelte die Erlöspotentiale schnell übersteigen kann, ist eine Teilnahme am Regelenergiemarkt für diese Verbraucher ggf. nicht wirtschaftlich. Bei individuellen Netzentgelten für eine atypische Netznutzung tritt das Hemmnis einer erhöhten Leistungsspitze nicht auf, da eine Erhöhung der Leistungsspitze auf Grund eines Regelenergieabrufes bei der Leistungsentgeltbestimmung nicht berücksichtigt wird (BNetzA 2013).

Bei der Präqualifikation von einzelnen Anlagen planen die verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber derzeit jedoch Änderungen. So ist bereits heute die gemeinsame Präqualifikation von Gruppen gleichartiger Lasten (z.B. Wärmepumpen) unter gewissen Voraussetzungen (bspw. im Rahmen von Pilotvorhaben) möglich. Zudem diskutieren relevante Marktakteure und die BNetzA derzeit mögliche Ausgestaltungsformen eines Aggregator-Modells, welches insbesondere die Prozesse zwischen Aggregator, Bilanzkreisverantwortlichem/Lieferanten und Netzbetreiber regeln und standardisieren

¹ inkl. Mehrfachpräqualifikation (SRL, MRL, AbLAV), Quelle: Transnet-BW 2016

soll. Ziel des Modells ist es, eine Erleichterung für das Tätigwerden von unabhängigen Aggregatoren bei der Bereitstellung von lastseitiger Flexibilität zu erreichen (BNetzA 2016-2).

Als Grundlage für die Abschätzung lastseitiger Flexibilität ist es notwendig, einen Referenzverbrauch bzw. eine sogenannte Baseline zu bestimmen. Die Differenz des tatsächlichen Verbrauchs zu diesem Referenzverbrauch bzw. der Baseline stellt die bereitgestellte Flexibilität dar. Eine Baseline dient also dazu, den genauen Umfang der Lastveränderung zu bestimmen und damit lastseitige Flexibilitäten in Marktprozesse einzubinden. Eine offizielle bzw. formale Baseline-Methode für Deutschland besteht derzeit nicht. Als Grundlage wird in der Regel auf den Leistungswert zu Beginn bzw. zum Ende des Aktivierungszeitraums abgestellt. Dies wird im Rahmen der Präqualifikation für den Regelenenergiemarkt durch das Abfahren einer Doppelhöcker-Kurve nachgewiesen. Neben dem aktuellen Verbrauch kann auch auf den geplanten Verbrauch abgestellt werden. Ein Kritikpunkt an den genutzten Baseline-Verfahren ist, dass die Festlegung der erbrachten Leistung in gewissem Maße durch den Anbieter selbst definiert wird und damit die unabhängige Überprüfbarkeit der Werte nur eingeschränkt möglich ist.

2.1.1.2 Marktteilnehmer

Insgesamt sind am Regelleistungsmarkt 62 Anbieter registriert, die eine einzelne Regelleistungsart bzw. auch für mehrere Regelleistungsarten bereitstellen können (siehe Anhang). Davon haben sich derzeit 23 Anbieter für PRL, 34 für SRL und 46 für MRL präqualifiziert. Darunter befinden sich Industriebetriebe, wie bspw. Aluminium- oder Stahlwerke, die Minutenreserve- oder Primärregelleistung anbieten. Zudem befinden sich mehrere Betreiber von Regelenenergie-Pools bzw. Virtuellen Kraftwerken darunter, die neben dezentralen Erzeugungsanlagen auch flexible Lasten in ihren Portfolios haben. Hierbei handelt es sich insbesondere um Power-to-Heat-Anlagen wie Tauchsieder oder um Batteriespeicher. In Summe sind am deutschen Regelenenergiemarkt derzeit ca. 2500 MW an Verbrauchslasten präqualifiziert. Der Anteil von flexiblen Lasten an der gesamten präqualifizierten Leistung liegt bei weniger als 1 Prozent, was zirka 2500 MW entspricht (vgl. Weißbach (2015)).

2.1.1.3 Europäische Integration

Erste Schritte für eine europäische Integration der Märkte sind bisher beim PRL und beim SRL-Markt umgesetzt. So wurden die PRL-Märkte von Deutschland, Belgien, Österreich, den Niederlanden und der Schweiz zusammengeführt. Die Kopplung der Märkte umfasst eine gemeinsame, wöchentliche Ausschreibung der PRL-Mengen so-

wie eine gemeinsame Abruf-Merit-Order. Anbieter von Regelenergie müssen sich jedoch weiterhin bei demjenigen ÜNB präqualifizieren, in dessen Netz sie angeschlossen sind und auch über seine Ausschreibungsplattform an der gemeinsamen Ausschreibung teilnehmen. Die Präqualifikationsbedingungen sowie die PRL-Produkte der beteiligten Märkte wurden weitestgehend standardisiert.

Neben der regionalen Kopplung des PRL-Marktes, erprobt Deutschland in einem Pilotvorhaben mit Österreich zudem den koordinierten Abruf von SRL in Form einer gemeinsamen Abruf-Merit-Order.

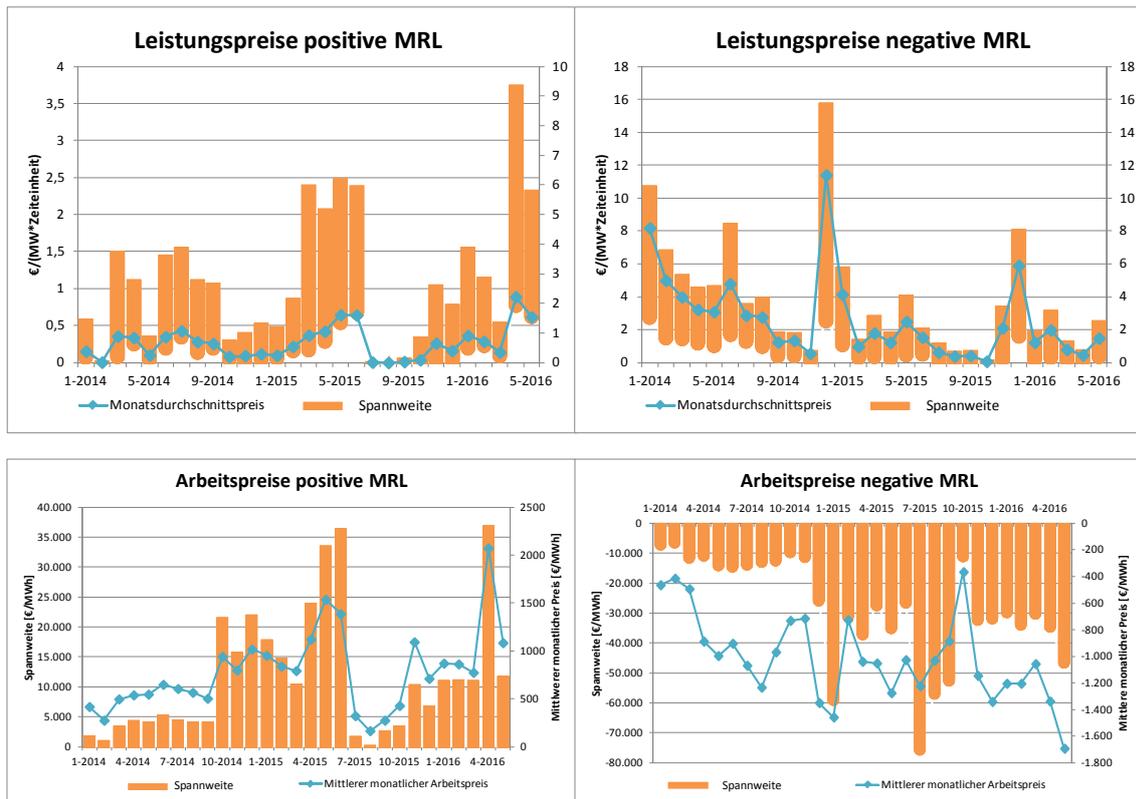
2.1.1.4 Erlösmöglichkeiten

Die Vorhaltung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve wird in Deutschland mit einem Leistungspreis in € pro MW und Zeiteinheit vergütet, der Abruf von Regelenergie mit einem Arbeitspreis in € pro MWh. Um eine Vergleichbarkeit zwischen den einzelnen Regelenergiearten und zwischen den Regelenergiemärkten in den nachfolgend betrachteten Ländern zu ermöglichen, sind die Leistungspreise für eine Regelleistungsvorhaltung immer auf die Vorhaltung über eine Stunde normiert auch wenn die Bereitstellungsdauer in der Regel einen längeren Zeitraum umfasst. Die Leistungspreise sind daher in €/MW pro h angegeben.

Abbildung 2-1 bis Abbildung 2-2 zeigen die Entwicklung der durchschnittlichen Leistungs- und Arbeitspreise für Sekundärregelleistung und Minutenreserve in Deutschland pro Monat. Zudem sind die Spannweiten zwischen minimalem und maximalem erzielbarem Preis pro Monat dargestellt.

Die **durchschnittlichen** Leistungspreise für **negative MRL** sind in den letzten beiden Jahren erheblich gesunken und lagen zwischen Juni 2015 und Juni 2016 (mit Ausnahme vom Dezember 2015) im Durchschnitt unter 2 €/MW pro h). Die Leistungspreise für **negative SRL** sind gleichsam gesunken und lagen im gleichen Zeitraum (mit Ausnahme von August und Dezember 2015) bei unter 2 €/MW pro h. Ein Leistungspreis von 2 €/MW pro h entspricht bei einer Bereitstellung über ein Jahr (8760 Stunden) einer Vergütung von 17.520 €/MW pro Jahr bzw. 1.460 €/MW pro Monat. Die **maximalen** Leistungspreise für negative SRL lagen unter 6 €/MW pro h, die für negative MRL unter 3,2 €/MW pro h.

Die durchschnittlichen Preise für **positive Regelleistung** in 2015 und 2016 sind mit 0 €/MW pro h bis 2,2 €/MW pro h für MRL und 2,5 €/MW pro h bis 9,7 €/MW pro h für SRL etwas höher. Zudem weisen sie weiterhin höhere Spannbreiten zwischen minimalem und maximalem Preis auf.



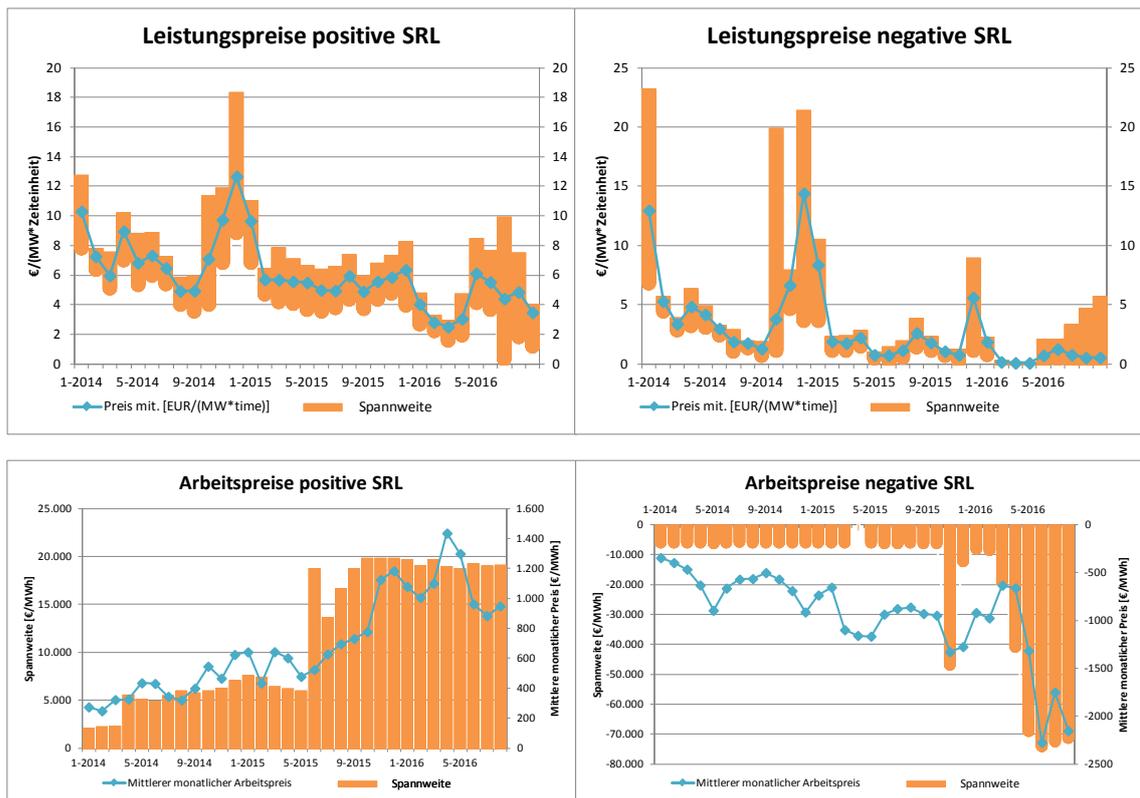
Quelle: enwida (2016)

Abbildung 2-1 Leistungs- und Arbeitspreise für Minutenreserve in Deutschland

Seit Anfang 2014 hat sich parallel zum Leistungspreisverfall auch die Höhe und Bandbreite der Arbeitspreise geändert. So sind die mittleren Arbeitspreise für negative Minutenreserve und Sekundärregelenergie seit Anfang 2014 stark gefallen. Dies ist auch auf einen starken Anstieg an bezuschlagten Geboten mit sehr hohen negativen Arbeitspreisen zurückzuführen. So fiel bspw. der minimale Arbeitspreis für negative MRL von

-7.253 €/MWh im Januar 2014 auf -32.567 €/MWh im Juni 2016. Der Anbieter von negativer MRL erhält in diesem Fall zusätzlich zur Stromabnahme aus dem Netz noch eine Vergütung für die bezogene Energie. Im Juli 2015 erreichte er sogar ein Minimum von -75.648 €/MWh. Der maximale Arbeitspreis für negative MR veränderte sich hingegen vergleichsweise kaum und lag im betrachteten Zeitraum zwischen -19 €/MWh und +78 €/MWh. Nur wenige Angebote weisen im negativen MRL-Markt positive Arbeitspreise aus. Da die bezuschlagten MRL-Gebote nach Merit-Order der Arbeitspreise abgerufen werden und die Abrufwahrscheinlichkeit im MRL-Markt deutlich geringer ist als im SRL-Markt, wirken sich die stark negativen Arbeitspreise auf die tatsächlichen Kosten für MRL nur begrenzt aus.

Gleichzeitig haben sich die durchschnittlichen Arbeitspreise für positive Sekundärregelenergie seit Anfang 2015 verdoppelt. Auch dies ist auf einen Anstieg des maximalen Arbeitspreises zurück zu führen. Die Arbeitspreise für positive MR sind im Zeitraum Januar 2014 bis Juni 2015 hingegen zunächst auch erheblich gestiegen. Im Juli 2015 sind sie jedoch auf ein sehr niedriges Niveau zurück gefallen. Seit September 2015 steigen die mittleren Preise für positive MR jedoch wieder an.



Quelle: enwida (2016)

Abbildung 2-2: Leistungs- und Arbeitspreise für Sekundärregelenergie in Deutschland

Die Entwicklung von stark gesunkenen Leistungspreisen und gestiegenen Arbeitspreisen bei positiver Sekundärregelenergie und gesunkenen Arbeitspreisen bei negativer Sekundärregelenergie kann als Anzeichen eines geänderten Gebotsverhaltens gesehen werden. Historisch gesehen haben Anbieter am Regelenergiemarkt, insbesondere nachfrageseitige Anbieter Erlöse vor allem durch die Vorhaltung von Reserveleistung erwirtschaftet. Sie profitierten dabei von den (historisch) hohen Leistungspreisen. Aufgrund der steigenden Anbieterzahl und dem damit verbundenen Verfall der Leistungspreise, scheinen Anbieter zu versuchen, über höhere mittlere Arbeitspreise ihre gesunkenen Erlöse zu kompensieren. Dies gelingt jedoch nur, wenn die Abrufhäufigkeit sich

nicht in größerem Ausmaß reduziert, da sich die Erlöse aus dem gebotenen Arbeitspreis und der Häufigkeit eines Abrufes ergeben.

In der Vergangenheit sind lastseitige Flexibilitäten so geboten worden, dass sie vorgehalten aber möglichst nicht abgerufen worden sind. Die Erlöse wurden dabei insbesondere aus dem Leistungspreis generiert. Mit diesem Geschäftsmodell, das vor allem auf dem Angebot von (negativer) Regelleistung basiert, lassen sich kaum noch Erlöse erwirtschaften. Vielmehr ist auch für flexible Lasten mittlerweile eine Gebotsstrategie sinnvoll, die auf die Generierung von Erlösen aus Abrufen abzielt. Insgesamt haben sich die Erlösmöglichkeiten einer Vermarktung von flexiblen Verbrauchern am Regelenergiemarkt jedoch für die meisten Regelenergieprodukte deutlich reduziert. Lediglich bei den Arbeitspreisen für positive Minutenreserve und Sekundärreserve zeigt sich kein klarer Rückgang der Preise in den letzten 12 Monaten.

Zwischenfazit – Vermarktung am deutschen Regelenergiemarkt

In den letzten Jahren wurden bspw. mit der Reduzierung von Mindestgebotsgrößen und verkürzten Ausschreibungszyklen Anstrengungen unternommen um flexiblen Lasten den Zugang zu den deutschen Regelenergiemärkten zu ermöglichen. Zudem wurden erste Schritte in Richtung grenzüberschreitender Märkte getätigt. Nichtsdestotrotz existieren jedoch noch erhebliche Marktzutrittsbarrieren wie hohe Mindestgebote, lange Ausschreibungs- und Lieferzeiträume und fehlende Standardprozesse und -verträge für Regelenergie-Pools bzw. Aggregatoren, die den Marktzutritt insbesondere für kleine Lasten erschweren. Des Weiteren schränken die niedrigen Leistungspreise für MRL und SRL die Wirtschaftlichkeit ein. Höhere Erlöspotentiale als früher können sich jedoch beim Abruf positiver Regelleistung ergeben.

2.1.2 Vermarktung am Spotmarkt

2.1.2.1 Allgemeine Rahmenbedingungen

Prinzipiell ist in der deutsch-österreichischen Marktzone die Vermarktung von nachfrageseitiger Flexibilität am Spotmarkt möglich. Eine Übersicht über die Vermarktungsmöglichkeiten bietet Tabelle 2-2. Zum einen können Nachfrager ihre Flexibilität implizit am Spotmarkt vermarkten, indem sie Verträge mit flexiblen Tarifen mit ihren Lieferanten abschließen. Die Lieferanten können die lastseitige Flexibilität dann wiederum zur Optimierung ihrer Beschaffungsportfolios nutzen.

Zudem können flexible Lasten auch direkt ohne Lieferanten am Day-Ahead- und Intradaymarkt teilnehmen oder ihre Flexibilität über einen Aggregator vermarkten lassen. Beides wird bisher jedoch nur in geringem Umfang genutzt (SEDC (2015)). Ein Grund hierfür ist, dass Aggregatoren, die Lasten in ihr Portfolio aufnehmen wollen, vorab Verträge mit den betroffenen BKV bzw. Lieferanten abschließen müssen. Da es derzeit keine Standardprozesse und -verträge hierfür gibt, ist insbesondere der Vertragsgestaltungsprozess nach Angaben von Marktakteuren sehr aufwendig und langwierig.

Tabelle 2-2: Deutschland – Vermarktungsmöglichkeiten für flexible Lasten am Spotmarkt

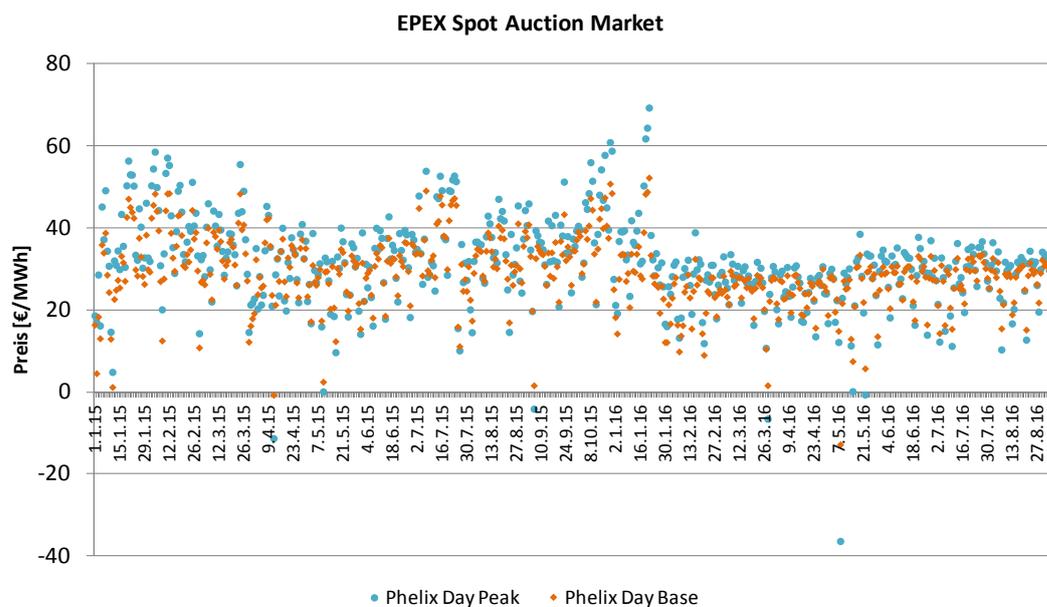
Vermarktung am Spotmarkt	
Implizite Vermarktung	
Flexible Verträge	Bsp. BeegyLive oder Next "Take your Time" oder "Best of 96" Für Aggregatoren: Marktzugang einfacher wenn gleichzeitig Energie geliefert wird, da keine bilateralen Verträge mit BKV notwendig
Explizite Vermarktung	
Teilnehmer von Lasten	Virtual Power Plants: Gemeinsame Vermarktung von dezentralen Erzeugern und Nachfrageflexibilität Große abschaltbare Lasten Beides derzeit nur in geringem Umfang
Teilnahmebedingungen (insb. für Aggregatoren)	Vor Teilnahme von Lasten: Vertrag mit BKV notwendig (derzeit keine Standards)
Zeitpunkt Gebotsabgabe	Gebotsabgabe Day-Ahead Spot Markt Auktion: Täglich um 12 Uhr Intraday-Markt Auktion: Täglich um 15 Uhr

Quelle: SEDC (2015)

2.1.2.2 Erlösmöglichkeiten

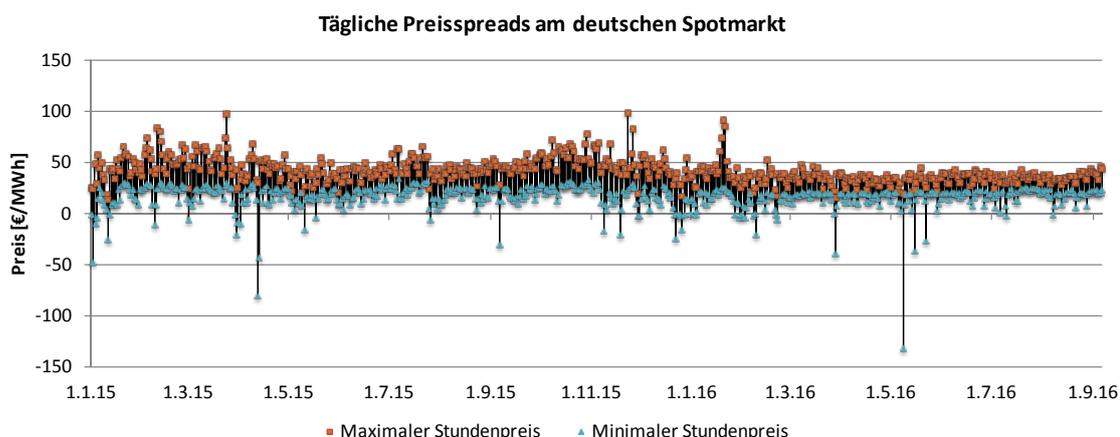
In den letzten Jahren sind die Base-Preise am deutsch-österreichischen Day-Ahead-Markt u. a. aufgrund bestehender Überkapazitäten, niedriger Primärenergieträger- und EUA-Preise und eine zunehmende Einspeisung aus erneuerbaren Energien weiter gesunken. Abbildung 2-3 zeigt die Entwicklung der Base und Peak-Preise für die Marktzone Deutschland – Österreich in 2015 und 2016. Während der Jahresbase in 2015 noch bei 31,63 €/MWh lag, beträgt der durchschnittliche Base-Preis im Zeitraum 01.01.2016 bis 06.09.2016 nur noch 25,68 €/MWh. Durch dieses niedrige Preisniveau reduzieren sich auch die Erlösmöglichkeiten für flexible Verbrauchslasten am deutsch-österreichischen Day-Ahead-Markt.

Neben dem absoluten Preisniveau, hat der Spread zwischen minimalem und maximalem Tagespreis Einfluss auf die Höhe der mit Lastflexibilität erzielbaren Erlöse. Abbildung 2-4 zeigt den Verlauf der Entwicklung der täglichen Preis-Spreads, während Abbildung 2-5 die Häufigkeitsverteilung der Höhe der Preis-Spreads in 2015 und 2016 zeigt. Genau wie die absoluten Preise ist auch die Häufigkeit hoher Preis-Spreads in den letzten Monaten deutlich gesunken. Während in 2015 noch Preisunterschiede zwischen 20 €/MWh und 35 €/MWh dominierten, lagen in den ersten acht Monaten 2016 die Preisunterschiede zwischen minimalem und maximalem Tagespreis mehrheitlich zwischen 15 €/MWh und 20 €/MWh. Höhere Preisunterschiede traten vor allem an Tagen auf, an denen besonders niedrige oder negative Preise beobachtet werden konnten. Genau wie die gesunkene absolute Höhe der Strompreise haben auch die gesunkenen Differenzen zwischen minimalem und maximalem Tagespreis negativen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit einer Vermarktung von nachfrageseitiger Flexibilität am Spotmarkt.



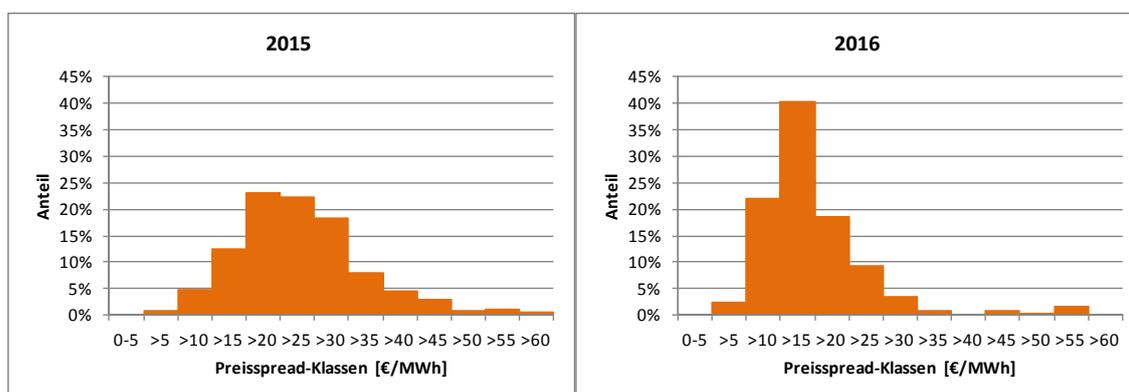
Quelle: EPEX-Spot

Abbildung 2-3: Entwicklung der Base- und Peak-Preise für Österreich und Deutschland zwischen Jan 2015 und Sep 2016



Quelle: EPEX-Spot

Abbildung 2-4: Differenz zwischen minimalem und maximalem täglichem Stundenpreis am deutsch-österreichischen Day-Ahead Markt



Quelle: EPEX-Spot)

Abbildung 2-5: Häufigkeitsverteilung der Preisspreads zwischen minimalem und maximalem täglichem Stundenpreisen am deutsch-österreichischen Day-Ahead-Markt in 2015 und 2016

Zwischenfazit – Vermarktung am deutschen Spotmarkt

Prinzipiell ist die Vermarktung von lastseitiger Flexibilität am deutsch-österreichischen Spotmarkt möglich, entweder implizit über entsprechende Lieferverträge oder explizit, durch die direkte Vermarktung von flexiblen Lasten.

Sowohl die durchschnittlichen Preise als auch die Preisspreads zwischen minimalem und maximalem Tagespreis am Day-Ahead-Markt sind in den letzten Jahren jedoch deutlich gesunken, weswegen sich die Erlöspotentiale für lastseitige Flexibilität am deutschen Spotmarkt deutlich reduziert haben.

2.1.3 Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten

Neben dem Regenergiemarkt und dem Spotmarkt besteht für Nachfrager in Deutschland zudem die Möglichkeit ihre Flexibilität im Rahmen der Abschaltbare Lastenverordnung (AbLaV) zu vermarkten (50Hertz et al. 2016). Die AbLaV wurde in 2012 erlassen. Sie erlaubt es Übertragungsnetzbetreibern ihren Bedarf an abschaltbaren Lasten zum Ausgleich der Systembilanz oder für Redispatch auszuschreiben. Es wird zwischen Sofort abschaltbaren Lasten (SOL) und Schnell abschaltbaren Lasten (SNL) unterschieden. Bei letzteren muss die Abschaltung in weniger als 15 Minuten erfolgen. Allerdings wurden in der AbLaV 2012 sehr hohe Mindestgebotsmengen von 50 MW und deutliche Einschränkungen beim Pooling festgelegt. Entsprechend haben die Übertragungsnetzbetreiber bisher lediglich 7 Rahmenverträge für Abschaltbare Lasten abgeschlossen, die in Summe eine Gesamtleistung von 1.444 MW aufweisen (vgl. Tabelle 2-3). Die Ausschreibungsmengen der ÜNB betragen 1.500 MW je Produktart.

Tabelle 2-3: Übersicht über bisher akquirierte Abschaltbare Lasten

Produktart	Anzahl der Rahmenverträge	Gesamtleistung [MW]
SOL	2	465
SNL	5	979

Quelle: 50Hertz et al. (2016)

Um auch kleineren Lasten und Pools die Teilnahme an den Ausschreibungen zu ermöglichen, wurde die AbLaV in 2016 novelliert. Die Novellierung trat zum 01. Oktober 2016 in Kraft. Eine Übersicht über die wesentlichen Rahmenparameter der aktuellen und zukünftigen AbLaV 2016 ist in Tabelle 2-4 dargestellt. Der Entwurf der AbLaV 2016 muss jedoch noch von der EU Kommission notifiziert werden. Im Rahmen der Novellierung wurde von einer monatlichen auf eine wöchentliche Ausschreibung umgestellt sowie die ausgeschriebene Leistung je Produktkategorie auf 750 MW reduziert. Des Weiteren wurde die Mindestgebotsgröße von 50 MW auf 5 MW reduziert. Zudem können seit der Novellierung auch Lasten, die ans Mittelspannungsnetz (früher nur Hoch- und Höchstspannung) angeschlossen sind, an der Ausschreibung teilnehmen. Schließlich wurde die Vergütung der Leistungsvorhaltung von einem festen Leistungspreis auf einen im Rahmen von Ausschreibungen bestimmten Leistungspreis umgestellt. Die maximale Vergütungshöhe für Leistung wurde zudem von bisher 2.500 €/MW pro Monat auf 500 €/MW für den Ausschreibungszeitraum von einer Woche gesenkt.

Tabelle 2-4: Deutschland – Vermarktungsmöglichkeiten für flexible Lasten im Rahmen der Abschaltbare Lasten Verordnung

Abschaltbare Lastenverordnung aktuell und geplant (AbLaV 2012, AbLaV 2016)		
	AbLaV 2012	AbLaV 2016
Präqualifikation		
Netzebene	mind. 110 kV	max. 2 Umspannungen von Höchstspannung
Mindestleistung	50 MW	2016: 10 MW, ab 2017: 5 MW
Pooling	Max. 5 Verbraucher	unbegrenzte Anzahl
Ausschreibung		
Ausschreibungszeitraum und Zeitpunkt Gebotsabgabe	1 Monat, SOL: vorletzter Montag im Vormonat, 11 Uhr SNL: 3 Tage nach SOL, 11 Uhr	1 Woche SOL: Montag für die nächste Woche SNL: 3 Tage nach SOL
Bedarf Sofort abschaltbare Lasten (SOL)	Abschaltung in weniger als einer Sekunde 1500 MW	750 MW
Bedarf Schnell abschaltbare Lasten (SNL)	Abschaltung in weniger als 15 Minuten 1500 MW	750 MW
Leistungspreis	2500 €/MW pro Monat, fix	Max. 500 €/MW pro Woche, per Ausschreibung ermittelt
Arbeitspreise	variabel 100 – 400 €/MWh	max. 400 €/MWh
Zuschlagserteilung	1) Arbeitspreis 2) Systemtechnische Wirksamkeit 3) Zeitpunkt Angebotseingang	1) Leistungspreis 2) Arbeitspreis 3) Systemtechnische Wirksamkeit 4) Zeitpunkt Angebotseingang

Quelle: SEDC (2015), AbLaV (2012), AbLaV (2016)

Seit Einführung des Modells wurden bisher Energiemengen in Höhe von insgesamt 7,4 GWh abgeschaltet und vergütet (vgl. Abbildung 2-6). 56 Prozent entfielen dabei auf SOL und 44 Prozent auf SNL. Die gemessen an der abgeschalteten Energiemenge höchsten Abschaltungen, sowohl von SOL als auch von SNL wurden im März und Juli 2015 realisiert. Hauptnutzer der abschaltbaren Lasten war bisher Amprion. Die Abschaltungen wurden dabei zu 61 Prozent zum Ausgleich der Systembilanz und nur zu 39 Prozent im Rahmen des Redispatches genutzt (vgl. Abbildung 2-7).

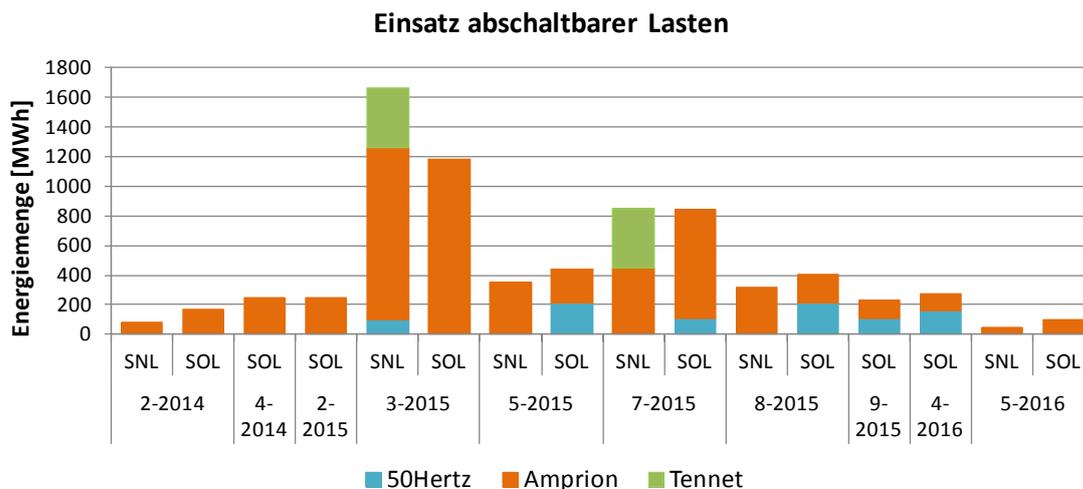


Abbildung 2-6: Einsatz von abschaltbaren Lasten nach Monat, Lasttyp und Netzbetreiber (basierend auf 50Hertz et al. (2016))

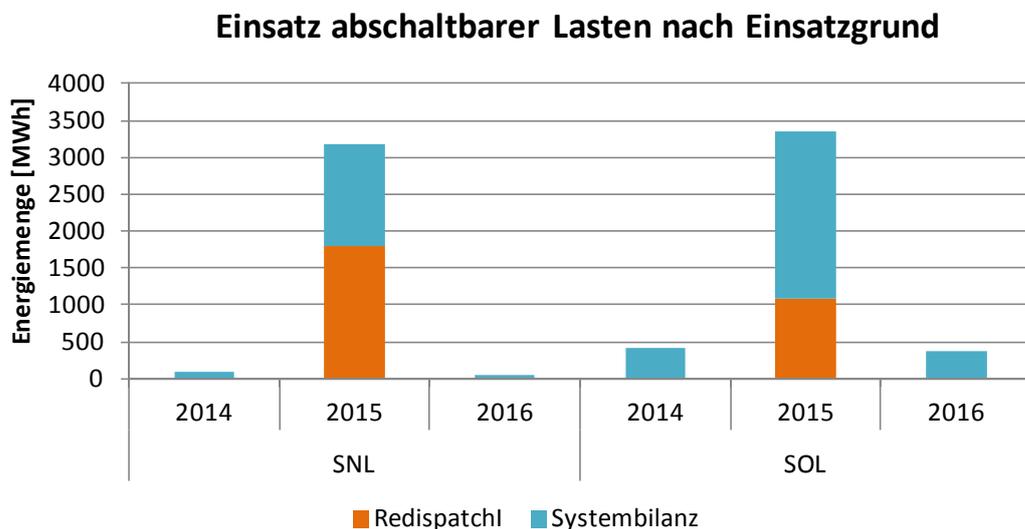


Abbildung 2-7: Einsatz von abschaltbaren Lasten nach Jahr und Einsatzgrund (basierend auf 50Hertz et al. (2016))

Zwischenfazit – Vermarktung im Rahmen der AbLaV

Eine Vermarktung von lastseitiger Flexibilität nach AbLaV ist derzeit nur für große flexible Lasten, die an das Höchst- und Hochspannungsnetz angeschlossen sind, möglich. Auch aufgrund dieser Einschränkung haben die ÜNB seit Einführung der AbLaV in 2012 lediglich sieben Rahmenverträge mit abschaltbaren Lasten schließen können. Mit der Novellierung der AbLaV in 2016 soll das Instrument daher auch für kleinere Lasten und Pools ab 5 MW geöffnet werden, die auch an das Mittelspannungsnetz angeschlossen sein dürfen.

2.2 Frankreich

Frankreich zählt zu den Märkten in Europa, die die größte Anzahl an Vermarktungsmöglichkeiten für lastseitige Flexibilität aufweisen. Voraussetzung für die Vermarktung von lastseitiger Flexibilität in Frankreich ist, dass sich die Lasten im französischen Netz (Übertragungsnetz von RTE) angeschlossen sind.

Lastseitige Flexibilität kann zum einen als Systemdienstleistung, d. h. als die in Frankreich als Primärreserve (PR) bezeichnete FCR und als die in Frankreich als Sekundärreserve (SR) bezeichnete aFRR vermarktet werden. Zum anderen können flexible Lasten an Ausschreibungen des französischen Übertragungsnetzbetreibers RTE für zusätzliche Reservekapazitäten teilnehmen, die einen Teil der mFRR und RR darstellen. Zukünftig können Kapazitäten zudem am dezentralen Kapazitätsmarkt vermarktet werden, der in 2017 in Kraft treten soll. Eine Vermarktung am Kapazitätsmarkt kann entweder implizit im Rahmen des Stromlieferungsvertrags oder explizit als lastseitige Kapazität am Kapazitätsmarkt erfolgen.

Energiemärkte, an denen lastseitige Flexibilitäten in Frankreich vermarktet werden können sind der Regelenenergie- und der Spotmarkt. In den folgenden Abschnitten werden die Hauptvermarktungsmöglichkeiten kurz beschrieben.

2.2.1 Märkte für Regelenenergie

2.2.1.1 Allgemeine Rahmenbedingungen

Die Regelenenergiemärkte in Frankreich setzen sich aus den Systemdienstleistungsmärkten (Services Systèmes) für die automatisch aktivierte Primärregelleistung (Réserve Primaire bzw. nach ENTSO-E FCR) und Sekundärreserve (Réserve Secondaire bzw. nach ENTSO-E aFRR) und dem sogenannten Mécanisme d'Ajustement zusammen (vgl. Abbildung 2-8). Letzterer besteht aus der manuell aktivierten Frequenzregelreserve (nach ENTSO-E mFRR) und der Tertiärreserve (Réserve Tertiaire bzw. nach ENTSO-E RR). Alle Märkte wurden in den letzten Jahren für die Vermarktung von lastseitiger Flexibilität geöffnet und weitestgehend an deren technische Charakteristika angepasst. Die wesentlichen Rahmenbedingungen und Marktregeln der französischen Regelenenergiemärkte sind in Tabelle 2-5 dargestellt.

Nachfragelasten, die die Präqualifikationsbedingungen erfüllen (s. Tabelle 2-5 und Abbildung 2-8) können direkt oder über Aggregatoren am Regelenenergiemarkt teilnehmen. Als Anbieter am Regelenenergiemarkt waren in der Vergangenheit vor allem große Erzeuger wie EDF, EON oder Engie aktiv. Mittlerweile sind einige Aggregatoren wie Energy Pool und Actility aktiv am Regelenenergiemarkt. Diese bieten mittlerweile von den

ausgeschriebenen 500 MW im Bereich der RR ca. 100 MW als lastseitige Flexibilität an. Im Bereich der Primärreserve werden derzeit 570 MW ausgeschrieben, wovon ca. 40 MW durch lastseitige Flexibilitäten zur Verfügung gestellt werden.

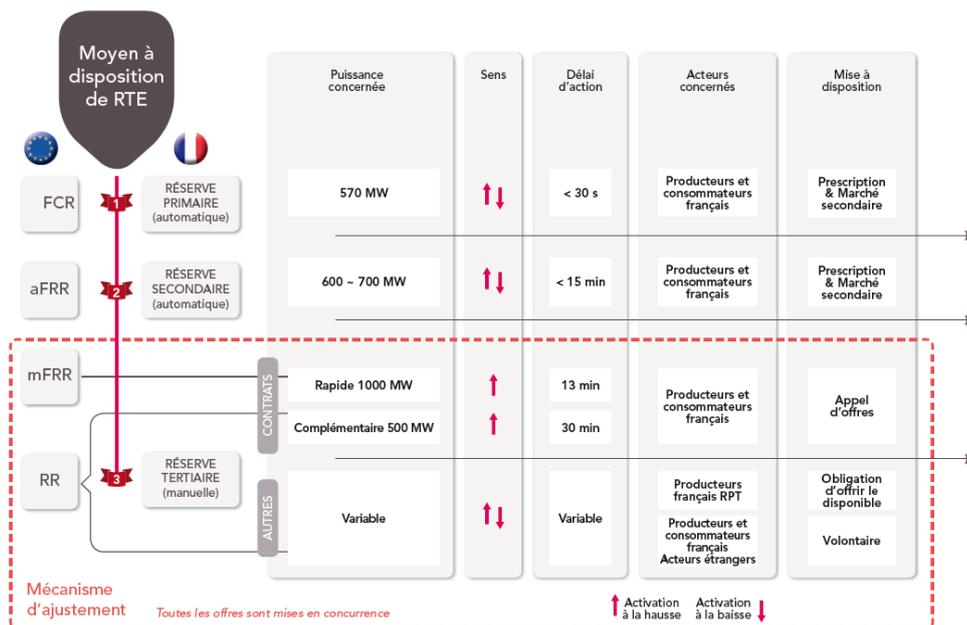
Tabelle 2-5: Frankreich – Vermarktungsmöglichkeiten am Regelle Energiemarkt

	Primärreserve	Sekundärreserve	Mécanisme d'Ajustement
	FCR	aFRR	mFRR und RR
Offen für Verbrauchslasten	Seit 2014	Seit 2014	Seit 2007
Teilnahme	Direkte Teilnahme von Nachfragerlasten oder über Aggregatoren Metall, Chemie, Papier, Kühleinrichtungen in Lebensmittelindustrie, Flughäfen, Krankenhäuser		
	Teilnahme von Kraftwerken (obligatorisch) und industriellen flexiblen Lasten freiwillig Derzeit zumeist große Industriebetriebe mit Elektrolyse	Wenn dezentrale, (ans Niederspannungsnetz angeschlossene) Lasten im Pool: zeitlich hoch aufgelöste (10 Sek.) Lastgangmessung durch Aggregator notwendig	
Pooling und Präqualifikation	Pooling erlaubt, Präqualifikationsbedingungen müssen nur vom Pool als Ganzes erfüllt werden Zertifizierung des realisierten Lastmanagements durch ÜNB		
Gebotsgrößen	Gebotsgröße ≥ 1 MW und ≤ 150 MW (derzeit noch symmetrisch)	Gebotsgröße ≥ 1 MW (derzeit noch symmetrisch)	Gebotsgröße ≥ 1 MW und ≤ 10 MW
Marktdesign und Vergütung	Am Markt teilnehmende Kapazitäten bekommen jeden Tag von RTE vorzuhaltende Kapazität zugeteilt Von RTE festgelegte Vergütung <ul style="list-style-type: none"> für Vorhaltung: 9,18 €/MW/30 Minuten für Abruf durch RTE: 36,4 €/MWh 		Jährliche Ausschreibung mit fixer Prämie Tägliche Ausschreibung in Realzeit, Zeitscheiben werden individuell vereinbart, Verträge laufen über ein Jahr <ul style="list-style-type: none"> Zuschlag nach Merit Order Stunden und Blockgebote möglich Vergütung Arbeitspreis (€/MWh) Pay as Bid

Zeitpunkt Gebotsabgabe	täglich, über einen Zweitmarkt, OTC	täglich, über einen Zweitmarkt, OTC	täglich
Ausgeschriebene Menge	570 MW	600-700 MW	Réserves rapide et complémentaire <ul style="list-style-type: none"> mFRR: >1000 MW RR: 500 MW
Bisher akquirierte flexible Lasten	In 2015 10 % durch Nachfrage, ca. 40 MW	0 MW	100 MW

Quelle: Assemblée Nationale (2016), RTE (2016-1), RTE (2016-2), Conseil d'Etat (2016), SEDC (2015)

Aggregatoren steht es frei auch kleinere Lasten zu poolen, wobei die Präqualifikationsbedingungen dann nur vom Pool als Ganzes und nicht von jeder einzelnen Anlage erfüllt werden müssen. Die wichtigsten Betriebe, die derzeit am Regelenergiemarkt in Frankreich aktiv sind, gehören nach Aussagen des französischen Übertragungsnetzbetreibers RTE den Sektoren Metall, Chemie (insbesondere Elektrolyse), Papier, Kühleinrichtungen in Lebensmittelindustrie, Flughäfen und Krankenhäuser an (RTE 2016).



Quelle: RTE (2016-6)

Abbildung 2-8: Überblick über die französischen Regelenergiemärkte

2.2.1.2 Erlösmöglichkeiten

Teilnehmer am Primär- und Sekundärregelenergiemarkt erhalten für ihre Teilnahme an der Leistungsvorhaltung eine Prämie in Höhe von 9,18 € pro MW und 30 Minuten. Für die abgerufene Energie erhalten sie eine Vergütung in Höhe von 36,4 €/MWh. Derzeit müssen Primär- und Sekundärregelleistung noch symmetrisch angeboten werden. Nach Angaben von RTE soll jedoch bald auf eine asymmetrische Bereitstellung umgestellt werden, auch um nachfrageseitiger Flexibilität den Zugang zu diesen Märkten zu erleichtern (RTE 2016).

Die zum Mécanisme d'ajustement gehörende Tertiärreserve, die der RR nach ENTSO-E Nomenklatur entspricht, wird jährlich mit einer fixen Prämie ausgeschrieben. Darüber hinaus existiert ein zusätzlicher Arbeitsmarkt auf dem täglich (in Echtzeit) im Rahmen von Auktionen akquiriert wird. Im Gegensatz zur Primär- und Sekundärreserve wird die gelieferte Arbeit nach dem pay-as-bid-Verfahren vergütet. Abbildung 2-9 zeigt den Verlauf der durchschnittlichen monatlichen Arbeitspreise für RR und mFRR.

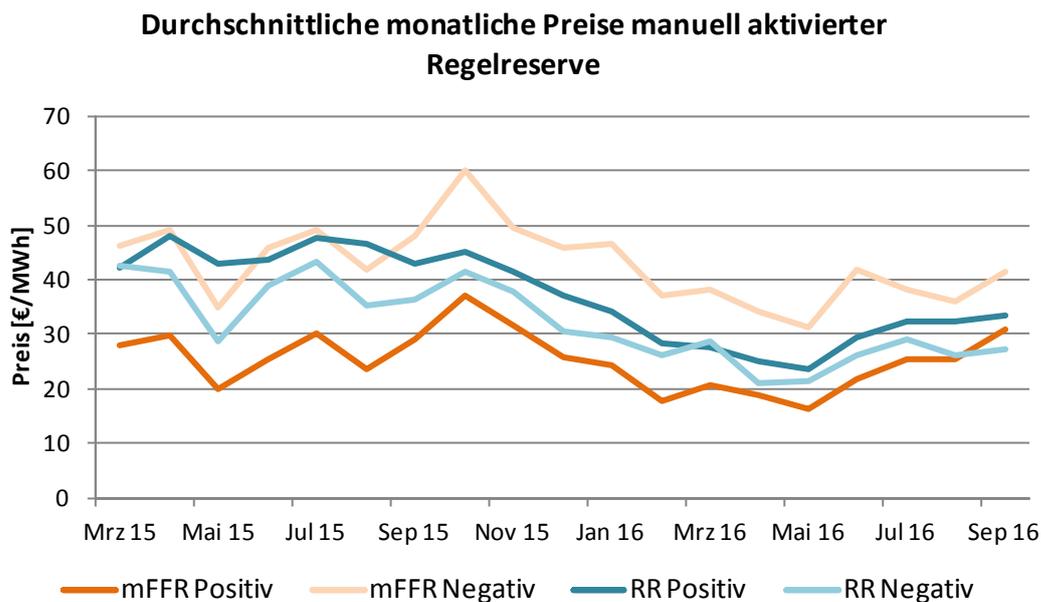


Abbildung 2-9: Durchschnittliche monatliche Arbeitspreise für manuell aktivierte Frequenzreserve und Tertiärregelleistung (eigene Berechnungen basierend auf RTE (2016-5))

Während die mittleren monatlichen Arbeitspreise für positive Regelenergie seit Anfang 2015 zwischen 16 €/MWh und 40 €/MWh für RR und zwischen 24 €/MWh und 48 €/MWh für mFRR lagen, wurden in einzelnen Stunden deutlich höhere Preise von bis zu 104 €/MWh bzw. 371 €/MWh gezahlt (vgl. Abbildung 2-9). Die mittleren Preise

für RR lagen in den letzten anderthalb Jahren zwischen 31 €/MWh und 42 €/MWh, die für negative mFRR zwischen 31 €/MWh und 43 €/MWh, mit Spitzen von 245 €/MWh bzw. 271 €/MWh.

2.2.1.3 Zusätzliche Kapazitätsausschreibungen von RTE

Zusätzlich zu diesen unterschiedlichen Regelenergieprodukten akquiriert der Übertragungsnetzbetreiber RTE weitere Mengen an mFRR und RR durch bilaterale Verträge mit Nachfragern und Aggregatoren (vgl. Tabelle 2-6). Für 2016 umfasst die Liste von Akteuren, die sich an den sogenannten Appels d'offre beteiligen neun Teilnehmer, die insgesamt 1900 MW an industrieller und 200 MW an dezentraler, an das Verteilnetz angeschlossener abschaltbarer Last bereit stellen.

Tabelle 2-6: Frankreich – Kapazitätsausschreibungen von RTE

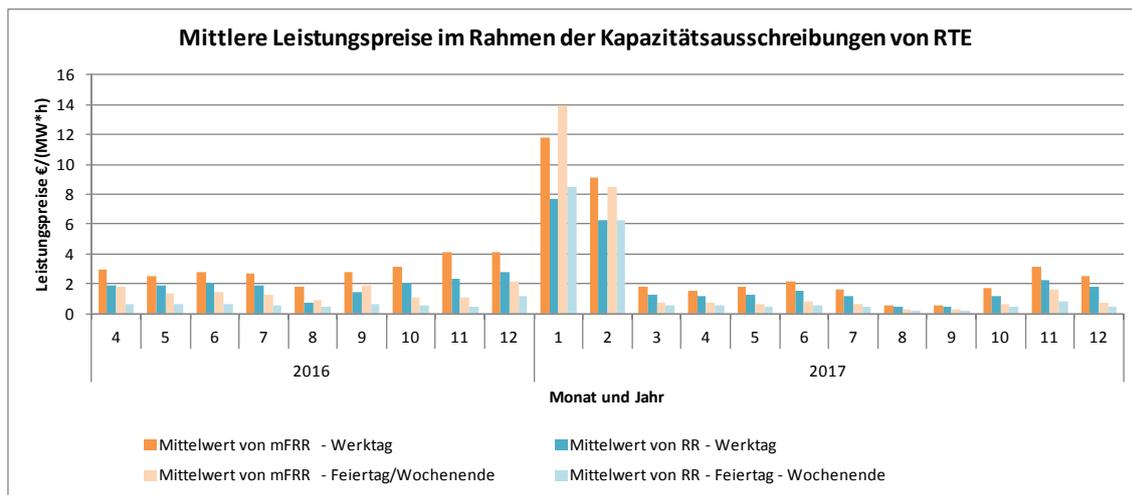
Appels d'offres capacitaires von RTE (Jährliche Ausschreibung zusätzlicher Reservekapazitäten durch RTE)	
Gesetzliche Grundlage	Ursprünglich Loi Nomes (2010), verlängert durch Loi relative à la transition énergétique (2015)
Produkte/ Marktregeln	Teilnahme einer Kapazität muss von RTE genehmigt werden Evaluation jeder einzelnen Einheit, ob sie tatsächlich in der Lage ist auf Signale zum Lastabwurf zu reagieren (Grund: Systemsicherheit) Vergütung: nach Einheitspreisverfahren Ausgeschriebene Leistung (Appels d'Offres Effacement) <ul style="list-style-type: none"> • Industrie: 1900 MW, • Dezentral: 200 MW Blockgebote : Woche, Wochenende, ganzes Jahr, einzelne Monate
Bisher akquirierte lastseitige Flexibilität	<ul style="list-style-type: none"> • 1900 MW Industrie • 200 MW dezentral

Quelle: Assemblée Nationale (2016), RTE (2016-1), RTE (2016-3), Conseil d'Etat (2016)

Die zwischen April 2016 und Dezember 2016 im Rahmen der Appels d'Offre gezahlten Preise für die Leistungsvorhaltung sind in Abbildung 2-10 dargestellt. Die im Rahmen der Ausschreibung Mécanisme d'Ajustement erzielten Leistungspreise für mFRR an Werktagen liegen in den letzten drei Quartalen 2016 und in 2017 bei durchschnittlich 3 €/MW pro h bzw. 3,2 €/MW pro h Die Werktagspreise für die Leistungsvorhaltung von RR liegen im Vergleich dazu bei 1,9 €/MW pro h in den letzten drei Quartalen 2016 und bei 2,2 €/MW pro h in 2017.

Die Leistungspreise an Wochenenden und Feiertagen liegen deutlich tiefer. Bei mFRR betragen sie durchschnittlich 1,5 €/MW pro h in den letzten drei Quartalen 2016 und

2,5 €/MW pro h in 2017. Bei RR belaufen sie sich sogar nur auf 0,7 €/MW pro h bzw. 1,7 €/MW pro h. Bei allen vier Produkten ist ein deutlicher saisonaler Effekt zu erkennen, da die Preise in den Wintermonaten, insbesondere im Januar und Februar 2017 deutlich über dem Durchschnitt liegen. Insgesamt sind die durchschnittlichen Preise für die Vorhaltung von zusätzlicher Reservekapazität damit jedoch auf einem noch niedrigeren Niveau als am deutschen Sekundär- und Minutenreservermarkt.



Quelle: basierend auf RTE (2016-5)

Abbildung 2-10: Normierte Leistungspreise für im Rahmen der Appels d'Offre akquirierten Leistung

Zwischenfazit – Vermarktung am französischen Regelenenergiemarkt

Der französische Regelenenergiemarkt ist für die Teilnahme von Lasten, die im französischen Netz angeschlossen sind, weitestgehend geöffnet. So wurden in den letzten Jahren die Marktzugangskriterien so angepasst – bzw. befinden sich in Anpassung, dass Nachfrager oder Nachfragepools teilnehmen können. Die meisten der teilnehmenden flexiblen Lasten beteiligt sich jedoch nicht direkt an den Märkten für Primär-, Sekundär- und Tertiärreserve (insgesamt 140 MW), sondern nehmen an den zusätzlichen Kapazitätsausschreibungen von RTE teil (insgesamt 2.100 MW).

2.2.2 Vermarktung am Spotmarkt

Auch die französischen Spotmärkte erlauben die Vermarktung von lastseitiger Flexibilität. Tabelle 2-7 enthält eine Übersicht über die Vermarktung von nachfrageseitiger Flexibilität am französischen Spotmarkt.

Tabelle 2-7: Frankreich – Vermarktungsmöglichkeiten am Spotmarkt

Vermarktung am Spotmarkt	
Gesetzliche Grundlage	Loi Brottes (2013); aktuelle Marktregeln NEBEF 2.1 von 2016 Loi relative à la transition énergétique (2015)
Implizite Vermarktung	
Vermarktung im Zuge der Portfoliooptimierung des Strombezugs von Lieferanten Kunden erhalten bspw. einen flexiblen Tarif, bspw. von EDF: <ul style="list-style-type: none"> • Tarif EJP: Zweistufiger Tarif mit höheren Preisen an 22 Tagen mit hoher Last (zw. Nov. und Mrz.); an diesen Tagen 18 h mit hohen und 6 h mit niedrigeren Preisen • Tarif Tempo: drei unterschiedliche Tagestarife, Benachrichtigung am Vortag 	
Explizite Vermarktung am Spotmarkt als zertifizierte Last (NEBEF Mechanismus)	
Teilnahme	Vermarktung von lastseitiger Flexibilität durch Aggregatoren oder seit 2016 direkte Partizipation Gleichzeitige Teilnahme am RL-Markt möglich
Präqualifikation	Durch den französischen ÜNB RTE
Gebotsgröße	≤ 0,1 MW
Zertifizierung/ Abrechnung	Zertifizierung der erbrachten Flexibilisierung durch ÜNB Abrechnung / Vermittlung zwischen ÜNB und Aggregator über ÜNB, Basis für Abrechnung sind Messwerte des Verteilnetzbetreibers
Erlöse	Kompensationsprämie für verschobene Energiemenge an Lieferanten für <ul style="list-style-type: none"> • Kunden mit Lastgangmessung (abhängig vom HT/NT bzw. Quartal): 31,27 €/MWh – 56,10 €/MWh • Kunden mit standardisiertem Profil (abhängig von HT/NT und Tarifart): 30,50 €/MWh – 50,20 €/MWh Aggregator <ul style="list-style-type: none"> • Keine Prämie (seit 2016) • Finanzierung über Verkauf von Flexibilität am Spotmarkt Lasteigner: Mit Aggregator ausgehandelte Prämie oder Erlöse aus Vermarktung
aktuell im Marktfeld aktive flexible Lasten	Max 30 MW

Quelle: Assemblée Nationale (2016), RTE (2016-1), RTE (2016-2), Conseil d'Etat (2016), SEDC (2015)

2.2.2.1 Implizite Vermarktung am Spotmarkt

Nachfragelasten können indirekt über Stromlieferanten am Spotmarkt vermarktet werden. Nachfrager schließen hierfür bspw. einen mehrstufigen Tarif mit ihrem Lieferanten

ab, mit hohen Tarifstufen zu Zeiten besonders hoher Spotmarktpreise und niedrigen Stufen zu Zeiten niedriger Spotmarktpreise. Lieferanten können solche Flexibilitätstarife zur Optimierung ihrer Portfolios nutzen. Die damit realisierbaren Gewinne sind vor allem von der Höhe der Spotmarktpreise sowie der Preisvolatilität abhängig.

2.2.2.2 Explizite Vermarktung über den NEBEF-Mechanismus

Um nachfrageseitiger Flexibilität auch den direkten Zugang zum Spotmarkt zu schaffen, wurde durch das Loi Brottes in 2013 der sogenannte NEBEF-Mechanismus (Notifications d'Echanges de Blocs d'Effacement – Benachrichtigung über den Austausch von Blöcken abgeschalteter Lasten) geschaffen. Er definiert die Marktregeln für die Teilnahme von Lasten am Spotmarkt und führt die Rolle eines Opérateur d'effacement ein, eines unabhängigen Aggregators bzw. Lastmanagement-Pool-Betreibers. Zudem ermöglicht der Mechanismus Lasten oder Aggregatoren ihre Lastflexibilität am Spotmarkt zu vermarkten, ohne vorher das Einverständnis des Lieferanten oder Bilanzkreisverantwortlichen einholen zu müssen. Der entsprechende Datenaustausch wird vom Übertragungsnetzbetreiber RTE organisiert, der alle notwendigen Daten anonymisiert und teilweise in aggregierter Form an die betroffenen Lieferanten/BKV und Verteilnetzbetreiber weiterleitet. RTE übernimmt zudem die Zertifizierung des realisierten Lastmanagements und bestätigt damit die tatsächlich bereitgestellte Flexibilität. Auf diese Weise plausibilisiert RTE die erbrachte Arbeit. Zudem testet er die vom Aggregator eingesetzten Messsysteme und ist für die Abrechnung zuständig. Als Baseline-Methode stehen zwei Verfahren zur Verfügung, die auf den Leistungswert direkt vor bzw. nach Ende der Aktivierung abstellen oder auf einen Lastverlauf, der sich aus historischen Verbräuchen über einen längeren Zeitraum ableitet.

Als Entschädigung für vom Lastmanagement betroffene Lieferanten ist in Frankreich eine Kompensationsprämie vorgesehen, deren Höhe staatlich festgelegt wird. Auch diese leitet der ÜNB an die betroffenen Lieferanten weiter. Ziel der strikten Trennung der Marktrollen und des Einsatzes von RTE als Intermediär ist es Vertraulichkeit der Aktivität von Aggregatoren gegenüber den Lieferanten zu garantieren. In Frankreich ist dies von besonderer Relevanz, da der Endkundenmarkt (mit dem dominierenden Akteur EDF) eine deutlich höhere Marktkonzentration aufweist als in Deutschland.

Für September 2016 haben 16 Aggregatoren einen Antrag auf die Teilnahmen am NEBEF-Mechanismus bei RTE gestellt. Vier Aggregatoren haben bisher keine Anerkennung erhalten. Bisher wurden neun Aggregatoren nach den NEBEF-Regeln anerkannt (Reconnaissance au titre des règles NEBEF). Zudem verfügen drei weitere Aggregatoren über einen Vertrag mit RTE aus der Erprobungsphase des NEBEF-Mechanismus. Über die notwendige Qualifikation zum Poolen von bis dato nicht last-

ganggemessenen dezentralen Lasten verfügen drei dieser Akteure. Eine Liste der Aggregatoren, deren Teilnahme am NEBEF-Mechanismus von RTE akzeptiert wurde, ist in Tabelle 2-8 dargestellt.

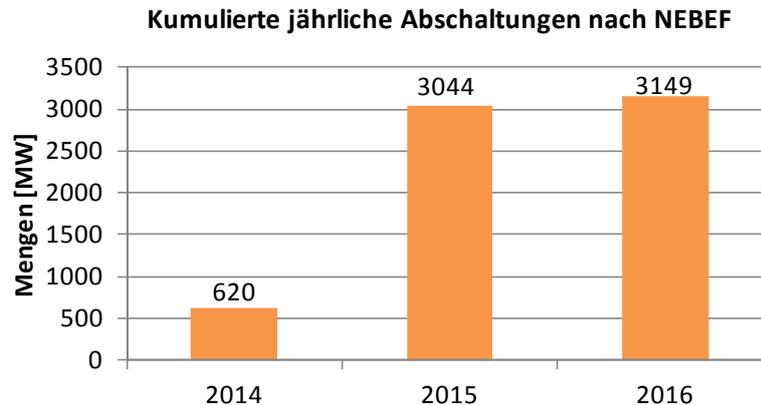
Tabelle 2-8: Durch RTE anerkannte Aggregatoren im September 2016

Aggregatoren (Opérateur d'Effacement)	Vertrag		Qualifizierung für das Pooling von dezentralen Lasten	
	NEBEF expé- rimentales	NEBEF	NEBEF expé- rimentales	NEBEF
DANSKE COMMODITIES A/S	X			
METRON	X			
RES FLEXIBILITE				
SOLVAY ENERGY SERVICES	X			
ACTILITY	X	X		X
BLUE ELEC		X		
DIRECT ENERGIE	X	X	X	
EQINOV DEMAND SIDE MANAGEMENT	X		X	
HYDRONEXT	X		X	
SMART GRID ENERGY	X		X	
SOVEN	X		X	
VALORIS ENERGIE	X		X	
VOLTALIS	X	X	X	

Quelle: RTE (2016-7), Stand: September 2016

Lieferanten erhalten als Ausgleich für die entgangene Lieferung eine Prämie. Alle relevanten Prozesse, wie die Weitergabe von Daten oder die Zahlung der Prämien werden aus Gründen der Vertraulichkeit von RTE als unabhängiger Instanz koordiniert. Aggregatoren erwirtschaften Erlöse durch die Vermarktung von Flexibilität am Spotmarkt, Nachfrager erhalten eine mit dem Aggregator ausgehandelte Prämie.

Seit Einführung des NEBEF sind die im Rahmen des NEBEF-Mechanismus realisierten Abschaltungen von über das Jahr kumuliert 620 MW in 2014 auf 3149 MW in 2016 gestiegen (siehe Abbildung 2-11). Die maximale, kumulierte, seit Einführung des NEBEF-Mechanismus abgeschaltete Last je ½-Stunden-Block betrug 30,2 MW.

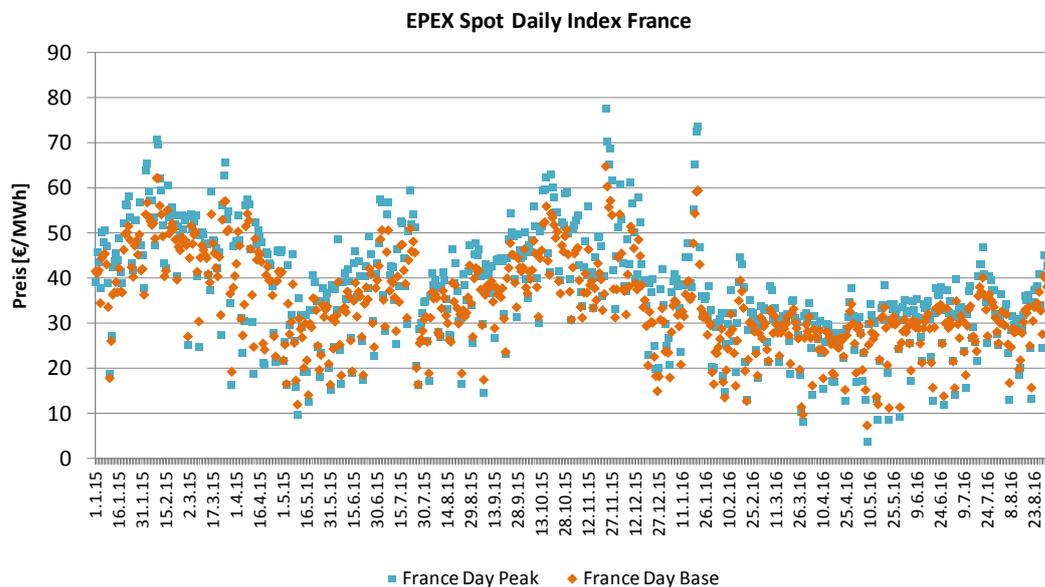


Quelle: eigene Berechnung basierend auf RTE (2016-4)

Abbildung 2-11: Kumulierte jährliche Abschaltungen basierend auf dem NEBEF-Mechanismus

2.2.2.3 Preise am französischen Spotmarkt

Die Entwicklung der durchschnittlichen täglichen Base und Peak Load Preise seit Anfang 2015 ist in Abbildung 2-12 dargestellt. Es wird deutlich, dass die Preise seit Ende 2015 deutlich gesunken sind.



Quelle: Quelle: EPEX-Spot

Abbildung 2-12 Tägliche Base und Peak Load Preise am französischen Spotmarkt

Gleichzeitig ist auch der Spread zwischen minimalem und maximalem Stundenpreis je Tag gesunken (vgl. Abbildung 2-13). Während es in den ersten acht Monaten im Jahr

2015 noch 81 Tage gab, an denen es einen Preis-Spread zwischen minimalem und maximalem Stundenpreis von mehr als 30 €/MWh gab, so waren es in den ersten acht Monaten des Jahres 2016 nur noch 25 Tage (vgl. Abbildung 2-14). Durch diese sinkenden Spreads sinkt insbesondere die Gewinnspanne bei Lastverschiebungen.

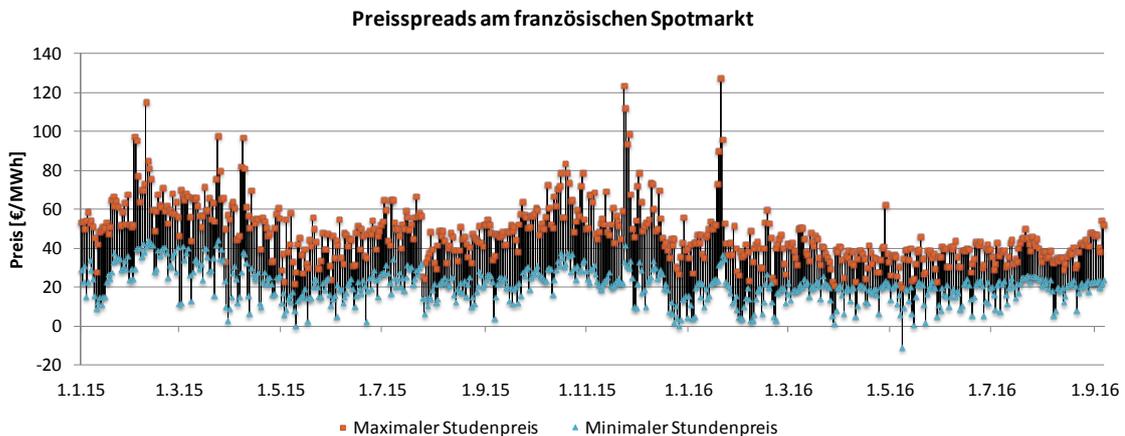


Abbildung 2-13: Preisspreads zwischen minimalem und maximalem Stundenpreis pro Tag am französischen Spotmarkt (Quelle: EPEX-Spot)

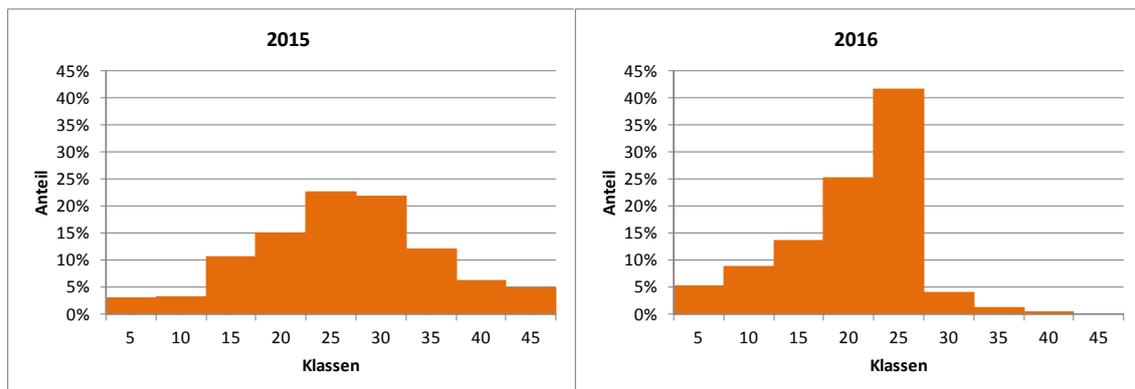


Abbildung 2-14: Häufigkeitsverteilung der Preisspreads zwischen minimalem und maximalem Stundenpreis in 2015 und 2016 (Quelle: EPEX-Spot)

Zwischenfazit – Vermarktung am französischen Spotmarkt

Der französische Spotmarkt ermöglicht eine implizite und explizite Vermarktung von lastseitiger Flexibilität. Zur Vereinfachung der expliziten Vermarktung wurde der NEBEF-Mechanismus eingeführt, der eine standardisierte Abwicklung der Transaktionen ermöglicht. Aufgrund der gesunkenen Preise und Preisspreads haben sich aber auch am französischen Spotmarkt die Erlösmöglichkeiten für lastseitige Flexibilität reduziert.

2.2.3 Vermarktung am Kapazitätsmarkt

Zusätzlich zu den existierenden Märkten, werden Lasten ab 2017 am dezentralen Kapazitätsmarkt in Frankreich teilnehmen können (vgl. auch Tabelle 2-9). Genau wie am Spotmarkt, können Lasten am Kapazitätsmarkt zum einen indirekt, über ihre Lieferanten teilnehmen. Zum anderen können sie sich direkt als abschaltbare Last zertifizieren lassen. Nach Angaben von RTE sind derzeit 36 MW an Nachfragelasten für den Kapazitätsmarkt zertifiziert (RTE 2016). Bei der Zertifizierung im Kapazitätsmarkt handelt es sich um die Bestätigung einer vorgehaltenen Leistung. Jedoch ist zu erwarten, dass diese Kapazität noch steigt, da Anträge auf Zertifizierung für 2017 noch bis Oktober 2016 gestellt werden können. Danach ist eine Zertifizierung weiterhin möglich, die jedoch für 2018 gilt.

Der Kapazitätsmarkt stellt damit neben den Appels d'Offre eine zusätzliche Möglichkeit für die Vermarktung dar, an dem flexible Lasten teilnehmen können. Derzeit wird von Marktakteuren erwartet, dass Preise für Kapazität wie auch die Marktliquidität zu Beginn der Einführung des Kapazitätsmarktes gering sind. Die Höhe der zukünftigen Erlösmöglichkeiten hängt dabei insbesondere davon ab, inwieweit in den nächsten Jahren bestehende Überkapazitäten abgebaut werden und damit der Wert von Kapazität steigt.

Tabelle 2-9: Frankreich – Vermarktungsmöglichkeiten am Kapazitätsmarkt

Dezentraler Kapazitätsmarkt (ab 2017)	
Gesetzliche Grundlage	Loi Nomes (2010), derzeit zur Überprüfung bei EC
Vermarktungsmöglichkeiten	<p>Implizite Teilnahme durch Abregelung der Last zur Absenkung des Spitzenlastbedarfs bei Nachfragebilanzkreisen</p> <p>Explizite Teilnahme durch Zertifizierung und Angebot auf Markt</p> <ul style="list-style-type: none"> • Präqualifikation von Lasten bis 10/2016 • RTE zertifiziert Kapazitäten und berechnet Vorhalteverpflichtung für Lieferanten • Bisher 36 MW an Lasten zertifiziert (Stand 1.9.2016, Quelle RTE) • Parallele Teilnahme bei den Appels d'offre möglich
Schwachstellen (aus Gesprächen mit Enernoc und RTE)	<p>Hohe Marktkonzentration</p> <p>Geringe Liquidität befürchtet</p> <p>Staatlich gewollte Überkapazitäten reduzieren Erlösmöglichkeiten bspw. für flexible Lasten</p>

Quelle: Assemblée Nationale (2016), Conseil d'Etat (2016)

Zwischenfazit – Vermarktung am französischen Kapazitätsmarkt

Der dezentrale Kapazitätsmarkt, der ab 2017 in Frankreich eingeführt werden soll, bietet zukünftig weitere Vermarktungsmöglichkeiten für lastseitige Flexibilität. Die Höhe der erzielbaren Erlöse wird maßgeblich davon abhängig sein, ob derzeit bestehende Überkapazitäten abgebaut werden.

2.3 Österreich

In Österreich ist eine Vermarktung von nachfrageseitiger Flexibilität an den Regelenergiemärkten sowie am Spotmarkt möglich. Im Folgenden werden die wesentlichen Rahmenbedingungen an diesen Märkten sowie eine Abschätzung der Erlöspotentiale beschrieben.

2.3.1 Vermarktung am Regelenergiemarkt

2.3.1.1 Rahmenbedingungen

An den österreichischen Märkten für Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung ist prinzipiell die Teilnahme von Kraftwerken, flexiblen Lasten und Pools möglich.

In 2014 wurden die Präqualifikationsbedingungen und Marktregeln so angepasst, dass auch kleinere Einheiten und Pools einfacher am Markt anbieten können. Eine Übersicht über die wesentlichen Rahmenbedingungen ist in Tabelle 2-10 dargestellt. So wurden bspw. die Angebotsgrößen von der in Österreich sogenannten SRL, welche der aFRR nach ENTSO-E entspricht, und der in Österreich sogenannten TRL, welche der mFRR nach ENTSO-E entspricht, auf 5 MW bzw. 1 MW reduziert. Allerdings beträgt die Mindestgröße einer technischen Einheit zur Erbringung von SRL 2 MW. Bei TRL gibt es eine wöchentliche Market Maker Ausschreibungen, die dazu dienen soll ausreichend Liquidität zu garantieren. Zudem werden tägliche Day-Ahead-Ausschreibungen durchgeführt, bei denen 26 – 28 Prozent der positiven und negativen TRL akquiriert werden. Die Gebote bestehen dabei anders als in den wöchentlichen Ausschreibungen nur aus einem Leistungspreis. Solche täglichen Ausschreibungen wurden bis zur Einführung des gemeinsamen Sekundärregelenergieabrufs mit Deutschland auch für SRL durchgeführt. Aufgrund der Kooperation war jedoch eine Anpassung an die deutschen Marktregeln erforderlich (vgl. Abschnitt 2.1.1.1). Allerdings schlägt die BNetzA in ihrem Konsultationspapier BNetzA (2015) vor, zukünftig auch in Deutschland tägliche Ausschreibungen für Sekundärreserve durchzuführen. Tägliche Ausschreibungen für SRL werden laut Angabe von Marktakteuren, aufgrund

der aufwendigen Anpassungsbedarfe in Deutschland voraussichtlich frühestens 2018 wieder eingeführt. Die Teilnahme von flexiblen Lasten am PRL-Markt ist aufgrund der Notwendigkeit einer Abgabe symmetrischer Gebote erschwert.

Insgesamt werden in Österreich 65 MW Primärreserve, 200 MW Sekundärreserve und 280 MW positiver bzw. 170 MW negativer Tertiärreserve ausgeschrieben. Bisher ist in Österreich im Regelenergiemarkt keine Last präqualifiziert.

Genau wie in Deutschland muss in Österreich auch jede einzelne Anlage, die Teil eines Regelenergiepools ist, präqualifiziert werden. Für Pool-Anlagen ähnlichen Typs gibt es jedoch ein verkürztes Verfahren. Des Weiteren zeichnen sich die österreichischen Regelenergiemärkte durch vergleichsweise schlanke Abwicklungsprozesse aus. Zentrales Abwicklungsinstrument ist eine Datenplattform von Austrian Power Grid (APG), über die der Datenaustausch zwischen ÜNB, VNB, BKV und Regelenergieanbieter organisiert wird. So werden über die Plattform bspw. die Abrufmengen an alle relevanten Akteure in Echtzeit kommuniziert. Ein Standardabwicklungsvertrag, welcher die Abwicklung zwischen NB, BKV und Regelenergieanbieter weiter vereinfachen soll befindet sich derzeit in Vorbereitung. Im Nachhinein werden in Österreich die (bezuschlagten) Gebote nur aggregiert veröffentlicht. Netznutzungsentgelte werden in Österreich zudem so abgerechnet, als ob kein Abruf stattgefunden hätte. Als Konsequenz daraus können sich anders als in Deutschland keine negativen Auswirkungen durch den Verlust von Privilegierungen ergeben.

Als Baseline-Verfahren wird auf die allgemeinen Präqualifikationsbedingungen abgestellt, die einen Arbeitspunkt der lastseitigen Flexibilität als Vorgabe definieren. Die Differenz zu diesem Arbeitspunkt bildet dann die bereitgestellte Reserveleistung. In der Regel ist dieser Arbeitspunkt der Leistungswert, bevor bzw. nachdem eine Reserveaktivierung vorgenommen worden ist.

Tabelle 2-10: Österreich – Rahmenbedingungen am Regelenergiemarkt

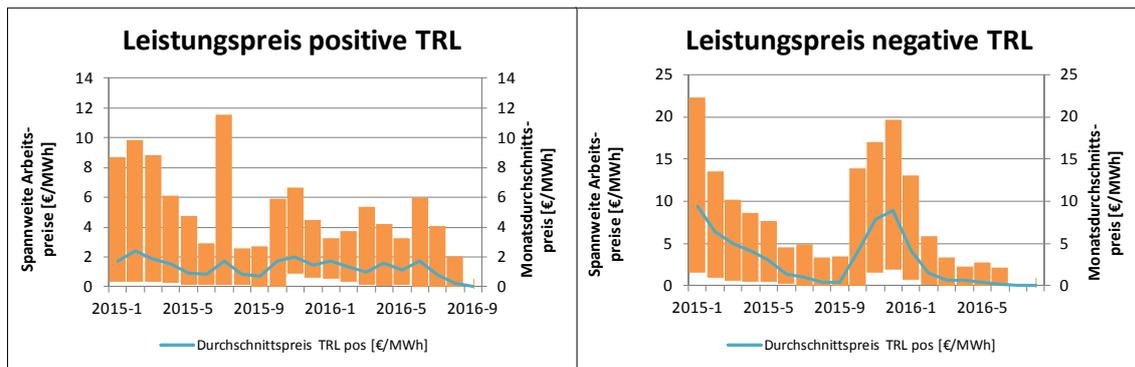
Vermarktung am Regelenergiemarkt			
	Primärregelleistung	Sekundärregelleistung	Tertiärregelleistung
	FCR	aFRR	mFRR
Teilnahme	Kraftwerke und Lasten Teilnahme von Pools möglich		
Präqualifikation	Notwendig, Bedingungen u.a. verfügbar in 30 Sek	Notwendig, Bedingungen u.a. verfügbar in 5 Min.	Notwendig, Bedingungen u.a. verfügbar in 15 Min.

		Bei Pools: Präqualifizierung jeder einzelnen Anlage notwendig; verkürztes Verfahren für gleichwertige Anlagen	
Bedingungen für Aggregatoren		Vor Teilnahme von Lasten: Vertrag mit BKV/ Lieferanten notwendig (derzeit keine Standards)	
Gebotsgrößen	>= 1 MW, symmetrisch	Mindestgebot 5 MW Gebotsschritt 1 MW Technische Einheit > 2 MW	Mindestgebot 1 MW Maximalgebot 50 MW Gebotsschritt 1 MW Technische Einheit > 0,5 MW
Zeitpunkt Gebotsabgabe	dienstags, 15 Uhr	mittwochs, 15 Uhr	Market Maker, Donnerstag, 13 Uhr werktäglich, 10:30 Uhr
Marktdesign und Vergütung	Wöchentliche Ausschreibung Kopplung der Märkte von Deutschland, Belgien, Niederlande, Schweiz und Österreich	Wöchentliche Ausschreibungen Produkte: Mo-Fr Peak (8:00-20:00) und Offpeak (Rest) sowie Wochenende Zuschlag nach niedrigstem Leistungspreis Kooperation mit Deutschland: gemeinsame Abruf-Merit-Order	Wöchentliche Market Maker Ausschreibungen <ul style="list-style-type: none"> • Leistungspreis • Produkte: Mo-Fr und Wochenende • jeweils 4-h-Zeitscheiben Zusätzliche Day-Ahead-Ausschreibung (wird auch für Deutschland diskutiert) <ul style="list-style-type: none"> • nur Arbeitspreis • Abgabe neuer Gebote oder ‚Nachbesserung‘ bezuschlagter Gebote möglich Beide pay as bid
Ausgeschriebene Menge	+ / - 65 MW	+ / - 200 MW	+ 280 MW, davon 80 MW täglich - 170 MW, davon 45 MW täglich
Bisher präqualifizierte flexible Stromnachfrage	Derzeit keine	Derzeit keine	Derzeit keine

Quelle: APG (2016)

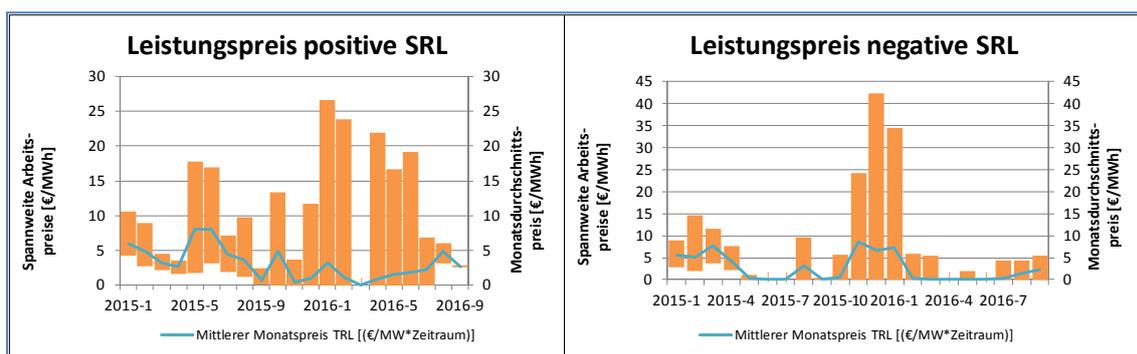
2.3.1.2 Erlösmöglichkeiten

Für eine Teilnahme von Verbrauchslasten sind insbesondere die Märkte für Sekundär- und Tertiärregelung von Interesse. Wie in Deutschland sind aber auch an den österreichischen Märkten die Preise für Regelleistung durch die Öffnung der Märkte für kleinere Anbieter und Pools gesunken. Während der durchschnittliche Leistungspreis für negative Tertiärregelung im ersten Quartal 2015 noch bei 6,2 €/MWh lag, betrug er im ersten Quartal 2016 nur noch 2,1 €/MWh. Im Verlauf des Jahres 2016 sank der durchschnittliche Leistungspreis für negative TRL weiter bis auf derzeit durchschnittlich 0,1 €/MWh im dritten Quartal. Auch die Leistungspreise für positive TRL betragen im Durchschnitt seit Anfang 2015 lediglich 1,1 €/MWh pro h (vgl. Abbildung 2-15). Mit durchschnittlich 2,2 €/MWh pro h für negative und 2,0 €/MWh pro h für positive Sekundärregelung liegen die Leistungspreise am SRL-Markt nur geringfügig höher (vgl. Abbildung 2-16).



Quelle: APG (2016-2)

Abbildung 2-15: Leistungspreise für TRL in Österreich

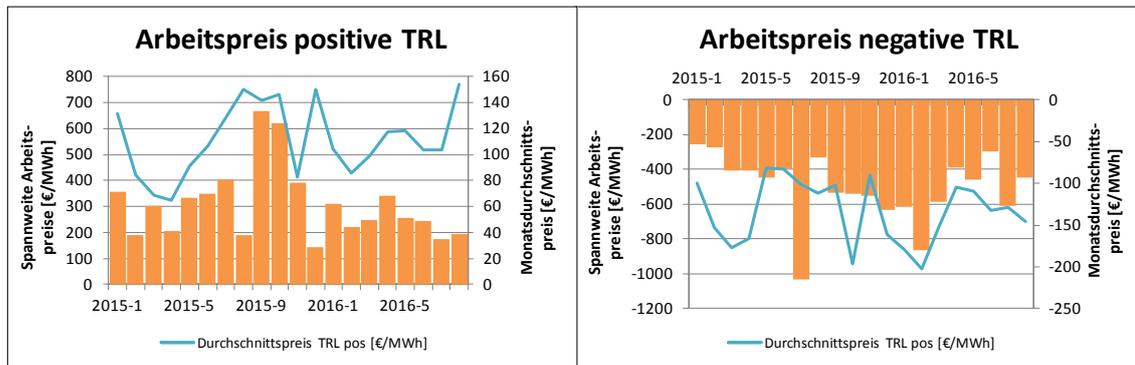


Quelle: APG (2016-2)

Abbildung 2-16: Leistungspreise SRL in Österreich

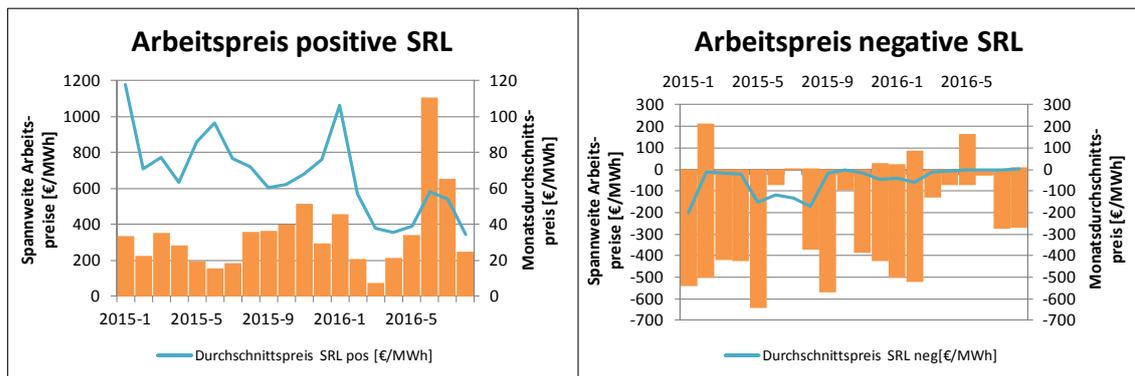
Im Vergleich zu Deutschland sind in Österreich jedoch auch die durchschnittlichen Arbeitspreise auf dem Markt für Sekundärregelenergie und Tertiärregelenergie deutlich

niedriger (vgl. Abbildung 2-17 und Abbildung 2-18). Sie betragen für positive SRL bzw. TRL im Durchschnitt von Januar 2015 bis August 2016 67 €/MWh bzw. 105 €/MWh und für negative SRL bzw. TRL bzw. -51 €/MWh -130 €/MWh. In Deutschland lagen die durchschnittlichen Arbeitspreise im selben Zeitraum für Regelernergie um über eine Zehnerpotenz höher.



Quelle: APG (2016-2)

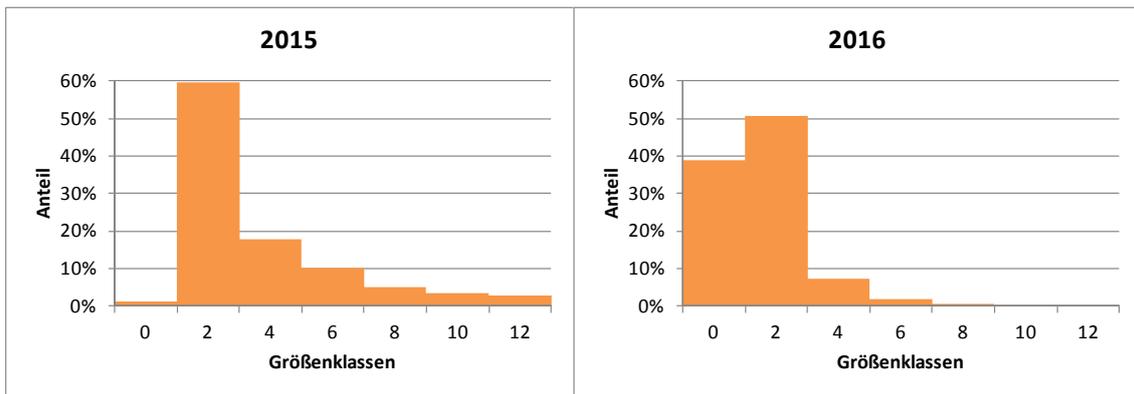
Abbildung 2-17: Arbeitspreise für TRL in Österreich



Quelle: APG (2016-2)

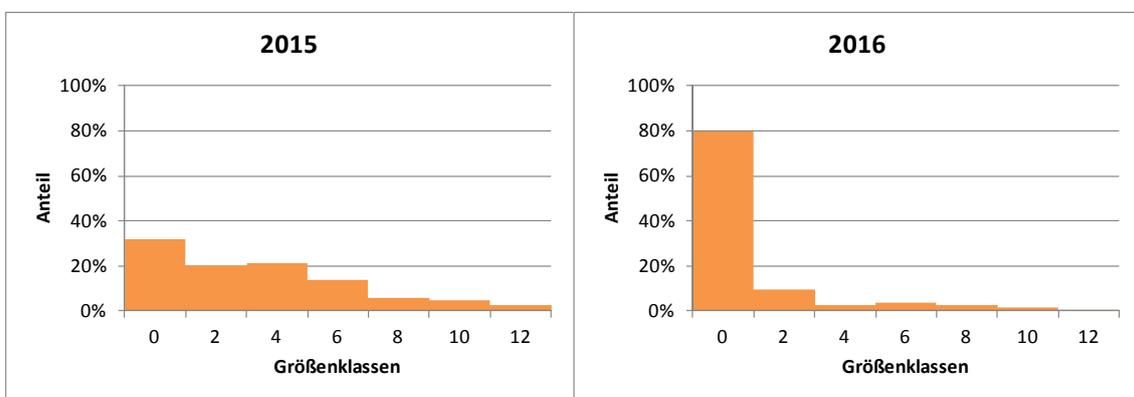
Abbildung 2-18: Arbeitspreise für SRL in Österreich

Die Spannweiten der Leistungspreise für Sekundär- und Tertiärregelung in Österreich sind zwar deutlich größer als in Deutschland. Die Häufigkeitsverteilung der Leistungspreise nach Größenklassen zeigt jedoch, dass Leistungspreise über 4 €/MWh pro h nur selten auftreten (vgl. Abbildung 2-19 und Abbildung 2-20). Zudem wird deutlich, dass der Anteil höherer Preise in 2016 im Vergleich zu 2015 gesunken ist. Somit lässt sich auch für den österreichischen Regelerzeugermarkt festhalten, dass Geschäftsmodelle die auf einer reinen Leistungsvermarktung von flexiblen Lasten basieren ein gesunkenes Erlöspotenzial haben. Daher ist auch hier zu erwarten, dass Gebotsstrategien, die in einem gewissen Umfang den Abruf von flexiblen Lasten vorsehen, höhere Erlöse generieren können.



Quelle: APG (2016-2)

Abbildung 2-19: Häufigkeitsverteilung von TRL-Preisen nach Größenklasse



Quelle: APG (2016-2)

Abbildung 2-20: Häufigkeitsverteilung von SRL-Preisen nach Größenklasse

2.3.1.3 Anbieter am österreichischen Regenergiemarkt

Derzeit sind 17 Anbieter für die österreichischen Regenergiemärkte präqualifiziert (vgl. Tabelle 2-11). Bei der Mehrheit der Regenergieanbieter handelt es sich um ehemalige Kommunal- oder Landesversorger. Diese auch nach der Liberalisierung bestehende hohe Marktkonzentration erschwert (nach Angabe von Marktakteuren) den Marktzutritt neuer Akteure. Dies gelte insbesondere für Pools mit flexiblen Lasten. Nichtsdestotrotz sind an den österreichischen Sekundär- und Tertiärregelleistungsmärkten mehrere Aggregatoren, wie bspw. die Clean Energy Markets Access GmbH oder die Next Kraftwerke GmbH aktiv.

Tabelle 2-11: Anbieter an den österreichischen Regelenergiemärkten

Anbieter	PRL	SRL	TRL
A1 Telekom Austria AG		X	X
Clean Energy Markets Access GmbH		X	X
e2m-Energiehandel GmbH		X	X
Energie AG Oberösterreich Kraftwerke GmbH	X	X	
EVN AG	X	X	X
GEN-I Vienna GmbH			X
Innsbrucker Kommunalbetriebe AG	X		
KELAG-Kärntner Elektrizitäts-Aktiengesellschaft	X	X	X
Lechwerke AG		X	X
Linz Strom GmbH			X
Next Kraftwerke GmbH		X	X
TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG	X	X	X
Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation	X	X	X
VERBUND Solutions GmbH		X	X
VERBUND Trading AG	X	X	X
Vorarlberger Kraftwerke AG			X
Wien Energie GmbH			X

Quelle: APG (2016)

Zwischenfazit – Vermarktung am österreichischen Regelenergiemarkt

Der österreichische Regelenergiemarkt ist prinzipiell offen für die Teilnahme von flexiblen Lasten. Seit 2013 wurden zudem Marktzutrittsbarrieren abgebaut. Die weiterhin symmetrische Ausschreibung von PRL, die langen Erbringungszeiträume sowie die nur wöchentlich stattfindenden Ausschreibungen für SRL erschweren den Marktzutritt für tendenziell eher kleinere flexible Lasten jedoch. Zudem sind die Erlösmöglichkeiten aufgrund der niedrigen Preise derzeit eher gering.

2.3.2 Vermarktung am Spotmarkt

Der deutsche und der österreichische Spotmarkt bilden eine gemeinsame Marktzone. Somit ist in Österreich, genau wie in Deutschland, die Teilnahme von flexiblen Lasten und Pools am Day-Ahead-Markt prinzipiell möglich. Derzeit nehmen jedoch keine flexiblen Lasten aus Österreich am deutsch-österreichischen Day-Ahead-Markt teil (Quelle: APG). Hinsichtlich der Erlösmöglichkeiten von flexiblen Lasten und Pools sei auf Abschnitt 2.1.2.2 verwiesen.

Zwischenfazit – Spotmarkt Österreich

Innerhalb der Marktzone Deutschland-Österreich gelten einheitliche Marktregeln. Eine Vermarktung von nachfrageseitiger Flexibilität am Day-Ahead-Markt ist prinzipiell möglich. Die Erlösmöglichkeiten einer Vermarktung von flexiblen Lasten sind aufgrund der gemeinsamen Marktzone identisch. Derzeit werden jedoch noch keine flexiblen Lasten aus Österreich am deutsch-österreichischen Spotmarkt vermarktet.

2.4 Schweiz

In den letzten Jahren wurden in der Schweiz viele Hürden für die Vermarktung flexibler Lasten abgebaut und viel für die Vorbereitung einer grenzüberschreitenden Vermarktung mit Ländern der EU getan. Insbesondere bei der Vermarktung aggregierter Lasten kann die Schweiz als Vorreiter in Europa bezeichnet werden. Vermarktungsmöglichkeiten für flexible Lasten bestehen hauptsächlich auf dem Regelenergiemarkt, sind aber auch am Spotmarkt grundsätzlich möglich. Auf beide Märkte wird im Folgenden eingegangen. Verordnungen zu unterbrechbaren Lasten gibt es nicht. Auch eine Einführung eines Kapazitätsmarktes, an dem potenziell Lasten teilnehmen könnten, ist in der Schweiz nicht geplant. In einer gemeinsamen Stellungnahme der wesentlichen Akteure des Schweizer Energiesystems zum deutschen Grünbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ des BMWI wird die Ausweitung des grenzüberschreitenden Handels unterstützt und empfohlen auf eine Einführung eines Kapazitätsmärktes aufgrund der Schweizer Marktgröße zu verzichten.

2.4.1 Vermarktung an Regelenergiemärkten

2.4.1.1 Allgemeine Rahmenbedingungen

Seit 2013 wurden viele technische Anforderungen und regulatorische Hürden abgebaut, sodass mittlerweile die Regelenergiemärkte für alle Arten von Anbietern offen stehen, die die Präqualifikationsanforderungen erfüllen.

Dabei ist es auch für Regelenergiepools, also dem Zusammenschluss kleinerer Anlagen zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen, möglich durch den Regelpoolbetreiber am Regelenergiemarkt teilzunehmen. Der Aggregator nimmt dabei die Rolle des Regelpoolbetreibers wahr. Die Beschaffung von Regelenergie erfolgt durch Swissgrid, der für die gesamte Schweiz als Übertragungsnetzbetreiber tätig ist. Eine Präqualifikation ist auf Regelpoolbetreiber-Ebene ausreichend, sodass flexible Lasten beliebiger Größe und ohne Einschränkungen bei den technischen Anforderungen am Regelenergiemarkt teilnehmen können. Eine Präqualifikation auf Anlagenebene wie es in Deutschland erforderlich ist, ist hier nicht mehr nötig. Die Anforderungen müssen nur vom Regelpoolbetreiber erfüllt werden. Zudem können flexible Lasten beliebig aus dem ganzen Land unabhängig von der Bilanzgruppenzugehörigkeit durch den Regelpoolbetreiber zusammengefasst werden. In der Schweiz gibt es insgesamt 90 Bilanzgruppenverantwortliche und ca. 130 aktive Bilanzgruppen, die mit den Bilanzkreisen in deutschen Netz vergleichbar sind. Für die Abwicklung wurde ein Abwicklungskonzept entwickelt, bei dem der Regelpoolbetreiber direkt einen Vertrag mit dem Übertragungsnetzbetreiber Swissgrid abschließt. Es müssen somit keine Verträge zwischen Bilanzgruppenverantwortlichen und Regelpoolbetreibern geschlossen werden. Der Regelpoolbetreiber kann dabei die bereitgestellte Flexibilität eines Verbrauchers ohne vorherige Zustimmung des zum Verbraucher zugehörigen Bilanzgruppenverantwortlichen abrufen. Swissgrid ist für die zentrale Abwicklung verantwortlich sowie für die Präqualifikation des Regelenergiepools, die Ausschreibung und Abruf von Regelleistung, den Ausgleich der Bilanzgruppen und die Abrechnung zwischen den Teilnehmern. Mit diesem Modell hat die Schweiz als eines der ersten Länder in Europa eine unabhängige Aggregatorrolle definiert, die eine Vermarktung aggregierter flexibler Lasten unabhängig von den Bilanzgruppenverantwortlichen ermöglicht. (Reithofer et al. 2013)

Als Baseline-Methode wird in der Schweiz auf den Leistungswert abgestellt, der zu Beginn des Aktivierungszeitraums aufgetreten ist. Für die Messung der Verbrauchswerte ist der Netzbetreiber verantwortlich, für das Überwachen und das (Online-) Monitoring von Verbrauchsanlagen ist der Regelpoolbetreiber verantwortlich.

Einen Überblick über technische Anforderungen und die Marktbedingungen gibt Tabelle 2-12.

Tabelle 2-12: Schweiz – Rahmenbedingungen am Regelenergiemarkt

Vermarktung am Regelenergiemarkt			
	Primärregelleistung	Sekundärregelleistung	Tertiärregelleistung
	FCR	aFRR	mFRR
Präqualifikation	Notwendig; Bedingungen wie NC LFCR für RG CE, aber 15 Min. bei minimal zur Verfügung stehenden Vollaktivierungs-Zeitraum bei begrenztem Energiereservoir	Notwendig; Bedingungen wie NC LFCR für RG CE, aber aktuell nur automatisch aktivierbar und Regelgeschwindigkeit höher	Notwendig; Bedingungen wie NC LFCR für RG CE, aber: Unterscheidung zwischen schneller (15 Min.) und langsamer negativer (20 Min.) Energielieferung; Deaktivierungszeit variabel auf Ende eines Fahrplanintervalls (volle Viertelstunde)
Bedingungen für Regelpoolbetreiber	Präqualifikationsanforderungen als Regelpool erfüllen		
Gebotsgrößen	min. ± 1 MW, symmetrisch; nicht teilbar, inkrementierbar in 1-MW-Schritten; weitere Stufengebote sind erlaubt (mehrere Menge/Preis Kombinationen)	min. ± 5 MW, symmetrisch, inkrementierbar in 1-MW-Schritten; nicht teilbar, aber Stufengebote sind erlaubt (mehrere Menge/Preis Kombinationen)	min. ± 5 MW, asymmetrisch, inkrementierbar in 1-MW-Schritten; nicht teilbar, aber Stufengebote sind erlaubt (mehrere Menge/Preis Kombinationen)
Zeitpunkt Gebotsabgabe	dienstags, 15 Uhr	dienstags, 13 Uhr	dienstags, 13 Uhr
Marktdesign und Vergütung	<p>Wöchentliche Ausschreibung:</p> <ul style="list-style-type: none"> Vergütung bei Zuschlag zum geforderten Leistungspreis (pay as bid) <p>Kopplung der Märkte von Deutschland, Belgien, Niederlande, Schweiz und Österreich</p>	<p>Wöchentliche Ausschreibungen:</p> <ul style="list-style-type: none"> Produkte: Mo-So Vergütung bei Zuschlag zum geforderten Leistungspreis (pay as bid) Abruf proportional zur kontrahierten Leistung des Anbieters; berechnet mittels einer stochastischen Optimierung aller Angebote unter Berücksichtigung der Anforderungen an die Sys- 	<p>Wöchentliche Ausschreibungen:</p> <ul style="list-style-type: none"> Produkte: Mo-So Vergütung bei Zuschlag zum geforderten Leistungspreis (pay as bid) Abruf gemäß angebotener Arbeitspreis in Merit Order List; berechnet mittels einer stochastischen Optimierung aller Angebote unter Berücksichtigung der Anforderungen an

		temsicherheit • Vergütung an Arbeitspreis ist an SwissIX-Stundenpreis (20%) gekoppelt (Bsp. Für +mFFr Abruf bei positivem Swiss-IX Stundenpreis: SwissIX-Stundenpreis + 20% jedoch mindestens Wochenbase)	die Systemsicherheit Tägliche Ausschreibung: <ul style="list-style-type: none"> • 6 Produkte zu 4 Stunden, beginnend bei 00:00 • Vergütung analog wöchentlicher Ausschreibung
Ausgeschriebene Menge	± 71 MW	Ca. ± 400 MW	Ca. + 450MW / Ca. - 390MW
Bisher präqualifizierte flexible Stromnachfrage	30 MW	30 MW	50 MW

Quelle: Furrer et al. 2015, Swissgrid AG 2015

Hierzu ist anzumerken, dass die technischen Anforderung bereits weitestgehend den Anforderungen der Entso-E Network Codes for Load Frequency Control and Reserves (NC LFCR) für die Regional Group Continental Europe entsprechen und eine erfolgreiche Partizipation flexibler Lasten am Regelle Energiemarkt ermöglichen. Als Hemmnisse für die Teilnahme von flexiblen Lasten können jedoch noch die Regelungen zu der Sekundärregelung genannt werden. Hier sind momentan nur symmetrische Gebote möglich, die von einem einzelnen flexiblen Verbraucher im Gegensatz zu einem Regelle Energiepool häufig nur schwer zu erfüllen sind. Flexible Lasten sind allerdings häufig technisch nur in der Lage, eine Richtung der Regelleistungserbringung zu erfüllen.. Zudem findet kein Abruf nach dem Merit-Order-Prinzip statt, sondern es wird ein Abruf proportional zur kontrahierten Leistung vorgenommen. Alle Regelleistungsanbieter müssen entsprechend reagieren, wodurch es zu häufigen Aufrufen von geringen Regelleistungen kommt. Eine Umstellung auf das Merit-Order-Prinzip würde daher den Markt stärker für Akteure insbesondere aus der Industrie öffnen, für die bisher eine Teilnahme aufgrund des proportionalen Abrufes nicht attraktiv ist. Eine Besonderheit des Schweizer Sekundär- und Tertiärregelmarktes ist es zudem, dass mittels einer stochastischen Optimierung der Angebote unter Berücksichtigung der Anforderungen an die Systemsicherheit (Leistungsdefizitwahrscheinlichkeit) der Regelleistungsabruf stattfindet. Dadurch kann es auch zu Verschiebungen der Zuschlagsmengen zwischen den beiden Märkten kommen. Eine weitere Besonderheit in der Schweiz ist auch, dass

der Zuschlag auf die Gebote bei allen Regelenergiemärkten nicht teilbar sind und somit eine teilweise Bezuschlagung eines Gebotes nicht möglich ist, dafür aber in Form von Stufengebotes² abgegeben werden können. Als weiteres Hemmnis insbesondere für Einzelakteure für die Teilnahme flexibler Lasten kann zudem die Anforderung an einer uneingeschränkten Verfügbarkeit (24h/7d) der angebotenen Regelenergie am Sekundärregelleistungsmarkt und Primärregelleistungsmarkt genannt werden, welche nicht von allen flexiblen Lasten erfüllt werden kann. (SEDC 2015)

2.4.1.2 Marktteilnehmer

Seit Herbst 2013 ist in der Schweiz das Regelenergiepooling von Systemdienstleistungen möglich. Dies ermöglicht es kleinen Energieerzeugern und –verbrauchern, sich zu einem virtuellen Kraftwerk zusammenzuschließen und gemeinsam Systemdienstleistungen anzubieten. Neue Marktteilnehmer können seitdem auf Seiten der Produzenten Notstromanlagen, Kleinkraftwerke oder Kläranlagen und auf Seiten der Verbraucher Kühlhäuser und Kehrlichtverbrennungsanlagen sein. Durch die Ausweitung der Präqualifizierung, die die Marktteilnahme auch Stromproduzenten eröffnet (Photovoltaik- Biomassen-, Wind- und kleinere Wasserkraftanlagen), die eine kostendeckende Einspeisevergütung erhalten, konnte seit 2015 zudem der Kreis an Teilnehmern am Regeleistungsmarkt vergrößert werden. (Swissgrid AG 2016). Seit 2013 war der Kreis der Anbieter eher unverändert geblieben.

Durch zahlreiche Anpassungen am schweizerischen Regelenergiemarkt konnte die Anzahl an Akteuren im Zeitraum von 2009 bis Anfang 2016 vervierfacht werden (vgl. Abbildung 2-21). Seit 2012 startete eine Zusammenarbeit hinsichtlich der Primärregelleistungsausschreibung mit Deutschland, welche in den folgenden Jahren um Österreich und den Niederlande ausgeweitet wurde. Seit August 2016 nimmt auch Belgien an der gemeinsamen Primärregelleistungsausschreibung teil und für 2017 wird ein Beitritt Frankreichs erwartet. Im Sekundär- und Tertiärregelleistungsmarkt konnten zudem in den letzten Jahren neue Schweizer Anbieter gewonnen werden. Insgesamt sind somit seit 2016 nun 51 Anbieter am Regelleistungsmarkt in der Schweiz aktiv, worunter sich auch zunehmend Regelpoolbetreiber befinden. Aktive Aggregatoren sind u. a. Swisscom Energy Solutions AG, Alpiq AG, BeSmart, BKW, EnergyOn AG, Entelios/EnerNOC, Ompex oder auch BeSmart.

² Es kann für jedes zusätzliche MW über der Mindestgebotsgröße ein individueller Angebotspreis festgelegt werden.

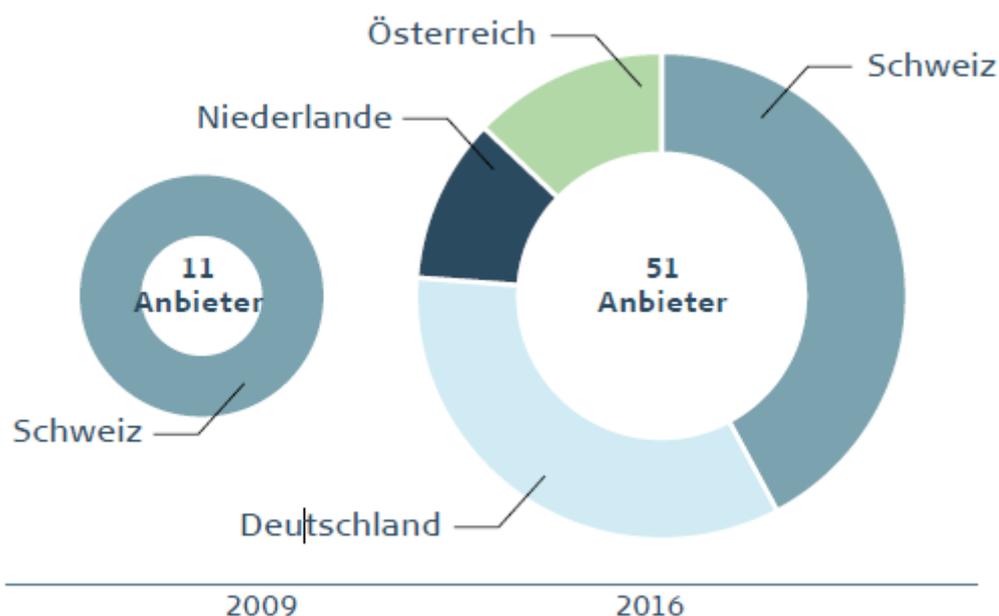


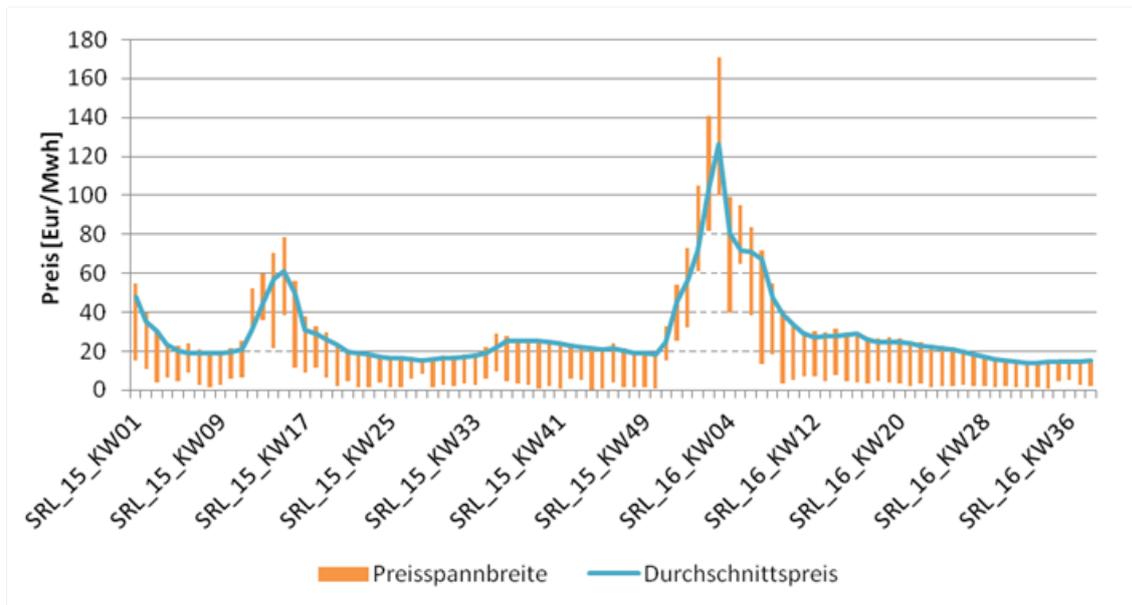
Abbildung 2-21: Anbieter am Regelleistungsmarkt in der Schweiz (Swissgrid AG 2016)

2.4.1.3 Preise am Schweizer Regelleistungsmarkt

Im Folgenden wird ein Überblick über die Preisentwicklung am Schweizer Regelleistungsmarkt gegeben. Abbildung 2-22 gibt einen Überblick über die wöchentlichen angenommenen Gebote bei der Ausschreibung für Sekundärregelung. Es zeigt sich, dass der Durchschnittspreis meistens unter 25 €/MWh lag und zuletzt leicht fallend war. Auffällig ist auch die saisonale Schwankung, die in den ersten Monaten eines Jahres zu einem deutlich höheren Bedarf an Sekundärregelung führt. Ursache hierfür ist häufig die Tatsache, dass die Stauseen zu dieser Zeit nahezu leer sind und Wasserkraftwerke, welche die Hauptanbieter von Regelleistung sind, nicht wie sonst üblich, große Mengen an Regelleistung bereitstellen können. Abbildung 2-23 und Abbildung 2-24 stellen die historische Preisentwicklung der Tertiärregelung dar. Im Gegensatz zur Sekundärregelung befinden sich die Preise hier auf einem niedrigeren Niveau. Die höchsten Preise können aktuell bei der wöchentlich ausgeschriebenen positiven Tertiärregelung erzielt werden. So lag der Durchschnittspreis in 2015 noch bei etwas über 800 €/MW und viel in 2016 auf um die 450 €/MW. Dazu muss jedoch erwähnt werden, dass der Ausschreibungspreis 2015 noch deutlich volatil als in 2016 war, in dem es einen sehr konstanten Preis gab. Bei der negativen wöchentlichen Tertiärregelung kann wieder eine gewisse saisonale Abhängigkeit in den Winter bzw. Frühjahrsmonaten festgestellt werden, die hier zu höheren Preisen führen. Die täglich ausgeschriebene Tertiärregelung unterliegt kleineren Schwankungen. Insbesondere ist

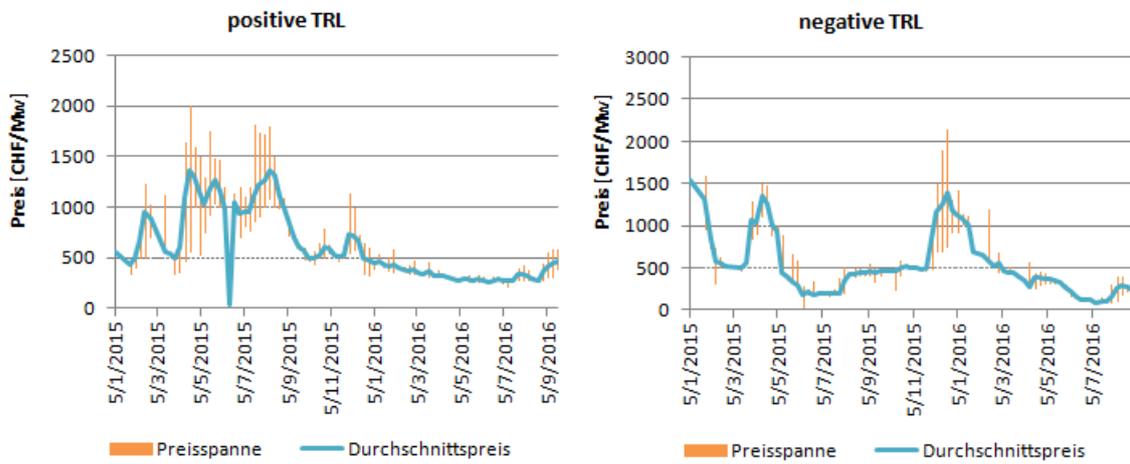
ein Unterschied bei der positiven Tertiärregelung festzustellen, bei der es zu größeren Unterschieden zwischen der Arbeitswoche und dem Wochenende kommt. So ist der Bedarf am Wochenende deutlich niedriger. Ein unterschiedlicher Bedarf an Tertiärregelung kann aber auch in den verschiedenen Gebotsblöcken am Tag erkannt werden. Der Arbeitspreis für 2016 für die wöchentliche Ausschreibung liegt bisher bei 2,76 CHF/MWh für die positive bzw. 2,08 CHF/MWh für die negative Tertiärregelung (Quelle: Swissgrid 2016-2).

Die Erlösmöglichkeiten beim Leistungspreis sind bei der Sekundärregelung um ungefähr den Faktor drei größer als bei der Tertiärregelung. Zuletzt ist es zu leichten Rückgängen bei der Höhe der zugeschlagenen Ausschreibungspreise gekommen. Tendenziell wird mittel- bzw. langfristig von einem steigenden Bedarf an Regelleistung ausgegangen, wobei die Auswirkungen auf die Höhe der Ausschreibungspreise derzeit noch unklar ist (Imboden et al. 2016).



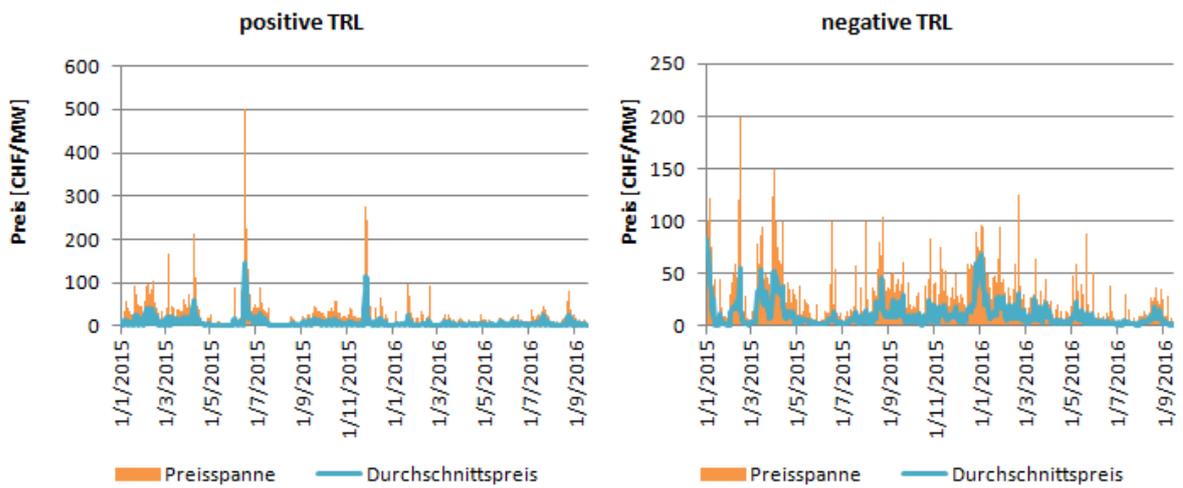
Quelle: Swissgrid 2016-2

Abbildung 2-22: Ausschreibungspreise für den Zeitraum 2015-2016 für Sekundärregelung (wöchentlich)



Quelle: Swissgrid 2016-2

Abbildung 2-23: Ausschreibungspreise für den Zeitraum 2015-2016 für positive und negative Tertiärregelung (wöchentlich)



Quelle: Swissgrid 2016-2

Abbildung 2-24: Ausschreibungspreise für den Zeitraum 2015-2016 für positive und negative Tertiärregelung (täglich)

Zwischenfazit – Vermarktung am Schweizer Regelenergiemarkt

Seit 2013 wurde viel unternommen, um technische und regulatorische Hürden für die Teilnahme von flexiblen Lasten abzubauen und einen grenzüberschreitenden Handel grundsätzlich zu ermöglichen. Insbesondere durch die Einführung von Regelenergiepools konnte die Teilnahme zusätzlicher flexibler Lasten am Regelenergiemarkt ermöglicht werden, was die Flexibilität der Märkte verbesserte. Größte Hemmnisse sind aktuell noch die symmetrische Gebotsstruktur und der proportionale Dispatch bei der Sekundärregelung. Die Erlösmöglichkeiten sind aktuell bei der Sekundärregelung am attraktivsten. Durch die zuletzt eher geringen Ausschreibungspreise ist die Wirtschaftlichkeit jedoch häufig nur bedingt gegeben.

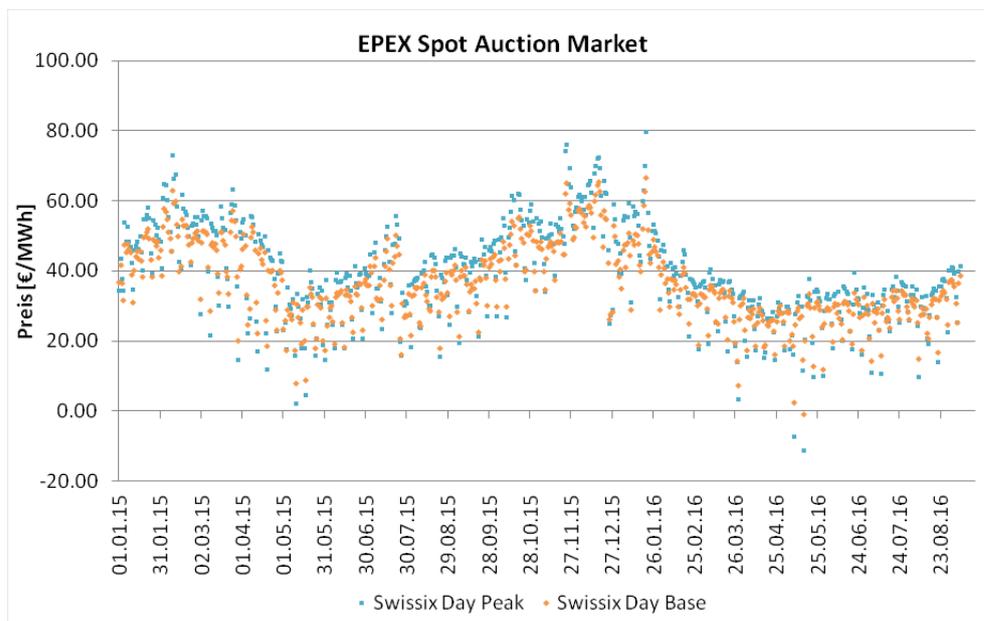
2.4.2 Vermarktung am Spotmarkt**2.4.2.1 Allgemeine Rahmenbedingungen**

Grundsätzlich steht auch der Spotmarkt allen Teilnehmern offen. So können beispielsweise virtuelle Kraftwerksparks bzw. Anlagenpools mit ihren Flexibilitäten am Day-Ahead-Markt und am Intraday-Markt teilnehmen. Es ist jedoch aktuell noch keine regulatorische Regelung für die direkte Marktteilnahme von flexiblen Lasten am Day-Ahead-Markt bzw. Intraday-Markt ausgestaltet. Zudem sind die bisher gesetzten Anreize des Schweizer Modells für die Vermarktung aggregierter Lasten am Spotmarkt als wirtschaftlich langfristig zu gering anzusehen (SEDC 2015).

Die Abgabe der Gebote ist in der Schweiz anders als in Österreich, Deutschland und Frankreich am Day-Ahead Markt statt um 12 Uhr bereits um 11 Uhr.

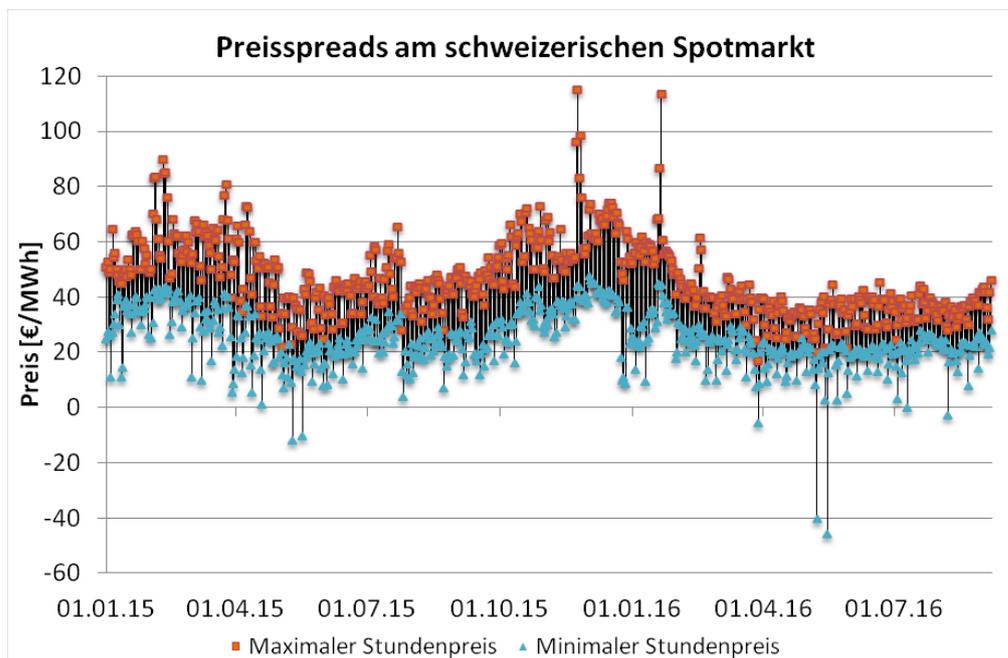
2.4.2.2 Preise am Schweizer Spotmarkt

Die historische Entwicklung der durchschnittlichen täglichen Base und Peak Load Preise kann der Abbildung 2-25 entnommen werden. Es ist zu erkennen, dass sich seit 2016 ein niedrigeres Preisniveau eingestellt hat, bei dem selten die Preisschwelle von 40 €/MWh überschritten wird. Ähnlich wie am französischen Spotmarkt ist auch am schweizerischen Spotmarkt der Preisspread kleiner geworden (vgl. Abbildung 2-26). Im Vergleich zu 2015 kann zudem für 2016 festgestellt werden, dass es weniger häufig stärkere Abweichungen beim maximalen Stundenpreis gab.



Quelle: EPEX-Spot

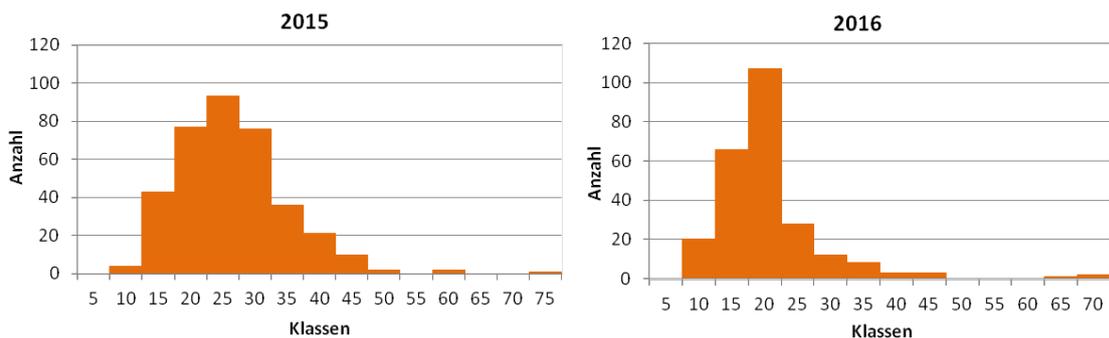
Abbildung 2-25: Entwicklung der Base und Peak-Preise für die Schweiz zwischen Jan 2014 und Sep 2016



Quelle: EPEX-Spot

Abbildung 2-26: Preisspreads zwischen minimalem und maximalem Stundenpreis pro Tag am schweizerischen Spotmarkt

Ein detaillierterer Blick in die Verteilung der Preisspread-Größen (vgl. Abbildung 2-27) zeigt auch, dass sich die Preisspreads in 2016 verkleinert haben. Lagen die Preisspreads in 2015 noch hauptsächlich zwischen 10 und 35 €/MWh, so liegen sie in 2016 insbesondere zwischen 10 und 20 €/MWh. Die kleiner werdenden Preisspreads sorgen auch am Schweizer Spotmarkt dafür, dass die mögliche Gewinnspanne bei der Vermarktung flexibler Lasten kleiner wird.



Quelle: EPEX-Spot

Abbildung 2-27: Häufigkeitsverteilung der Preisspreads zwischen minimalem und maximalem Stundenpreis nach Jahren am schweizerischen Spotmarkt

Zwischenfazit – Vermarktung am Schweizer Spotmarkt

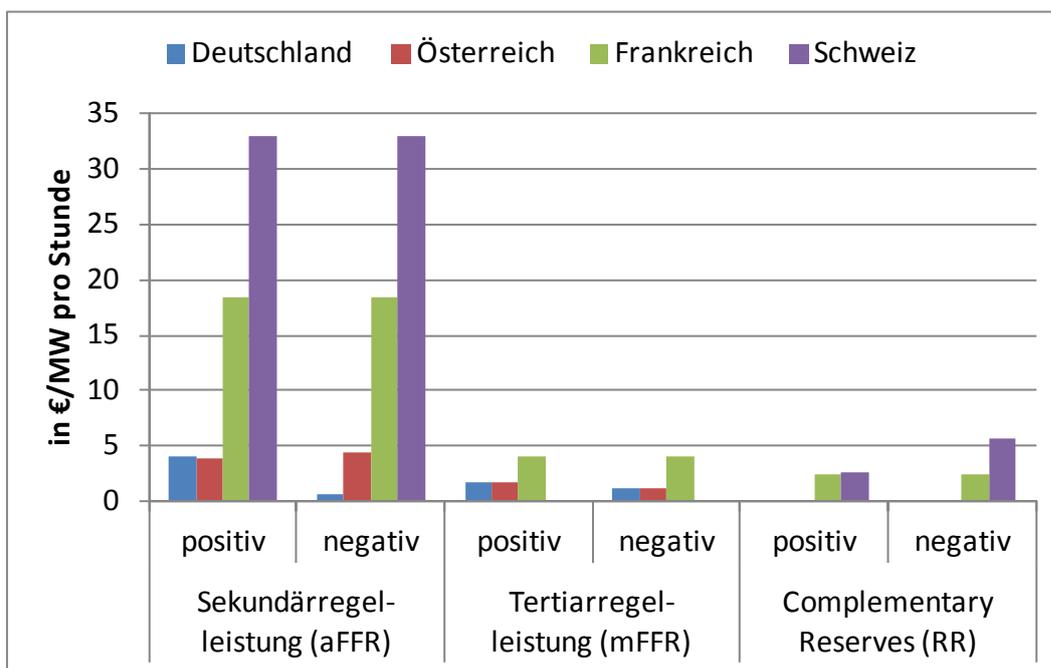
Grundsätzlich steht allen Teilnehmern der Schweizer Spotmarkt offen. Eine Vermarktung von flexiblen Lasten ist jedoch aufgrund der erzielbaren Markterlöse schwerer als am Regelenergiemarkt. Unterstützende Modelle wie das Regelpooling für Systemdienstleistungen am Regelenergiemarkt zur Vermarktung auch kleiner flexibler Lasten existieren bisher am Spotmarkt nicht. Die Erlösmöglichkeiten haben sich zudem auch am Schweizer Spotmarkt zuletzt durch gesunkene Preise und Preisspreads weiter reduziert. Teilnehmer flexibler Lasten am Spotmarkt sind bisher nicht bekannt.

2.5 Vergleich der Vermarktungsmöglichkeiten für lastseitige Flexibilität in Deutschland, Frankreich, Österreich und der Schweiz

Frankreich und die Schweiz bieten derzeit das Marktumfeld mit den besten Vermarktungspotentialen für lastseitige Flexibilität. Ein wesentlicher Vorteil der französischen Märkte (Spotmarkt und Regelenergiemarkt) sowie des Schweizer Regelenergiemarkts besteht darin, dass standardisierte Prozesse und Verträge zur Abwicklung einer Vermarktung von Flexibilität an den Spot- und Regelenergiemärkten geschaffen wurden. Zudem bestehen mit den zusätzlichen Kapazitätsausschreibungen für flexible Lasten von RTE und zukünftig mit dem Kapazitätsmarkt zusätzliche Vermarktungsoptionen in Frankreich. Ein Markt für lastseitige Flexibilität besteht in Deutschland im Bereich der Regelenergiemärkte und über die Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV).

Die Leistungspreise für die Vorhaltung von lastseitiger Flexibilität waren in Frankreich und der Schweiz in 2016 deutlich höher als in Deutschland. In Österreich sind die Preise für eine Vorhaltung in etwa identisch zu Deutschland. Die mittleren erzielbaren Erlöse in 2016 lagen bei einer Beteiligung am Regelenergiemarkt in Deutschland zwischen 1,1 €/MW pro Stunde bzw. 10.000 €/MW pro Jahr in der Tertiärreserve und ca. 4 €/MW pro Stunde bzw. ca. 35.000 €/MW in der Sekundärreserve (siehe Abbildung 2-28). Zusätzliche Erlöse werden bei einem Abruf von Regelenergie erzielt. Hier sind die Preise in der Regel in Deutschland und Österreich höher als in Frankreich und der Schweiz, so dass sich dadurch die Unterschiede zwischen den Ländern wieder etwas reduzieren.

Alle französischen Vermarktungsoptionen für lastseitige Flexibilität stehen derzeit aber nur den Lasten zur Verfügung, die im französischen Übertragungsnetz angeschlossen sind. Sie sind also für flexible Lasten aus Baden Württemberg nicht nutzbar. An den österreichischen und Schweizer Regelenergiemärkten können flexible Lasten aus Baden-Württemberg zumindest teilweise direkt teilnehmen. Zum einen ist dies im Rahmen der gemeinsamen Primärregelenergieausschreibung von Deutschland, Belgien, Österreich, den Niederlanden und der Schweiz möglich. Zum anderen ermöglicht das Pilotprojekt zur gemeinsamen Merit-Order-Kurve für Sekundärregelenergieabrufe in Deutschland und Österreich eine indirekte Teilnahme von deutschen flexiblen Lasten am Österreichischen Regelenergiemarkt. Hier besteht keine gemeinsame Ausschreibung. Es wird jedoch eine gemeinsame Merit-Order des Abrufes erstellt, so dass flexible Lasten aus Deutschland auch im Regelenergiemarkt von Österreich abgerufen werden können.



Quelle: eigene Darstellung

Abbildung 2-28: Mittlere Preise für die Vorhaltung von Regelleistung in der Sekundär- und Tertiärreserve in 2016

Eine Vermarktung von lastseitigen Flexibilitäten über Ländergrenzen hinweg findet derzeit über die gemeinsame Ausschreibung von Primärregelleistung statt, die von Deutschland, Österreich und der Schweiz durchgeführt wird. Hier gibt es in Deutschland und Österreich bisher keine Beteiligung von flexiblen Lasten. In der Schweiz sind ca. 30 MW flexibler Lasten an der Primärregelleistung beteiligt, die bei einer Aktivierung auch in Deutschland und Österreich zum Einsatz kommen. Informationen darüber, welche Lasten dies sind, stehen nicht zur Verfügung. In Deutschland sind darüber hinaus ca. 25 MW flexibler Lasten in der Sekundärregelleistung beteiligt, die über die gemeinsame Merit-Order-Liste mit Österreich auch dort zur Verfügung stehen.

Die Vermarktungsmöglichkeiten für lastseitige Flexibilität sind in Frankreich und der Schweiz besser als in Deutschland und Österreich. Tabelle 2-13 fasst die wesentlichen Erkenntnisse der Bewertung zusammen. In allen Ländern wurden in den letzten Jahren Anstrengungen zur Öffnung der Spot- und Regelenergiemärkte für kleinere Anbieter, Pools und lastseitige Flexibilität unternommen. Wesentliche Hemmnisse für die Wirtschaftlichkeit einer Vermarktung von Lastflexibilität an diesen Märkten sind jedoch die teilweise immer noch recht hohen Marktzutrittsbarrieren in Form von hohen Mindestgebotsgrößen, symmetrischen Ausschreibungen oder langen Ausschreibungs- und Lieferzeiträumen. Zudem wirken die deutlich gesunkenen Marktpreise negativ auf die Höhe der erzielbaren Erlöse.

Tabelle 2-13: Vergleichende Bewertung der Vermarktungsmöglichkeiten in den betrachteten Ländern

	Regelenergiemarkt	Spotmarkt	Sonstige Vermarktungsmöglichkeiten	
Deutschland	Hemmnisse <ul style="list-style-type: none"> • Teilweise noch Marktzutrittsbarrieren • Niedrige Preise/Preisspreads 	Hemmnisse <ul style="list-style-type: none"> • Niedrige Preise/Preisspreads • Abwicklungsprozesse nicht standardisiert 	AbLaV <ul style="list-style-type: none"> • Derzeit noch hohe Mindestmengen • notwendiger Anschluss an Höchst-/Hochspannungsnetz 	
Frankreich	Vollständige Öffnung Zusätzliches Instrument durch Kapazitätsausschreibung Hemmnis: niedrige Preise	Standardisierte Abwicklungsprozesse und Verträge Große Anzahl an Aggregatoren Hemmnis: niedrige Preise	Kapazitätsmarkt <ul style="list-style-type: none"> • Voraussichtlich zunächst niedrige Preise • Befürchtung: geringe Liquidität 	
Österreich	Hemmnisse <ul style="list-style-type: none"> • Teilweise noch Marktzutrittsbarrieren • Niedrige Preise/Preisspreads 	Hemmnisse <ul style="list-style-type: none"> • Niedrige Preise/Preisspreads • Abwicklungsprozesse nicht standardisiert 		
Schweiz	Regelenergiepool und nahezu vollständiger Erfüllung der NC LFCR Anforderungen leichte Marktzutrittsbarrieren bei SRL	Hemmnisse <ul style="list-style-type: none"> • Niedrige Preise/Preisspreads • Regulatorische Rahmenbedingungen noch nicht festgelegt 		
Legende	gut	zum Teil bereits gut	mittel	schlecht

Quelle: Eigene Darstellung

Einige Akteure sind bereits in mehreren Ländern als Aggregatoren und Vermarkter aktiv. Von den Akteuren, die in Deutschland vermarkten, sind u.a. Clean Energy Sourcing, Next Kraftwerke und die Verbund AG auch in Österreich z.B. für den Regelenergiemarkt präqualifiziert. Auf dem Schweizer als auch dem deutschen Markt als Aggregatoren sind u.a. Enernoc, Alpiq, und BKW vertreten. In Frankreich und Deutschland sind u.a. EON und ebenfalls Alpiq aktiv (siehe Tabelle 2-14).

Tabelle 2-14: Multinationale Vermarkter in Deutschland und in den Nachbarländern Frankreich, Schweiz und Österreich

	Deutschland	Frankreich	Österreich	Schweiz
Clean Energy Sourcing AG	x		x	
Next Kraftwerke GmbH	x	(x)	x	
Verbund AG	x		x	
Entelios AG, Enernoc Inc.	x		x	x
Alpiq AG	x	x		x
BKW Energie AG	x	(x)		x
EON SE	x	x		
Danske Commodities A/S	x	x		

Quelle: eigene Darstellung

Eine abschließende zusammenfassende Bewertung der derzeitigen grenzübergreifenden Vermarktungsoptionen ist in Tabelle 2-15 dargestellt. Zukünftig geplante Anpassungen und Vereinheitlichungen werden in Kapitel 4 vorgestellt und diskutiert.

Tabelle 2-15: Vermarktungsmöglichkeiten für nachfrageseitige Flexibilität aus Deutschland

	Regelenergiemarkt	Spotmarkt	Sonstige Vermarktungsmöglichkeiten
Frankreich			Kapazitätsmarkt
Österreich		-	-
Schweiz	PRL		-
Legende	gut	mittel	schlecht

Quelle: Eigene Darstellung

3 Analyse der als flexible Lasten eingesetzten Prozesse und technischen Anlagen

3.1 Übersicht zu geeigneten Prozessen und technischen Anlagen für Flexibilitätsvermarktung

In verschiedenen Analysen sind in der Vergangenheit Potenziale für lastseitige Flexibilitäten untersucht und ermittelt worden. Als geeignet angesehene Anwendungen finden sich dabei im Industriebereich, bei Haushalten als auch im Gewerbe- und Dienstleistungssektor.

Im Bereich der Industrie sind vor allem die energieintensiven Branchen wie Chemie, Papier und Alu/Metall geeignet, um lastseitige Flexibilität bereitzustellen (siehe Tabelle 3-1).

Tabelle 3-1: Lastmanagement-geeignete Prozesse und Anlagen in der Industrie

Branche	Anwendungen	Art der Laständerung
Aluminiumindustrie	Elektrolyse	Abschalten einzelner Reihen
Bergbau	Wasserhaltung	Abschalten bzw. reduzierte Leistungsaufnahme
Chemische Industrie	Luftzerlegung	Teillastbetrieb mit reduzierter Leistungsaufnahme
Chlorindustrie	Elektrolyse	Teillastbetrieb mit reduzierter Leistungsaufnahme
Glasindustrie	Booster	Flexibler Einsatz möglicher
Holzindustrie	Fräsmaschinen, Sägegatter	Produktionsplanung
Kupferindustrie	Elektrolyse	Abschalten einzelner Reihen
Papierindustrie	Zellstoff- und Thermomechanische Holzstoffherstellung, Altpapieraufbereitung	Abschalten von Schleifern bzw. Refinern, Pulpn
Querschnittstechnologien	Mühlen, Pumpen, Verdichter, Klima- und Kälteanlagen	Abschalten bzw. zeitweise Teillastbetrieb
Stahl- und Metallindustrie	Lichtbogenöfen, Induktionsöfen, Warmhaltebecken	Produktionsplanung, Abschaltung des Ofens
Abwasser- und Wasserversorgung	Pumpen,	Abschalten bzw. reduzierte Leistungsaufnahme
Zementindustrie	Zement- und Rohmühlen	Abschalten bzw. reduzierte Leistungsaufnahme
Zink-Blei-Industrie	Elektrolyse	Abschalten einzelner Reihen

Quelle: Eigene Darstellung

Im Haushaltsbereich und im Gewerbe- und Dienstleistungssektor sind vor allem Wärme- und Kälteanwendungen für einen flexiblen Einsatz geeignet (siehe Tabelle 3-2). Zukünftig können vor allem Wärmepumpen und auch die Elektromobilität eine größere Rolle spielen.

Tabelle 3-2: Lastmanagement-geeignete Prozesse im Gewerbe- und Dienstleistungssektor und bei Haushalten

Anwendung	Technologie	Verbreitung in Sektoren
Kälte	Kältekompressoren	<i>Gewerbe- und Dienstleistungssektor:</i> Groß- und Einzelhandel (Supermärkte, Kühlhäuser), Sonstige Dienstleistungen, Hotels & Restaurants <i>Haushalte:</i> Kühl- und Gefrierschränke
Ventilation / Air Conditioning	Lüfter Klimaanlagen	<i>Gewerbe- und Dienstleistungssektor:</i> Groß- und Einzelhandel, öffentliche Verwaltung, sonstige Dienstleistungen, Finanzsektor <i>Haushalte:</i> vor allem Klimaanlagen
Wärme	Wärmepumpe Warmwasserboiler Elektrische Direkt- heizung, Nacht- speicher	<i>Gewerbe- und Dienstleistungssektor:</i> Groß- und Einzelhandel, sonstige Dienstleistungen, Gesundheitssektor, öffentliche Verwaltung <i>Haushalte:</i> zusätzlich Warmwasserbereitstellung (Boiler)
Sonstige	Elektromobilität Waschmaschinen, Trockner, Geschirrspüler	<i>Gewerbe- und Dienstleistungssektor Elektromobilität:</i> Groß- und Einzelhandel (Logistik), sonstige Dienstleistungen <i>Haushalte:</i> Weiße Ware und Elektromobilität

Quelle: Eigene Darstellung

In der Vergangenheit durchgeführte Analysen der meisten genannten Technologien kommen zu dem Ergebnis, dass die größten technischen Potenziale für Lastreduktionen im Bereich der Gebäudetechnik (Lüftung, Klimatisierung) und bei Kälteanwendungen liegen, die jedoch in der Regel nur eine begrenzte Zeit pro Jahr zur Verfügung stehen (zu Technologien siehe u.a. Klobasa 2007, Klobasa 2011, Agora 2013, dena 2010).

Potenzialabschätzungen sind in den relevanten Ländern im Rahmen verschiedener Studien durchgeführt worden, für Deutschland etwa im Zusammenhang mit dem Grünbuch/Weißbuch-Prozess zur Entwicklung des Strommarktes (Frontier/Consentec 2014, Frontier/Formaer 2014, Connect 2014 und R2B 2014).

Für Deutschland werden die Potenziale in der Industrie auf ca. 3 GW bis 5 GW geschätzt, die durch energieintensive Industrieprozesse aber auch durch Querschnittstechnologien wie Lüftungssysteme zur Verfügung gestellt werden können (Apel 2012, Buber 2013). Insgesamt liegen die Lastmanagementpotenziale damit in einer vergleichbaren Größenordnung wie in Frankreich. Auch hier wird das theoretische Potenzial auf 5 und 6 GW geschätzt (energy pool 2016). In der Schweiz und in Österreich fallen die Potenziale auf Grund der niedrigeren Stromverbräuche in den Sektoren geringer aus. Potenzialabschätzungen für die Industrie gehen von 300 bis 600 MW in Österreich (EIL 2014) und ca. 200 MW in der Schweiz aus (Gills 2014).

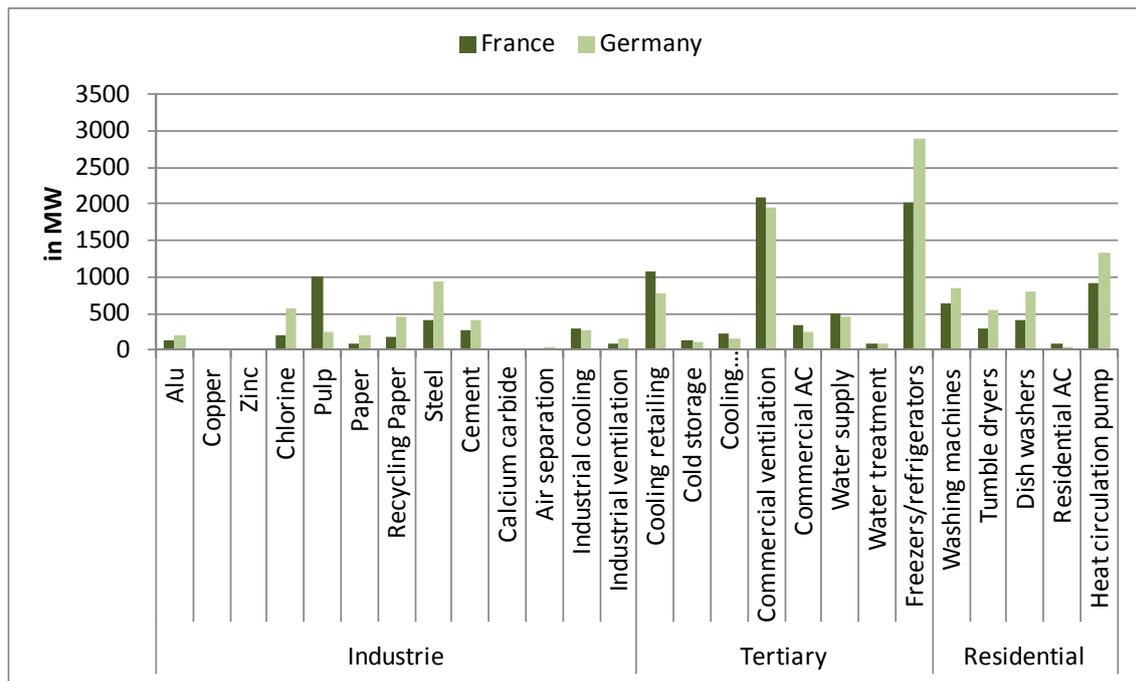
Insgesamt ergibt sich für die technischen Potenziale in den vier Ländern eine größere Bandbreite, die zwischen 10 und 30 % der Spitzenlast in den einzelnen Ländern liegt. Die Potenziale in der Industrie erreichen dabei bis zu 6 % der landesspezifischen Spitzenlast. In den betrachteten Ländern sind die weiteren Potenziale im Gewerbe und Dienstleistungssektor etwas größer als bei den Haushaltsanwendungen (siehe Tabelle 3-3).

Tabelle 3-3: Technische Potenziale zur Lastreduktion nach Sektoren und Ländern – Status Quo geschätzt

	Schweiz	Österreich	Frankreich	Deutschland
	Angaben in MW			
Industrie	200	300 - 600	max. 5.700	3.000 - 5000
Gewerbe/Dienstleistung	750	1.100	k.A.	7.000 – 10.000
Haushalte	160 - 300	360	ca. 6.000 (ohne elektrische Heizungen)	max. 10.000
Gesamt	ca. 1.250	max. 2060	11.700	max. 25.000
<i>Spitzenlast</i>	<i>9.380</i>	<i>10.380</i>	<i>84.470</i>	<i>86.000</i>

Quelle: eigene Zusammenstellung auf Basis von Klobasa 2007, Apel 2012, Buber 2013, Gills (2014), Baeriswyl 2012, energy pool 2016, Spitzenlast nach ENTSO-E

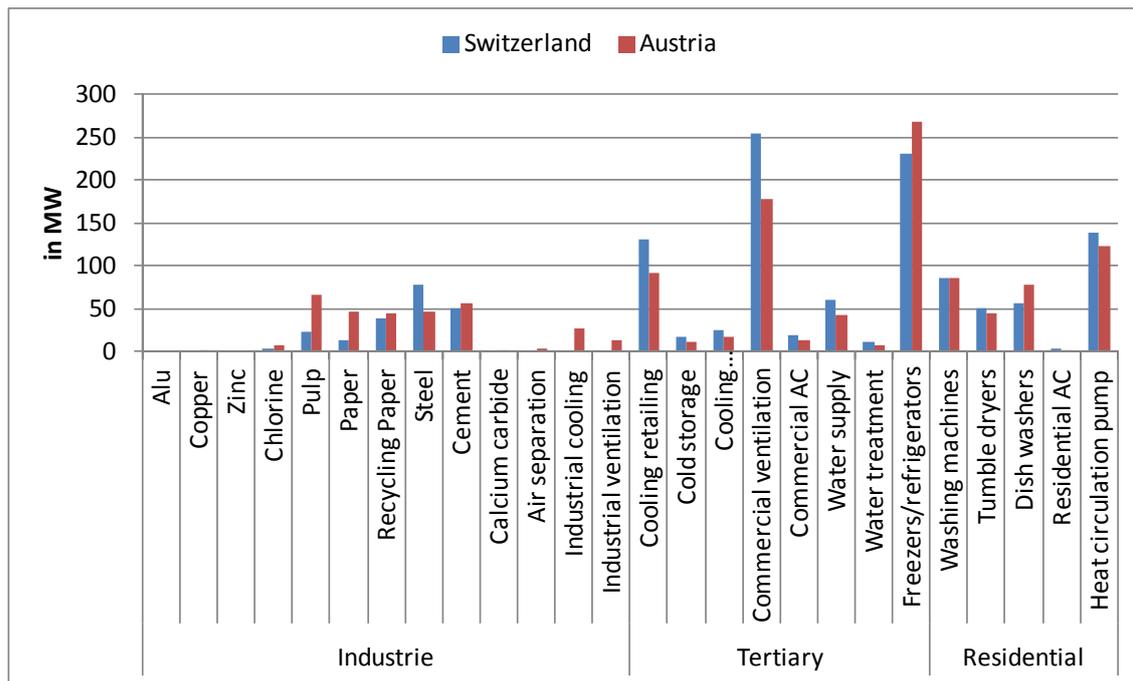
Eine europaweite Analyse der technischen Lastmanagementpotenziale ist in Gills (2014) durchgeführt worden, die insgesamt ca. 30 Anwendungen umfasst (siehe Abbildung 3-1 und Abbildung 3-2). Im Vergleich zu den in den folgenden Abschnitten dargestellten nationalen Analysen fallen die Potenziale bei Gills zum Teil etwas niedriger aus und liegen bei nur ca. 12 – 16 % der auftretenden Spitzenlast im Land. Die technologiespezifischen Ergebnisse zeigen, in welchem Verhältnisse die Potenziale untereinander als auch im Vergleich zu den anderen Ländern stehen.



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Gills (2014)

Abbildung 3-1: Technische Potenziale für Lastreduktionen nach Anwendung in Frankreich und Deutschland für 2010

In der Schweiz und Österreich sind die absoluten Potenziale deutlich geringer, da der elektrische Leistungs- und Energiebedarf der einzelnen Sektoren ebenfalls deutlich geringer ist. Die größten technischen Potenziale sind in denselben Technologien zu finden wie in Deutschland und Frankreich auch.



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von Gills (2014)

Abbildung 3-2: Technische Potenziale für Lastreduktionen nach Anwendung in der Schweiz und in Österreich für 2010

In den nachfolgenden Abschnitten werden bestehenden Potenzialabschätzungen für die vier betrachteten Länder einzeln im Detail diskutiert.

3.2 Lastmanagementpotenziale in der Schweiz

Für die Schweiz sind verschiedene Analysen zu den Potenzialen durchgeführt worden. Die nachfolgenden Angaben basieren auf folgenden Studien:

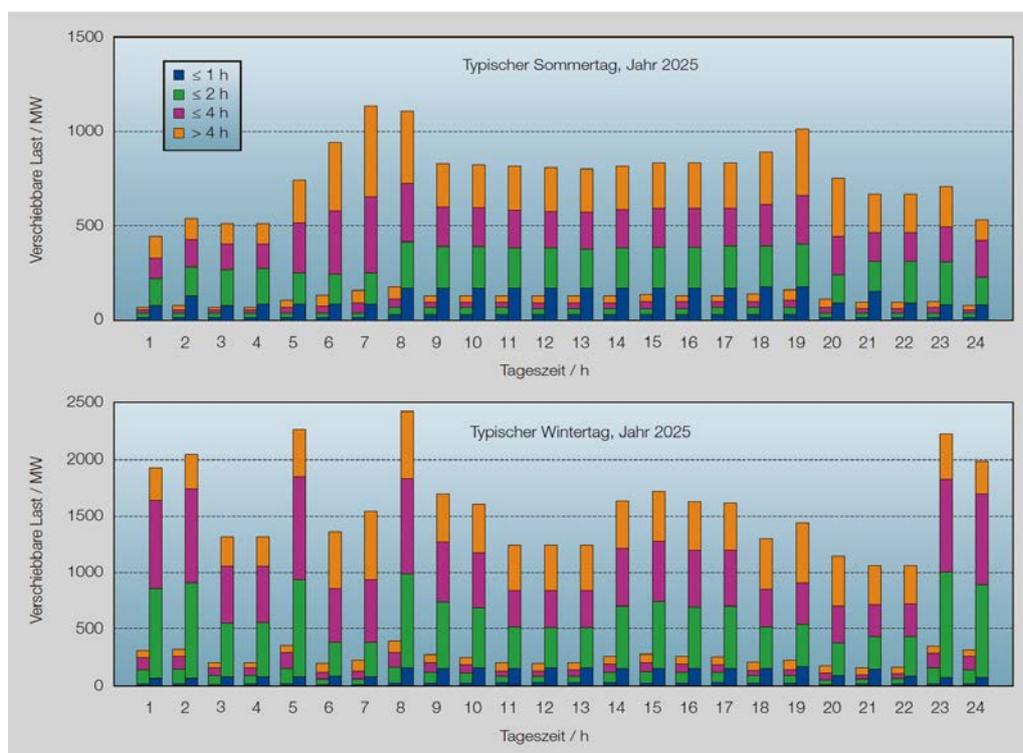
- Thoma, E. Demand Side Management: Potential and impact on the Swiss transmission grid, Master Thesis am der ETH Zürich (Power System Laboratory) in Kooperation mit Swissgrid AG, April 2015
- Baeriswyl, M., Müller, A., Rigassi, R., Rissi, C., Solenthaler, S., Staake, T., & Weisskopf, T. 2012: Folgeabschätzung einer Einführung von Smart Metering im Zusammenhang mit Smart Grids in der Schweiz. Bundesamt für Energie (BFE), Bern, Schweiz.
- Müller, E.A. et al.: Potential der Schweizer Infrastrukturanlagen zur Lastverschiebung, im Auftrag des Bundesamtes für Energie (BFE), Winterthur 2013

Potenzialabschätzungen für die Schweiz weisen substantielle Lastverlagerungsmöglichkeiten aus, die in der Größenordnung von 0,4 – 1,4 GW elektrischer Leistung in

2020 liegen (Thoma 2015). Die erwarteten Potenziale können bis auf über 2 GW bis 2050 ansteigen (siehe Abbildung 3-3 und Abbildung 3-4).

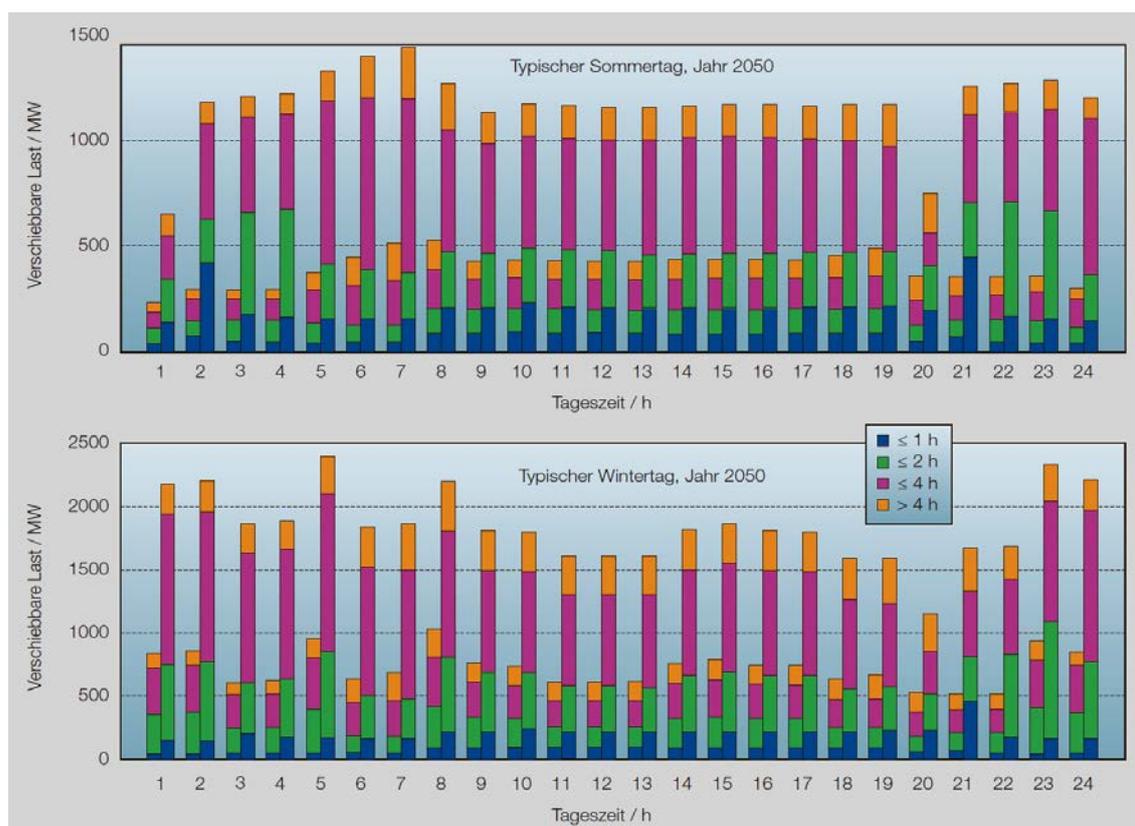
Die wichtigsten Anwendungen dahinter sind insbesondere im Haushaltssektor zu finden und umfassen Raumwärme, Warmwasser, Lüftungs- und Klimaanlage, Kühlanlagen sowie große Haushaltsgeräte.

Im Industriebereich und im GHD-Sektor bestehen Potenziale im Bereich der Prozesse und Antriebe wie Prozesswärme/kälte und im Bereich der Gebäudetechnik wie Klimatisierung, Belüftung oder Raumwärme.



Quelle: Thoma (2015)

Abbildung 3-3: Kombiniertes Lastmanagementpotenzial in der Schweiz für einen typischen Sommer- und Wintertag in 2025



Quelle: Thoma (2015)

Abbildung 3-4: Kombiniertes Lastmanagementpotenzial in der Schweiz für einen typischen Sommer- und Wintertag in 2050

Ein größeres Potenzial wurde für die Infrastrukturanlagen Wasserver- und -entsorgung sowie für Müllverbrennungsanlagen ermittelt (Müller 2013). Die relevanten flexiblen Nachfrager sind dabei Rührwerke, Pumpen und Gebläse (Wasserversorgung) sowie die Abfallbehandlungsanlagen wie Schredder. Durch eine Abschaltung der genannten Prozesse kann ein Lastmanagementpotenzial von ca. 140 MW über eine Zeitdauer von 1 Stunde realisiert werden, wobei hier auch dezentrale Erzeugungseinheiten (Notstromaggregate bzw. Stromerzeugungseinheiten bei Müllverbrennungsanlagen) mit berücksichtigt sind.

Im Zusammenhang mit der Einführung von Smart Metern und der damit verbundenen Kosten-Nutzen-Analyse sind auch die Verschiebepotenziale und Lastverlagerungsmöglichkeiten im Haushaltssektor in der Schweiz untersucht worden (Baeriswyl 2012). Die Potenzialabschätzungen liegen bei einigen hundert MW an Verschiebepotenzial, das vor allem durch Warmwasser sowie Waschmaschinen und Geschirrspüler bereitgestellt werden kann.

Zwischenfazit – Lastmanagement im Schweizer Strommarkt

Nach aktuellem Stand sind derzeit ca. 4 Anbieter im Schweizer Regenergiemarkt als Poolanbieter aktiv und vermarkten flexible Lasten in Kombination mit Erzeugungseinheiten (insbesondere Wasserkraftwerke). Die genutzten Anwendungen umfassen zum einen die energieintensiven Branchen (Zement, Papier) als auch Warmwasserboiler, die im Haushaltssektor ein Potenzial darstellen. Nach Angaben von Swissgrid sind derzeit ca. je 30 MW flexibler Lasten im Primär- und Sekundärregelmarkt präqualifiziert. In der tertiären Regelleistung sind ca. 50 MW präqualifiziert.

3.3 Lastmanagementpotenziale in Frankreich

Abschätzungen zu Frankreich zeigen, dass es ein großes Lastmanagementpotenzial, insbesondere im Bereich der Wärmeanwendungen gibt. Zukünftig wird ein substantielles Potenzial im Bereich Elektromobilität erwartet. Für die Industrie wurde durch RTE ein Flexibilitätspotenzial von 1 GW in 2011 geschätzt. Weitere Potenzialabschätzungen sind u.a. im Rahmen von Langfristszenarien für Frankreich durchgeführt worden:

- A 100% renewable electricity mix? Analysis and optimisation - Exploring the boundaries of renewable power generation in France by 2050, Artelys, Armines-Persee und Energies Demain im Auftrag von ADEME, Januar 2016
- Accélérer le demand response en France et améliorer la compétitivité des gros consommateurs, Energy Pool, September 2013

Als flexible Lasten sind in der Analyse der ADEME insbesondere elektrische Heizungen und Wärmepumpen betrachtet worden, die einen Leistungsbedarf von ca. 14 GW in 2050 aufweisen (siehe Tabelle 3-4).

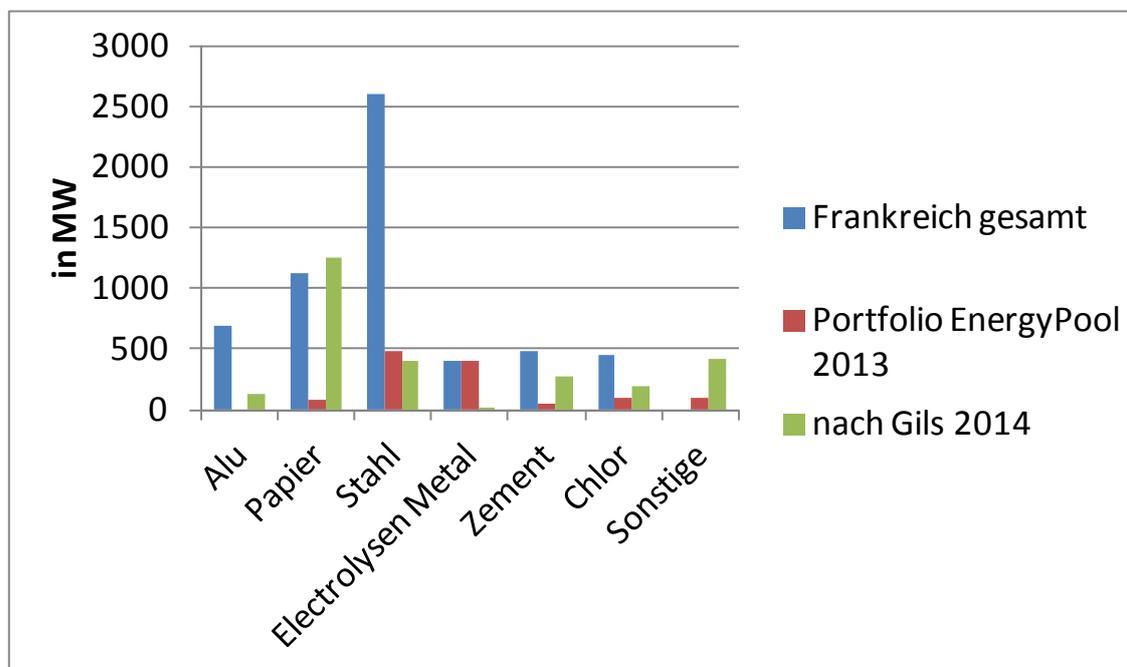
Tabelle 3-4: Annahmen zu Lastmanagementpotenzialen in 2050 im Rahmen der ADEME 100 % RES-Studie

Anwendung	Leistung	Energie
Elektrofahrzeuge	7 GW	16 TWh
Warm-Wasser	3 GW	7 TWh
Elektrische Heizungen Wärmepumpen	14 GW	26 TWh
Waschmaschinen, Trockner, Spülmaschinen	3 GW	8 TWh
Industrie	1 GW	<0,1 TWh

Quelle: ADEME 2015

Aktuell werden detaillierte Potenzialschätzungen für Frankreich durch e-cube durchgeführt, die jedoch vermutlich erst 2017 veröffentlicht werden (e-cube 2016). Abschät-

zungen von Marktakteuren sowie von RTE gibt es für die Industrie. Hier bestehen größere Potenziale in der Papier und Metallindustrie sowie in der Aluminiumindustrie (siehe Abbildung 3-5). In den Sektoren Zement und Chlorindustrie bestehen Potenziale von einigen MW.



Quelle: Energypool 2013, Gils 2014

Abbildung 3-5: Lastmanagementpotenziale in der Industrie nach Einschätzung von Energypool 2013

Zwischenfazit – Lastmanagement im französischen Strommarkt

Derzeitig aktive Aggregatoren in Frankreich wie Energypool schätzen das Flexibilitätspotenzial auf der Nachfrageseite in der Industrie auf insgesamt ca. 5,7 GW. Bei Energypool selbst waren in 2013 bereits ca. 1,2 GW kontrahiert. Nach Aussagen des Netzbetreibers RTE sind aktuell ca. 2 GW an lastseitiger Flexibilität in der direkten Vermarktung durch unabhängige Aggregatoren. Weitere Lastmanagementpotenziale werden durch Aggregatoren vermarktet, die auch Lieferanten sind. Die genaue Leistungshöhe ist daher nicht bekannt. Als lastseitige Flexibilitäten werden Anwendungen in der Papier-, Chemie- und Metallindustrie vermarktet. Im Dienstleistungssektor sind es Krankenhäuser, Flughäfen und Kühleinrichtungen in der Lebensmittelindustrie. Lastmanagementpotenziale im Haushaltsbereich mit elektrischen Wärmeanwendungen werden ebenfalls bereits genutzt.

3.4 Lastmanagementpotenziale in Deutschland

Als Grundlage für die Analyse der Lastmanagementpotenziale in Deutschland sind folgende Studien berücksichtigt worden:

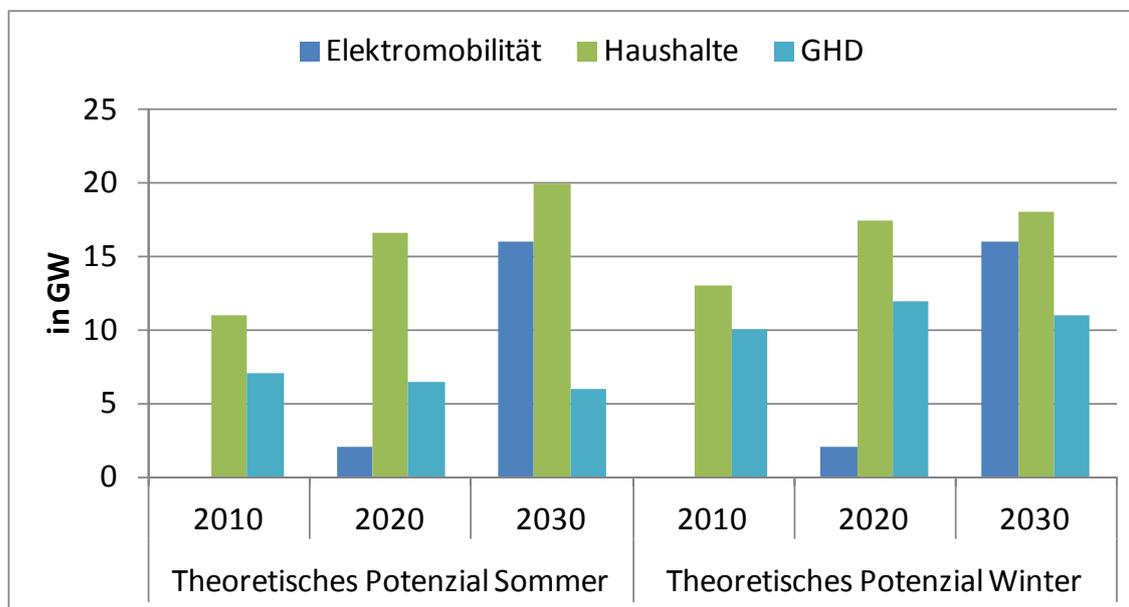
- Stede, J.: Demand response in Germany: Technical potential, benefits and regulatory challenges, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), DIW Roundup 96, Mai 2016
- BET, 2015. Potentiale regelbarer Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien (Climate Change No. 19/2015). Büro für Energiewirtschaft und technische Planung / Trianel.
- Buber, Tim; Gruber, Anna; Klobasa, Marian; von Roon, Serafin (2013) : Lastmanagement für Systemdienstleistungen und zur Reduktion der Spitzenlast, Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung,
- Apel, Rolf (2012): Demand Side Integration – Lastverschiebungspotenziale in Deutschland. Frankfurt am Main: Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (VDE)

Weitere Studien sind im Rahmen des Weißbuchprozesses zum deutschen Strommarkt erstellt worden, die ebenfalls Lastmanagementpotenziale analysiert haben (Frontier/Consentec 2014, Frontier/Formaet 2014, Connect 2014 und R2B 2014). Hier sind zum Teil sehr hohe Lastmanagementpotenziale von über 30 GW ermittelt worden (Connect 2014), die allerdings erst bei sehr hohen Strompreisen von über 5000 €/MWh aktiviert werden. Diese Potenzialabschätzungen basieren nicht auf konkreten Befragungen von betroffenen Unternehmen, sondern legen die Kostenstrukturen der betrachteten Branchen zu Grunde und leiten daraus ein Potenzial für einen Lastverzicht ab.

Die für Deutschland durchgeführten Studien zu Lastmanagementpotenzialen zeigen, dass kostengünstige Potenziale insbesondere im Bereich der Industrie bestehen. Leistungsmäßig große Potenziale werden zudem im Wärmebereich durch Stromheizungen und Wärmepumpen erwartet. Auch im Bereich Verkehr und der Elektromobilität bestehen mittelfristig größere Lastmanagementpotenziale.

Im Haushaltssektor wurden die theoretischen lastseitige Flexibilitäten bereits für 2010 mit über 10 GW abgeschätzt (siehe Abbildung 3-6), die vor allem in der Warmwasserbereitstellung (ca. 3 GW) und in den großen Haushaltsgeräten (Waschmaschinen, Trockner, Spülmaschinen) mit ebenfalls mehr als 3 GW gesehen werden (Apel 2012). In 2020 werden die größten theoretischen Potenziale bei Wärmepumpen (im Winter) und der Raumklimatisierung (im Sommer) erwartet.

Für den GHD-Sektor gibt die VDE-Studie ein theoretisches Potenzial von 7 GW im Sommer und 10 GW im Winter an, die vor allem in den Sektoren Büros, Handel und Gastgewerbe liegen. Damit verbundenen Anwendungen sind Kühlanlagen im Handel, Raumwärme in Büros und Kühlanlagen und Warmwasser im Gastgewerbe.



Quelle: VDE-Studie 2012 (Apel 2012)

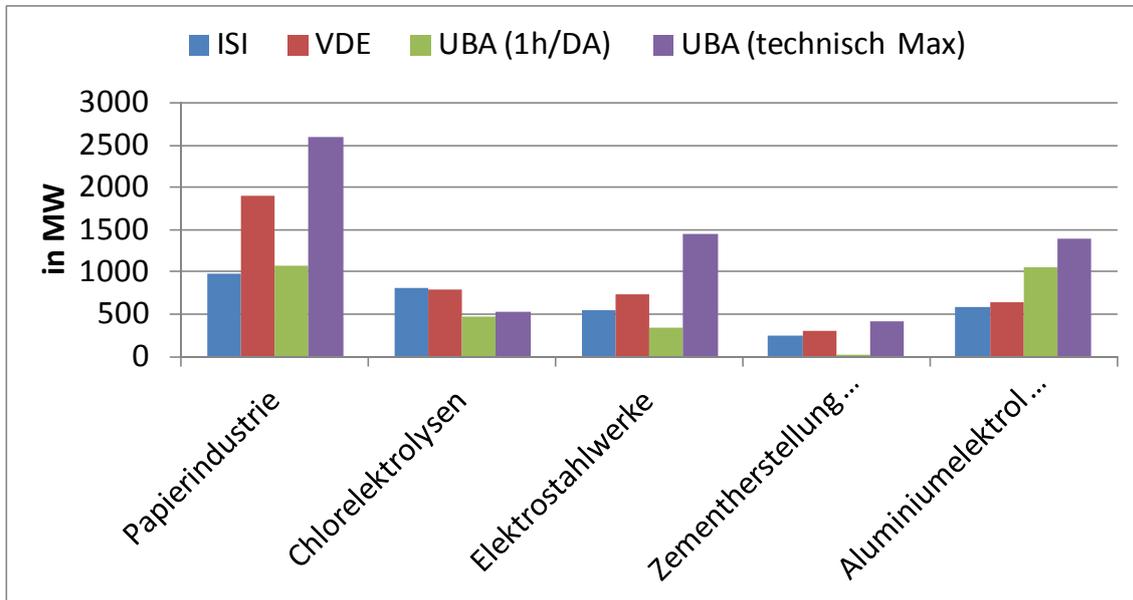
Abbildung 3-6: Theoretische Potenzial zur Lastverschiebung in Deutschland in den Sektoren Haushalte, GHD und Elektromobilität

In der Industrie bestehen theoretische Potenziale insbesondere im Bereich der Papierindustrie durch Holzschleifer, Refiner und Pulper in der Holz- und Zellstoffherstellung. Ein weiterer Bereich ist die Aluminium- und Metallindustrie, die über größere technische Potenziale verfügen (siehe Abbildung 3-7). In der chemischen Industrie kann Lastmanagement im größeren Umfang durch Chlorelektrolysen sowie durch Anlagen zur Luftverflüssigung bereitgestellt werden.

Weitere Potenziale können durch Querschnittstechnologien zur Verfügung gestellt werden. Hier sind vor allem Lüftungs- und Kältetechnologien geeignet. Druckluftanlagen und Pumpen weisen in der Industrie zwar einen größeren Leistungsbedarf aus, sind aber in der Regel nur für kurze Dauern zu verschieben. Potenzialabschätzungen gehen von einer Lastreduktion von 1,4 GW über eine Dauer von einer Stunde aus (Buber 2013).

Größere Potenziale für Pumpen bestehen allerdings im Bereich der Wasserver- und -entsorgung. Hier werden Reduktionspotenziale im zwei bis dreistelligen MW-Bereich

erwartet. Bei der Abwasserentsorgung ergeben sich Potenziale durch einen flexibleren Betrieb von Klärgas-BHKWs sowie von Lüftungstechnologien.



Quelle: ISI: Buber (2013), UBA: BET (2015), VDE: Apel (2012)

Abbildung 3-7: Lastmanagementpotenziale in der Industrie in Deutschland heute

Zwischenfazit – Lastmanagement im deutschen Strommarkt

Von den identifizierten Potenzialen in Deutschland sind bisher insbesondere die industriellen Lastflexibilitäten realisiert worden. Die präqualifizierte Leistung flexibler Stromnachfrage wird in Deutschland von Transnet BW mit ca. 2500 MW angegeben. Dies umfasst allerdings auch Mehrfach-Präqualifizierungen z.B. positive und negative Regelernergie sowie zur Verordnung zu abschaltbaren Lasten. Von den identifizierten Potenzialen beteiligen sich die Elektrolyseprozesse der Aluminiumindustrie vor allem im Rahmen der Verordnung zu abschaltbaren Lasten. Aktuell sind ca. 900 MW im Rahmen der abschaltbaren Lasten kontrahiert. Die Beteiligung im Regelergiemarkt ist nicht genau bekannt. Marktakteure (Terna 2016) schätzen die Beteiligung lastseitiger Flexibilitäten auf ca. 1 % im SRL-Markt (ca. 25 MW) und ca. 10 % in der Minutenreserve (ca. 160 MW).

Neben der Aluminiumindustrie kommen die lastseitigen Flexibilitäten aus der Metall-, Papier-, Nahrungsmittelindustrie sowie der Wasserversorgung. Aus dem Haushaltsbereich sind bisher keine nachfrageseitigen Anwendungen beteiligt. Hier gibt es allerdings erste Aggregatoren, die kleine Batteriespeicher als Primärregelleistung präqualifiziert haben.

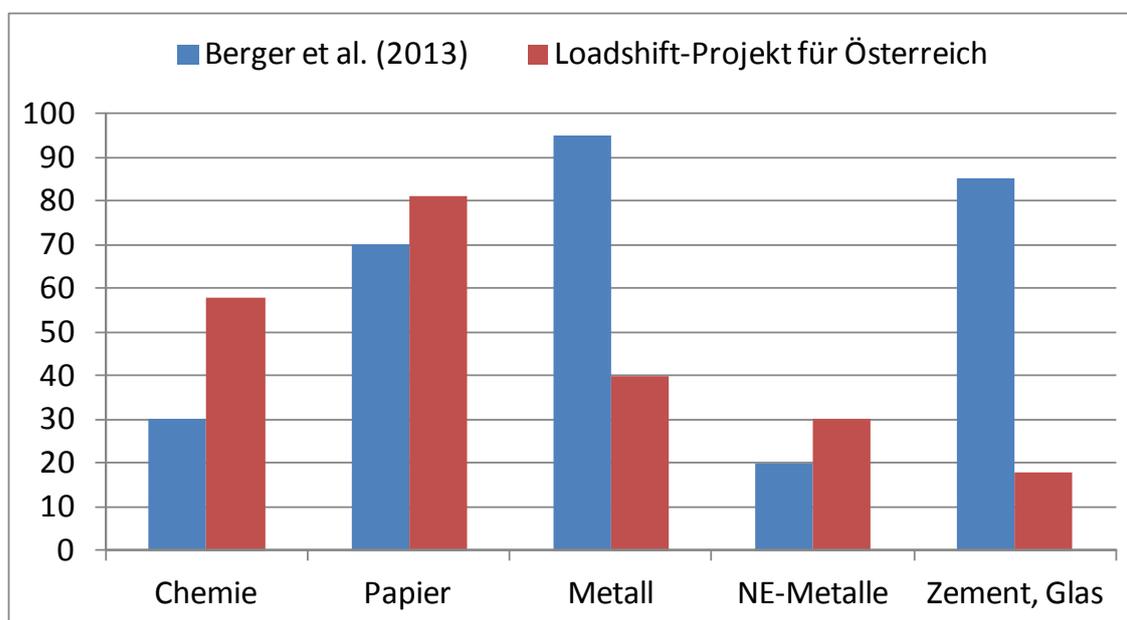
3.5 Lastmanagementpotenziale in Österreich

In Österreich sind die Lastmanagementpotenziale für sämtliche Anwendungsbereiche umfassend untersucht worden. Aktuelle Studien zu Lastmanagementpotenzialen sind:

- Das Projekt Loadshift, Untersuchungen zu Potenzialen der Verschiebung der Energienachfrage, Energieinstitut an JKU Linz, e7 Energie Markt Analyse u.a.
- Lastverschiebungspotenziale in kleinen und mittleren Unternehmen und Erfolgsfaktoren zur Hebung dieser Potenziale (bmvit), Schriftenreihe 08/2014
- Berger, H., Eisenhut, T., Polak, S, Hinterberger, R.: Demand Response Potential of the Austrian industrial and commerce sector, Österreichische Begleitforschung zu Smart Grids, BMVIT Schriftenreihe 65/2011.

Anwendungen, die im Rahmen der Potenzialanalysen erfasst worden sind, umfassen in Österreich neben industriellen Lasten auch Anwendungen im Gebäudebereich (Klimatisierungssysteme, Lüftungen) bzw. Kälteanlagen im Dienstleistungssektor und Kläranlagen.

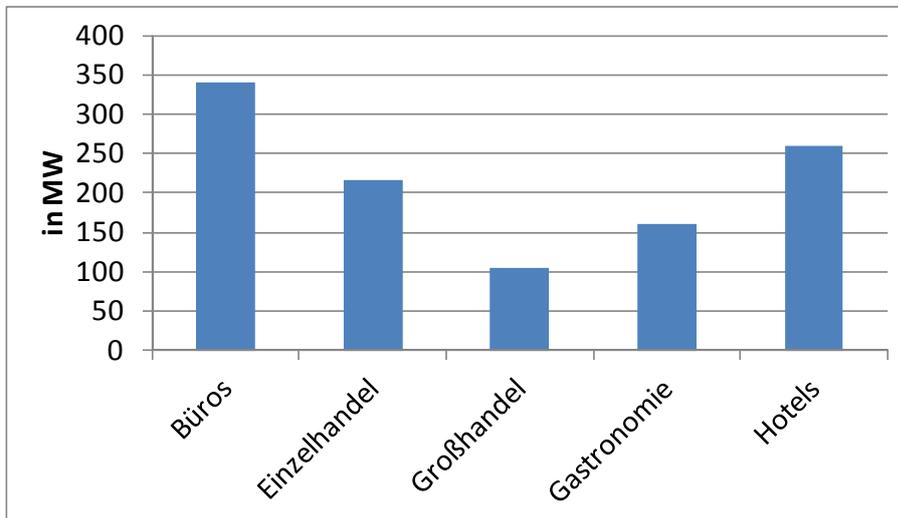
Im Rahmen des Projektes Loadshift sind für die Industrie in Österreich Lastverschiebpotenziale von 200 – 300 MW über den Zeitraum von einer Stunde ermittelt worden (siehe Abbildung 3-8). Relevante Branchen umfassen die Papier-, Metall-, Zement und Chemieindustrie.



Quelle: Loadshift, Energieinstitut Linz 2014, Datenbasis 2008

Abbildung 3-8: Abschätzung des Lastverschiebepotenzials für die Dauer von einer Stunde nach Industriesektoren

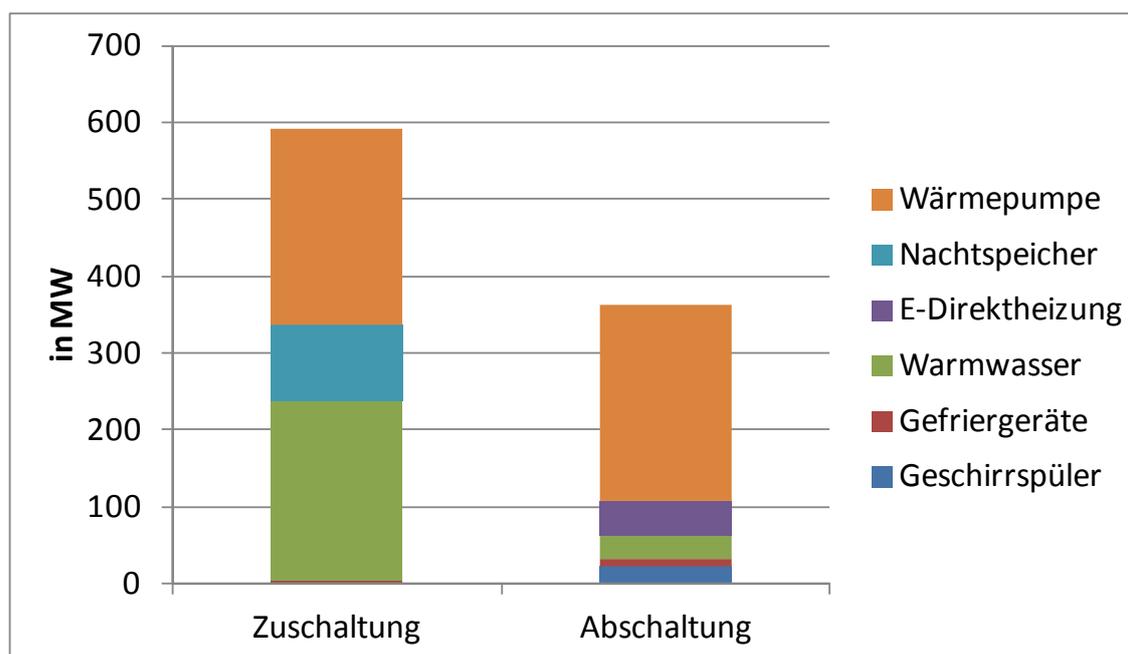
Im Sektor Gewerbe und Dienstleistungen werden lastseitige Flexibilitäten vor allem im Bereich von Klimatisierung und Belüftung ausgewiesen und umfassen ca. 1000 MW auf Basis von Daten für 2008 (siehe Abbildung 3-9). Die wichtigsten Sektoren sind dafür Büros sowie Hotels.



Quelle: Loadshift, Energieinstitut Linz 2014, Datenbasis 2008

Abbildung 3-9: Theoretisches Lastverschiebepotenzial für Klimaanlage und Lüftungen für die Dauer einer Stunde nach Dienstleistungssektoren

Im Haushaltssektor bestehen die größten Potenziale nach der Loadshift-Studie im Bereich der Wärmepumpen und der Warmwasserbereitstellung. In Summe umfassen die Potenziale für eine Lastabschaltung ca. 360 MW und für eine Lastzuschaltung ca. 600 MW (siehe Abbildung 3-10).



Quelle: Loadshift, Energieinstitut Linz 2014, Datenbasis 2012

Abbildung 3-10: Lastverschiebungspotenzial im Haushaltssektor nach Haushaltsanwendungen in 2012

Zwischenfazit – Lastmanagement im österreichischen Strommarkt

Die Potenzialanalysen in Österreich haben in vergleichbaren Sektoren wie in den anderen betrachteten Ländern theoretische lastseitige Flexibilitäten identifiziert, die eine Lastverschiebung von theoretisch ca. 1700 MW ermöglichen. Die geeigneten Sektoren und Anwendungen umfassen dabei die Papier-, Metall- und Zementindustrie als auch Wärmeanwendungen im Haushaltsbereich.

Bisher sind in Österreich keine lastseitigen Flexibilitäten im Regelenergiemarkt aktiv oder beteiligen sich am Spotmarkt.

4 Bewertung möglicher Weiterentwicklungen der regulatorischen Rahmenbedingungen und Handlungsempfehlungen

4.1 Identifikation von Hemmnissen für den grenzüberschreitenden Handel mit Lastseitiger Flexibilität

Ausgehend von den Analysen in den vorhergehenden Kapiteln lassen sich verschiedene Hemmnisse sowohl für die Aktivierung von lastseitiger Flexibilität als auch für einen grenzüberschreitenden Handel zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern identifizieren:

- **Fehlende Marktöffnung für grenzüberschreitende Flexibilitäten**

Bisher ist eine umfassende Beteiligung von lastseitigen Flexibilitäten an den Regelenergiemärkten in Frankreich und der Schweiz nicht gegeben. Lediglich für Primärregelleistung in der Schweiz gibt es eine gemeinsame Ausschreibung für Deutschland und die Schweiz.

- **Keine einheitliche Standardisierung bei Präqualifizierung und Marktausgestaltung**

Die Marktausgestaltung als auch die Anforderung an die Präqualifizierung von Flexibilitäten im Regelenergiemarkt sind in den betrachteten Ländern zum Teil unterschiedlich, so dass eine gemeinsame Ausschreibung erschwert wird. Eine grenzüberschreitende Beteiligung von lastseitigen Flexibilitäten erfolgt ggf. nicht und kann zu weniger effizienten Marktergebnissen führen, wenn teurere andere Flexibilitäten genutzt werden.

Weitere Hemmnisse betreffen nicht explizit einen grenzüberschreitenden Handel, sondern die Implementierung von lastseitiger Flexibilität (vgl. auch dena 2016).

- **Erschwerter Marktzugang zu Regelenergiemärkten**

Jede Anlage, auch wenn sie Teil eines verzahnten Industrieprozesses oder eines Pools ist, muss die Anforderungen einzeln erfüllen und zumeist individuell geprüft werden (vgl. dena 2016).

Zudem werden Nachfragelasten, die im Vergleich zu Erzeugungsanlagen eine kleine Leistung aufweisen, durch immer noch hohe geforderte Mindestleistungen und lange Zeitscheiben der Blockgebote und, bei SRL, wöchentliche Ausschreibungen derzeit noch benachteiligt (vgl. dena 2016).

- **Ungleiche Marktbedingungen für nachfrageseitige Flexibilitäten und intransparente Vertragsgestaltung**

Flexibilitätsanbieter, die zusätzlich keine Stromlieferung anbieten, müssen bilaterale Vereinbarungen mit dem zuständigen BKV schließen. Aufgrund des damit verbundenen Aufwand, fehlenden Standards für Datenübertragung und Bilanzausgleich

sowie unter Umständen hohen Entschädigungszahlungen für Fahrplananpassungen wird die Marktentwicklung von DSM gehemmt.

- Mangelnde Anreize durch geringe Marktpreise und Preisspreads sowie mangelnde Wirtschaftlichkeit aufgrund hoher Opportunitätskosten.

In der Vergangenheit sind die Preise vor allem für die Regelleistungsvorhaltung gesunken, so dass sich die Erlösbedingungen für nachfrageseitige Flexibilitäten bei einer reinen Vorhaltung verschlechtert haben. Fallen bei einer Aktivierung hohe Opportunitätskosten an (z.B. auf Grund einer entgangenen Wertschöpfung bei Lastverzicht), ist eine Wirtschaftlichkeit erst gegeben, wenn die Aktivierungserlöse diese Opportunitätskosten übersteigen. Am Spotmarkt haben sich auch keine Verbesserungen der Erlössituation ergeben, da sich bei sinkenden Preisen auch die Preisspreads nicht erhöht haben.

- Netzentgeltproblematik

Die heutige Ausgestaltung der Netzentgelte kann ein Hemmnis darstellen, Flexibilität bereitzustellen. Insbesondere für einzelne Kundengruppen ermöglicht die StromNEV § 19 (2) eine Reduzierung der Netzentgelte. Hierfür muss bei Unternehmen (a) eine atypische Netznutzung (Netznutzung außerhalb vordefinierter Hochlastzeitfenster) und (b) eine intensive Netznutzung (gekennzeichnet durch eine hohe Benutzungsstundenzahl) vorliegen. Diese Regelung fördert somit im Fall (b) einen gleichmäßigen Stromverbrauch. Da Unternehmen, die Flexibilität bereitstellen, unter Umständen nicht mehr die Anforderungen nach StromNEV § 19 (2) zur intensiven Netznutzung (Fall b) erfüllen, stellt diese Regelung ein Hemmnis für Flexibilität dar. Bei der atypischen Netznutzung (Fall a) besteht eine Ausnahmeregelung, so dass sich hier kein Hemmnis ergibt.

4.2 Eignung des Vorschlags der Entso-E zur Vereinheitlichung der Regelenenergiemärkte

Basierend auf den Framework Guidelines on Electricity Balancing der Kooperation europäischer Regulierungsbehörden ACER hat das europäische Netzwerk der Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E den Network Code on Electricity Balancing (NC EB) entwickelt (ENTSO-E 2014). Nach einem anderthalbjährigen Konsultations- und Anpassungsprozess empfahl ACER am 20 Juli 2015 der Europäischen Kommission die Annahme der Codes (ACER 2015a). Der Beginn des Kommitologieprozesses wird noch für das Jahr 2016 erwartet.

Des Weiteren hat die Europäische Kommission im Mai 2016 die von Entso-E und ACER entwickelten Guideline on Electricity Transmission System Operation vorgelegt, in der auch allgemeine Rahmenbedingungen für Frequenzregelung – zur Gewährleistung der Systemsicherheit – festgelegt werden, die für alle Übertragungsnetzbetreiber gelten sollen (EU Com 2016).

Im Folgenden werden die wesentlichen Elemente des Network Codes on Electricity Balancing dargelegt und hinsichtlich ihrer Eignung zur Schaffung von grenzüberschreitenden Märkten für den Handel mit lastseitigen Flexibilitäten bewertet.

Network Code on Electricity Balancing

Der Network Code on Electricity Balancing soll allgemeine Regeln für Regelenergiemärkte festlegen. In der Empfehlung von ACER zur Annahme des Network Codes an die Europäische Kommission sind im Anhang noch weitere Vorschläge für eine Anpassung des Network Codes gemacht worden (ACER 2015b), die nachfolgend beschrieben werden und dabei von besonderer Relevanz für den grenzüberschreitenden Handel mit lastseitiger Flexibilität sind:

- **Netzregelverbund für Regelenergie (Coordinated Balancing Areas):** Artikel 12 fordert, dass jeder Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) einen Netzregelverbund für Regelenergie (Coordinated Balancing Area) mit zwei oder mehr anderen ÜNBs bildet, die nicht im Gebiet desselben Mitgliedsstaats liegen. Die ÜNBs eines Kooperationsgebiets werden verpflichtet zumindest den Austausch von Regelenergie mittels eines Standardprodukts zu ermöglichen oder den im NC definierten Verrechnungsprozess für Leistungsungleichgewichte (Imbalance Netting Process) durchzuführen. Außerdem sollen sie einen gemeinsamen Vorschlag für standardisierte Produkte und ein gemeinsames Regelenergiemarktdesign, inklusive einer gemeinsamen Merit Order Liste und eines gemeinsamen Preisfindungsmechanismus, entwickeln. Innerhalb einer Coordinated Balancing Area kann ein ÜNB Regelleistung gemeinsam mit anderen ÜNBs mittels marktbasierter Methoden beschaffen, wobei die Verfügbarkeit von Übertragungskapazität zu berücksichtigen ist (Artikel 39). Falls sozio-ökonomisch effizient, können regelzonenübergreifende Übertragungskapazitäten hierfür reserviert werden (Artikel 46).
- **Integrationsmodelle (Integration Models):** Bis spätestens Mitte 2018 sollen die ÜNBs ein sog. Regional Integration Model für Tertiärreserve (Artikel 15 Replacement Reserve) sowie manuell und automatisch aktivierbare Sekundärreserve (Frequency Restoration Reserves, Artikel 17 und 19) implementieren. Diese umfassen unter anderem multilaterale TSO-TSO Modelle (gemeinsame Ausschreibung von Regelleistung durch mehrere ÜNBs (englisch TSO) in mehr als 2 Mitgliedsstaaten) und gemeinsame Merit Order Kurven. Die Regionalen Integrationsmodelle sollen später von einem europäischen Integrationsmodell mit einem einzelnen Netzregelverbund abgelöst werden. Vorschläge hierfür müssen von den ÜNBs spätestens bis Mitte 2019 vorgelegt werden (Artikel 16, 18 und 20).

- **Ausgleich von Leistungsungleichgewichten (Imbalance Settlement):** Leistungsungleichgewichte müssen spätestens nach 15 bzw. ggf. 30 Minuten ausgeglichen werden. (Artikel 24).
- **Rolle des Regelennergieanbieters (Balancing Service Provider):** Artikel 27 definiert die Rolle eines Regelennergieanbieters. Weiterhin ist festgelegt, dass alle Nachfrager, Aggregatoren, Speicher sowie konventionellen und erneuerbaren Erzeuger als Regelennergieanbieter auftreten können (Artikel 30, 3.). Regelennergie Dienstleister (s. u.) können ihre Kapazitäten einem anderem Regelennergieanbieter innerhalb eines Netzregelverbundes (Coordinated Balancing Area) übertragen, sofern ausreichend Übertragungskapazität vorhanden ist (Artikel 40).
- **Vertragskonditionen:** Die Konditionen für die Erbringung von Regelennergie werden durch den zuständigen ÜNB festgelegt (Artikel 30, 1.). Sie sollen so definiert werden, dass sowohl nachfrage-, wie auch erzeugungsseitige Flexibilität aggregiert bereitgestellt werden kann. Des Weiteren sollen sie (unter anderem) die Präqualifikationsbedingungen und Konditionen für die Aggregation von Nachfragern enthalten.
- **Standardprodukte für Regelleistung:** Die ÜNB sollen (noch zu definierende) Standardprodukte für Regelleistung verwenden. Sie sollen so gestaltet sein, dass sie grenzüberschreitenden Wettbewerb fördern (Artikel 32).
- **Harmonisierter Preisfindungsmechanismus:** Spätestens ein Jahr nach Inkrafttreten des NCEB sollen die ÜNB einen Vorschlag für einen harmonisierten Preisfindungsmechanismus (pay-as-cleared) für mindestens ein Regelennergie-Standardprodukt vorlegen (Artikel 42).
- Eine eigene Rolle für **unabhängige Anbieter von lastseitiger Flexibilität** (Independent Provision of Demand Side Response) kann durch die Mitgliedsstaaten bzw. durch die nationalen Regulierungsbehörden definiert werden. In diesem Fall sollte die Bereitstellung von Flexibilität unabhängig von einem Energielieferanten möglich sein (Artikel 31).

Die Aggregatorenrolle ist im Rahmen der Konsultationen zum Network Code on Electricity Balancing sehr intensiv diskutiert worden. Diese neue Rolle im Strommarkt kann dabei durch bestehende Marktakteure (Lieferanten) oder durch neue unabhängige Aggregatoren ausgefüllt werden. Im Kern der Diskussion steht die Frage, wie die durch Verbraucher verlagerte Energie, die in dem Bilanzkreis des Bilanzkreisverantwortlichen/Lieferanten zunächst bilanziert wird und durch den Aggregator dann am Markt verkauft wird, im Rahmen der Ausgleichsenergie und der damit verbundenen Risiken behandelt wird. Darüber hinaus ist die Frage relevant, wie die bereitgestellte

Flexibilität vergütet wird. Die relevanten Modelle für Aggregatoren sind nachfolgend kurz Tabelle 4-1 dargestellt.

Tabelle 4-1: Mögliche Implementierung der Marktrolle für Aggregatoren

Modell	Beschreibung
Non corrected model	<p>Es erfolgt keine Korrektur der Bilanzkreise aus, denen die flexible Stromnachfrage zur Verfügung gestellt wird. Abweichungen des Bilanzkreises des Lieferanten laufen in den Ausgleichsenergiemechanismus. Vergütung entsprechend dem Ausgleichsenergiepreis.</p> <p>Vorteile: Einfache Implementierung, keine zusätzlichen Kosten für Lieferanten, wenn lastseitige Flexibilität das System stützt.</p> <p>Nachteile: erhöhtes Preisrisiko für Lieferanten, da Vergütung abhängig von Ausgleichsenergiepreis.</p>
Corrected model	<p>Die Stromnachfrage des Stromkunden wird um die bereitgestellte flexible Energiemenge, die durch den Aggregator genutzt wird „korrigiert“ und dem Lieferanten zu den vereinbarten Strombezugskonditionen vergütet. Der Stromkunde wird dazu vom Aggregator entschädigt.</p> <p>Vorteile: Administrativer Aufwand für Lieferanten geringer, faire Kompensation für Lieferanten, keine Weitergabe von Preisinformationen des Lieferanten an den Aggregator</p> <p>Nachteile: Aufteilung der Verbrauchsdaten auf Lieferant und Aggregator erfordert erhöhten Aufwand. Bilanzkreisabrechnung wird komplexer</p>
Regulated model	<p>Stromnachfrage des Stromkunden wird durch eine zentrale Instanz um die bereitgestellte Energiemenge korrigiert (in der Regel der ÜNB) und die Energiemengen werden auf Basis einer regulierten Preisformel kompensiert.</p> <p>Vorteile: Marktmacht von Lieferanten geringer, keine Weitergabe von Preisinformationen des Lieferanten an den Aggregator</p>

	<p>Nachteile:</p> <p>Verhindert ggf. Preisinnovationen der Aggregatoren, regulatorisch festgelegter Preis für Kompensationszahlungen, korrekte Kompensation von Lieferanten nicht sicher gewährleistet, erhöhter Aufwand für Bilanzkreisabrechnung</p>
Contractual model	<p>Aggregator und Bilanzkreisverantwortlicher schließen einen Vertrag und einigen sich auf einen Preis für Abweichungen des Lieferantenbilanzkreises</p> <p>Vorteile:</p> <p>Mit bestehendem Marktdesign umsetzbar</p> <p>Nachteile:</p> <p>Hoher administrativer Aufwand für Aggregatoren, Marktmacht der Lieferanten/BKV</p>

Sämtliche Modelle sind in Europa in unterschiedlichen Ländern implementiert worden. Das regulated model wird im Regelenergiemarkt in Frankreich und der Schweiz angewendet. Das contractual model ist derzeit die Grundlage für die Aktivitäten von Aggregatoren in Deutschland. Das corrected model wird derzeit im Großhandelsstrommarkt in Frankreich angewendet und auch für den Regelenergiemarkt in Deutschland diskutiert.

Zwischenfazit – Vorschlag für Network Code on Electricity Balancing

Die vorgesehenen Maßnahmen im Rahmen der Network Codes on Electricity Balancing adressieren einen Großteil der identifizierten Hemmnisse für einen grenzüberschreitenden Handel von lastseitiger Flexibilität innerhalb der Regelenergiemärkte. Dies betrifft insbesondere kürzere Fristen sowie eine Angleichung der Marktregeln für Regelenergieprodukte in den verschiedenen Ländern. Die heute bereits zwischen Deutschland und Österreich bzw. der Schweiz eingeführten Prozesse werden weiter harmonisiert und auf weitere Länder, insbesondere Frankreich ausgedehnt.

Keine konkreten Vorgaben macht der Network Code in Bezug auf die Rolle von Aggregatoren und der Möglichkeit, unabhängig von Lieferanten zu agieren. Hier stellt der Network Code es den Mitgliedsstaaten der EU bzw. den nationalen Regulierungsbehörden frei, ob sie eine explizite Definition einer unabhängigen Rolle der Aggregatoren umsetzen wollen. Insbesondere in den skandinavischen Ländern wird eine unabhängige Aggregatorenrolle innerhalb eines funktionierenden liberalisierten Endkundenmarktes nicht als notwendig erachtet.

5 Handlungsempfehlungen für grenzüberschreitenden Handel lastseitiger Flexibilitäten

Dieses Kapitel stellt die wichtigsten Handlungsempfehlungen für die Stärkung eines grenzüberschreitenden Handels von lastseitigen Flexibilitäten zusammen.

Definition eines standardisierten, transparenten und diskriminierungsfreien Abstimmungsprozess zwischen Aggregatoren und Bilanzkreisverantwortlichen/Lieferanten

Auf Grund der steigenden Anteile fluktuierender erneuerbarer Energien wird mit einer erhöhten Variabilität im Strommarkt und damit auch mit einem erhöhten kurzfristigen Anpassungsbedarf entweder auf der Erzeugungs- oder der Nachfrageseite gerechnet. Dies kann durch die Bilanzkreisverantwortlichen von Lieferanten erfolgen oder durch unabhängige Dritte. Insbesondere die Bündelung von kleineren und mittelgroßen Lastmanagementpotenzialen erfolgt jedoch in der Regel über Aggregatoren, die verfügbare Potenziale identifizieren, technisch einbinden und vermarkten. Der Vergleich zwischen den in dieser Studie betrachteten Ländern hat gezeigt, dass ein standardisierter Prozess zwischen Aggregatoren und Bilanzkreisverantwortlichen des jeweiligen flexiblen Stromverbrauchers zu einer Erschließung von weiteren Potenzialen führen kann. Vor diesem Hintergrund wird bereits auf europäischer Ebene eine Vereinheitlichung der Marktrolle von Aggregatoren sowie der damit verbundenen Marktprozesse diskutiert, um den Zugang für Aggregatoren auf den verschiedenen Strommärkten (Spotmarkt und Regenergiemärkte) zu erleichtern. Aktuell ist genaue Ausgestaltung der Marktrolle Verantwortung jedes Mitgliedsstaats.

Von den diskutierten Modellen (siehe auch Kapitel 4) wird durch die Gutachter das **corrected model** als zielführend eingestuft, um eine diskriminierungsfreie Einbindung von Aggregatoren zu gewährleisten. Hier wird der Bilanzkreisverantwortliche durch den jeweiligen Stromkunden individuell, abhängig vom jeweiligen Stromliefervertrag, kompensiert, wenn dieser lastseitige Flexibilitäten an einen Aggregator verkauft. Ein weiteres Modell mit einem regulierten Preis **ist das regulated model**, in dem der Bilanzkreisverantwortliche einen regulierten Preis (auf Basis einer regulierten Preisformel) für nicht verbrauchte Energie bekommt. Bei beiden Modellen ist eine direkte Vereinbarung zwischen Aggregator und Bilanzkreisverantwortlichem des Lieferanten nicht notwendig, so dass ein diskriminierungsfreier Zugang auf die Bilanzkreise von Stromkunden mit lastseitigen Flexibilitäten für Aggregatoren möglich ist.

Ein weiterer Vorteil des *regulated model* im Vergleich zum *corrected model* ist, dass es für kleinere Stromkunden mit Lastmanagementpotenziale einfacher zu implementieren ist als das *corrected model*, in dem für jeden Verbraucher eine individuelle Kompensation gilt.

Öffnung von Bilanzkreisen für Aggregatoren auf allen Märkten implementieren

Der Zugang für unabhängige Aggregatoren zu den Bilanzkreisen von Lieferanten ist in Frankreich für alle Märkte realisiert worden. In Deutschland und der Schweiz ist dies bisher nur zum Teil und vor allem in den Regelenenergiemärkten umgesetzt worden. Hier gibt es aktuell in Deutschland Diskussionen neben dem Zugang zu Bilanzkreisen im Rahmen von Minutenreservebereitstellung auch für Sekundärregelleistung eine Öffnungspflicht für Bilanzkreisverantwortliche festzuschreiben. In Österreich besteht nach aktuellem Stand derzeit keine Öffnungspflicht der Bilanzkreise für Dritte mit dem Ziel einer Bereitstellung von Regelleistung. Hier kann dies nur im Rahmen einer bilateralen Vereinbarung zwischen Bilanzkreisverantwortlichem bzw. Lieferant und dem Aggregator erfolgen.

Für die mittelfristige Erschließung insbesondere kleiner und mittelgroßer Lastmanagementpotenziale wird als zielführend angesehen, einen Zugang zu den Bilanzkreisen sowohl in den Regelenenergiemärkten als auch im Spotmarkt zu etablieren, indem die Bilanzkreisverantwortlichen zur Öffnung der Bilanzkreise verpflichtet werden..

Grenzüberschreitende Bereitstellung von Regelleistung durch lastseitige Flexibilitäten ermöglichen

Bei der grenzüberschreitenden Bereitstellung von Regelleistungen besteht zwischen Deutschland, der Schweiz und Österreich bereits eine Kooperation, in der eine gemeinsame Ausschreibung von Primärregelleistung durchgeführt wird. In diesem Rahmen ist eine Vermarktung von lastseitigen Flexibilitäten auch in die Nachbarländer möglich. Voraussetzung hierfür ist, dass eine möglichst weitgehende Harmonisierung der Präqualifikationsbedingungen erfolgt. Zwischen Deutschland und Österreich besteht auch die Möglichkeit über eine gemeinsame Abruf-Merit-Order in der Sekundärreserve lastseitige Flexibilitäten im Rahmen der Sekundärregelleistung zu vermarkten, auch wenn hier bisher keine gemeinsame Ausschreibung erfolgt. In diesem Zusammenhang stellen die im Rahmen der Network Codes for Electricity Balancing bereits angedachten Maßnahmen die notwendigen Schritte dar, um eine grenzüberschreitende Vermarktung auch in Frankreich sowie für Sekundärregelleistung in der Schweiz zu ermöglichen. Notwendige Voraussetzung ist dafür, dass die Netzkapazitäten der Grenzkuppelstellen verfügbar sind und entsprechend mit vergeben werden können. Ziel sollte es sein, ebenfalls gemeinsame Ausschreibungen für Sekundärregelleistung

und Minutenreserveleistung durchzuführen und eine gemeinsame Abruf-Merit-Order zu etablieren.

Marktausgestaltung und Präqualifikationsbedingungen an lastseitige Flexibilitäten anpassen und vereinheitlichen

Der gemeinsame Abruf von Sekundärregelleistung in Deutschland und Österreich hat dazu geführt, dass die Marktregeln in Österreich zunächst an die deutschen Regeln angepasst worden sind. Dadurch ist die tägliche Ausschreibung von Sekundärregelleistung in Österreich zunächst wieder eingestellt worden. Hier zeigt sich, dass eine Angleichung der Marktausgestaltung bei einer grenzüberschreitenden Vermarktung von großer Bedeutung ist. Daher sollten die Regelleistungsmärkte in Deutschland, Österreich, der Schweiz und Frankreich ihre Regeln entsprechend den Anforderungen von lastseitigen Flexibilitäten ausgestalten und dabei möglichst einheitliche Vorgaben machen. Dies betrifft kurzzeitige Ausschreibungsdauern und Ausschreibungszeiträume, wie sie bereits im Rahmen des Network Codes for Electricity Balancing vorgesehen sind. Auch die darin vorgeschlagene Definition von Standardprodukten und harmonisierten Preisfindungsmechanismen erleichtert den grenzüberschreitenden Handel von lastseitigen Flexibilitäten und ist daher aus Sicht der Gutachter zu empfehlen. Eine Einführung bzw. Etablierung eines Kurzfristhandels verbessert für lastseitige Flexibilität ebenfalls die Vermarktungsmöglichkeiten. Im Konsultationspapier der Bundesnetzagentur zur Weiterentwicklung der Ausschreibungsbedingungen für Sekundärregelung und Minutenreserve (BNetzA 2015) wird dies in Form eines Minutenreservearbeitsmarktes vorgeschlagen.

Neben der Marktausgestaltung sind auch Präqualifikationsbedingungen möglichst zu vereinheitlichen. Dies betrifft insbesondere die Präqualifikation von Pools. In Frankreich und der Schweiz sind bereits gruppenspezifische Präqualifikationen zugelassen. In Deutschland und Österreich ist bisher eine anlagenspezifische Präqualifikation üblich. Lediglich im Rahmen von Pilotvorhaben werden gruppen-spezifische Präqualifikationen durchgeführt. Hier wird eine Anpassung als sinnvoll angesehen, da in der Schweiz gruppen-spezifisch präqualifizierte Anlagen bereits heute durch die Primärregelleistungskooperation im deutschen Primärregelleistungsmarkt eingesetzt werden.

Die Bundesnetzagentur schlägt in ihrem Eckpunktepapier (BNetzA 2015) eine Anpassung des regelzonenübergreifenden Poolings von Anlagen vor, wenn die Mindestgebotsgrößen gleichzeitig für Sekundärregelleistung entsprechend reduziert werden. Diese zunächst schlüssig klingende Vorgehensweise sollte jedoch auf negative Auswirkungen für mögliche Poolbetreiber von lastseitiger Flexibilität geprüft werden, um klei-

ne derzeit bestehende Anbieter nicht auszuschließen, die regelzonenübergreifende am Markt tätige Pools betreiben.

Die bisherigen Maßnahmen betreffen die Marktausgestaltung der Regelenergiemärkte. Für den grenzüberschreitenden Handel mit Flexibilitäten wird auch eine Vereinheitlichung der Marktregeln im Intradaymarkt empfohlen. Dies betrifft unter anderem die handelbaren Produkte (insbesondere Einführung von 15-min Produkte in Frankreich) als auch die Abstimmung von grenzüberschreitendem Handel und der Allocation von grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten.

Fehlende Wirtschaftlichkeit durch niedrige Strompreise und geringe Strompreisspreads

Die vorgeschlagenen Maßnahmen verbessern die aktuellen Marktbedingungen für lastseitige Flexibilitäten und den grenzüberschreitenden Handel. Bei einer Umsetzung dieser Maßnahmen hängt die Steigerung von lastseitig vermarkteten Kapazitäten in großem Maße auch vom allgemeinen Strompreinsniveau und den sich einstellenden Strompreisspreads ein. Unter den aktuellen Bedingungen sind die Erlösmöglichkeiten für lastseitige Flexibilitäten daher eher gering. Wie die Analysen zu den Preisen im Regelenergiemarkt gezeigt haben, sind diese auf Grund von zusätzlichen Akteuren und angepassten Marktregeln in der Vergangenheit deutlich gesunken.

Weiterentwicklung der Baseline-Verfahren zur Quantifizierung der bereitgestellten Flexibilität

In den untersuchten Ländern werden verschiedene Ansätze zur Bestimmung der genauen, erbrachten Flexibilität (v.a. Regelleistung) genutzt. Diese Baseline-Verfahren stellen damit auch die Vergütungsgrundlage dar. Die bisher genutzten Verfahren nutzen in der Regel den aktuellen Leistungswert bzw. den Lastverlauf vor dem Abruf, um den erwarteten Lastverlauf während des Abrufzeitfensters zu prognostizieren. Diese Messungen werden in der Regel unternehmensintern vorgenommen, eine anlagengenaue Aufschlüsselung für den Stromlieferanten und den Verteilnetzbetreiber erfolgt dabei nicht. Daher wird die Objektivität und Nachvollziehbarkeit der genutzten Leistungsdaten von diesen Marktteilnehmern kritisiert, ein stärker abgesichertes Verfahren existiert allerdings derzeit in keinem der untersuchten Länder.

Um eine hohe Akzeptanz für die Erbringung lastseitiger Flexibilität zu erreichen, sollten die bestehenden Ansätze daher weiterentwickelt werden. Dies betrifft unter anderem die Abgrenzung zwischen geplanten und zufälligen Abweichungen von einem vorgegebenen Lastverlauf als auch die Frage von weiteren möglichen Rückwirkungen auf den Lastverlauf (sog. Nachholeffekte), die sich vor bzw. nach dem Abruf ergeben.

6 Quellen

- 50Hertz, Amprion, Tennet & TransnetBW (2016): Abschaltbaren Lasten, verfügbar unter <https://www.regelleistung.net/ext/static/abla> (abgerufen: 07.09.2016)
- 50Hertz, Amprion, Tennet & TransnetBW (2016-2): Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung, verfügbar unter <https://www.regelleistung.net/ext/> (abgerufen 14.9.2016)
- AbLaV (2012): Bundesgesetzblatt Jahrgang 2012 Teil I Nr. 63, Bonn 31.12.2012, S. 2998 - 3002
- AbLaV (2016): Bundesgesetzblatt Jahrgang 2016 Teil I Nr. 41, S. 1984 – 1989.
- ACER (2015a): Recommendation of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators No 03/2015 of 20. July 2015 on the Network Code on Electricity Balancing, verfügbar unter http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Recommendations/ACER%20Recommendation%2003-2015.pdf
- ACER (2015b): Annex II to Recommendation of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators No 03/2015 of 20. July 2015 on the Network Code on Electricity Balancing, verfügbar unter http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/ANNEXES_TO_RECOMMENDATION_032015/Annex%20II%20-%20Proposed%20amendments%20to%20the%20Network%20Code.pdf
- Agora 2013: Klobasa et al.: Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland, Fraunhofer ISI und FFE, im Auftrag Agora Energiewende, 2013.
- Apel, Rolf (2012): Demand Side Integration – Lastverschiebungspotenziale in Deutschland. Frankfurt am Main: Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (VDE)
- APG (2016): Netzregelung, verfügbar unter <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung> (abgerufen: 07.09.2016)
- APG (2016-2): Markttransparenz Netzregelung, verfügbar unter <https://www.apg.at/de/markt/Markttransparenz/Netzregelung> (abgerufen: 15.09.2016)

- APG (2016-3): Ausschreibungssystem Regelenenergiemarkt, verfügbar unter <https://www.apg.at/emwebapgrem/startApp.do> (abgerufen: 15.09.2016)
- Assemblée Nationale (2016): Rapport d'Information sur les enjeux et impacts de l'effacement électrique diffus
- 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. Bundesamt für Energie (BFE), Bern, Switzerland.
- BET, 2015. Potentiale regelbarer Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien (Climate Change No. 19/2015). Büro für Energiewirtschaft und technische Planung / Trianel.
- BNetzA (2013) : BK-4-13-739, Festlegung hinsichtlich der sachgerechten Ermittlung individueller Netzentgelte Strom gemäß §19 StrmNEV, online unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK4-GZ/2013/2013_0001bis0999/2013_700bis799/BK4-13-0739/BK4-13-0739_Entscheidung_BF.pdf?blob=publicationFile&v=4
- BNetzA (2015) : BK-6-15-158/159 Festlegungsverfahren zur Weiterentwicklung der Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Sekundärregelung und Minutenreserve, Beschlusskammer 6, 23.11.2015. Bundesnetzagentur (BNetzA), Eckpunktepapier
- BNetzA (2016) : Netzreserve Feststellung zu Reservekraftwerksbedarf online unter http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/netzreserve-node.html
- BNetzA (2016-2) : Vorschlag der Bundesnetzagentur zum Aggregator-Modell, 22.02.2016, online unter https://www.bundesnetzagentur.de/cln_1412/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/VortraegeVeranstaltungen/Aggregator_Modell_606.html
- Buber, Tim; Gruber, Anna; Klobasa, Marian; von Roon, Serafin (2013) : Lastmanagement für Systemdienstleistungen und zur Reduktion der Spitzenlast, Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung,

- Connect (2014): Endbericht Leitstudie Strommarkt. Arbeitspaket Optimierung des Strommarktdesigns; Connect Energy Economics GmbH im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie
- Conseil d'Etat (2016) : Décision nos 388762 du 16 mars 2016 du Conseil d'Etat statuant au contentieux, JOURNAL OFFICIEL DE LA RÉPUBLIQUE FRANÇAISE Texte 59 sur 105.
- CRE (2016) : Les différents moyens à disposition de RTE pour assurer ses missions, verfügbar unter <http://www.cre.fr/reseaux/reseaux-publics-d-electricite/services-systeme-et-mecanisme-d-ajustement> (abgerufen: 05.09.2016)
- dena (2010): dena-Netzstudie II (2010) – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015- 2020 mit Ausblick 2025. Berlin: Deutsche EnergieAgentur GmbH (dena), DENA 2010
- dena (2016): Roadmap Demand Side Management. Industrielles Lastmanagement für ein zukunftsfähiges Energiesystem. Deutsche Energie Agentur, 06/2016 online unter https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9146_S_tudie_Roadmap_Demand_Side_Management..pdf
- DIW 2016: Stede, J.: Demand response in Germany: Technical potential, benefits and regulatory challenges, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), DIW Roundup 96, Mai 2016
- e-cube (2016): Le marché de l'effacement industriel et tertiaire en France, e-cube Strategy Consultants, Paris Februar 2016, verfügbar unter http://e-cube.com/fr/wp-content/uploads/2016/02/1602_E3_Effacement.pdf
- Energieinstitut Linz 2014: Das Projekt Loadshift, Untersuchungen zu Potenzialen der Verschiebung der Energienachfrage, Energieinstitut an JKU Linz, e7 Energie Markt Analyse u.a., Juni 2014, verfügbar unter <http://www.energyefficiency.at/web/projekte/-1-59.html>
- energy pool 2016: Oliver Baud, ACCÉLÉRER LE DEMAND RESPONSE (*) EN FRANCE, Präsentation September 2013,
- enwida (2016): Energiewirtschaftliche Daten, verfügbar unter <http://www.enwida.de/> (abgerufen: 13.09.2016)

- ENTSO-E (2014): Network Code on Electricity Balancing Version 3.0, European network of transmission system operators for electricity, Brüssel 06.08.2014, verfügbar unter https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%20EB/140806_NCEB_Resubmission_to_ACER_v.03.PDF
- EPEX-Spot: Historische Marktdaten der europäischen Strombörse EPEX-Spot, online verfügbar unter: www.epexspot.com
- EU Com (2016): Provisional draft version Commission Regulation (EU) on establishing a guideline on electricity transmission system operation, Brüssel 2016, verfügbar unter <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/SystemOperationGuideline%20final%28provisional%2904052016.pdf>
- Frontier, Consentec (2014): Folgenabschätzung Kapazitätsmechanismen (Impact Assessment); Frontier Economics Ltd., Consentec GmbH im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie
- Frontier, Formaet (2014): Strommarkt in Deutschland – Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit?; Frontier Economics Ltd., Formaet Services GmbH im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie
- Furrer, N.; Chacko, A.; Stimmer, A.; Imboden, C. (2015): Grenzüberschreitende SDL-Angebote. Anforderungen für Wirkleistungsregelung in Deutschland, Österreich, der Schweiz und nach Entso-E Network Codes. In: Bulletin SEV/VSE (2), S. 20–26.
- Gills, H.C. (2014): Assessment of the theoretical demand response potential in Europe, in Energy 67 (2014), S. 1 – 18.
- Imboden, Christoph; Schneider, Daniel; Abt, Reto; Hiltbrunner, Remo (2016): Teilnahme industrieller Regelleistungs-Anbieter am Schweizer SDL-Markt. Zusammenfassung des Zwischenberichts. Hg. v. Hochschule Luzern.
- Klobasa, Marian; Focken, Ulrich; Bümmerstede, Jens (2011): Kurz- bis Mittelfristig realisierbare Marktpotenziale für die Anwendung von Demand Response im gewerblichen Sektor. Energy & Meteo Systems und Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung

- Klobasa, Marian (2007): Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten. Zürich: Dissertation, Eidgenössisch Technische Hochschule Zürich (ETH)
- Loi Nomes 2010: LOI n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, online unter <https://www.legifrance.gouv.fr/eli/loi/2010/12/7/2010-1488/jo/texte>
- Loi Brottes 2013: LOI n° 2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes, online unter <https://www.legifrance.gouv.fr/eli/loi/2013/4/15/2013-312/jo/texte>
- Loi relative à la transition énergétique (2015): LOI n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte online unter <https://www.legifrance.gouv.fr/eli/loi/2015/8/17/2015-992/jo/texte>
- Müller, E.A. et al.: Potential der Schweizer Infrastrukturanlagen zur Lastverschiebung, im Auftrag des Bundesamtes für Energie (BfE), Winterthur 2013
- Reithofer, Thomas; Bühlmann, Bruno; Giuliani, Tiziano; Keller, Christian; Löpfe, Urs A.; Mauron, Jacques et al. (2013): Anbindung von Regelpools an den Schweizer SDL-Markt. Regelung der Beziehungen und Verantwortlichkeiten zwischen den beteiligten Marktakteuren zur SDL-Erbringung mit dem SDV zugeordneten Erzeugungseinheiten (Produktion, Speicher und Verbraucher) aus nicht eigenen Bilanzgruppen. Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz. Unter Mitarbeit von Andreas Burger, Adrian Bürki und Kevin Cuhe. Hg. v. Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE).
- r2b (2014): Endbericht Leitstudie Strommarkt. Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen; r2b energy consulting im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie
- regelleistung.net : Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung, Anbieterliste online verfügbar unter : <https://www.regelleistung.net/ext/download/anbieterliste>
- RTE (2016) : Interview mit RTE,
- RTE (2016-1): Règles pour la valorisation des effacements de consommation sur les marchés de l'énergie NEBEF 2.1

- RTE (2016-2): Les montants du versement du mécanisme NEBEF, verfügbar unter : https://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_distributeurs/services_clients/dispositif_nebef_montant.jsp (abgerufen: 25.08.2016)
- RTE (2016-3): Les mécanismes de valorisation des effacements, https://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_distributeurs/services_clients/dispositif_nebef_valorisation_effacements.jsp (abgerufen: 25.08.2016)
- RTE (2016-4) : Volumes d'Effacement NEBEF, tous Opérateurs d'Effacement confondus, agrégés à la maille France, http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_traders_fournisseurs/vie/nebef_effacements.jsp (abgerufen: 11.8.2016)
- RTE (2016-5) : Tableau des prix RR/RC pour la période avril-décembre 2016, verfügbar unter https://clients.rte-france.com/htm/fr/offre/telecharge/RRRC2016_Prix_marginaux.pdf (abgerufen: 06.09.2016)
- RTE (2016-6) : Feuille de route de l'équilibrage du système électrique française – Livre vert, verfügbar unter http://www.rte-france.com/sites/default/files/livre_vert_equilibre_od_version_detaillée.pdf (abgerufen: 06.09.2016)
- RTE (2016-7) : Liste des Opérateurs d'Effacement, verfügbar unter http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/nebef_operateurs.jsp (abgerufen 06.09.2016)
- SEDC (2015): Mapping Demand Response in Europe 2015, verfügbar unter <http://www.smartenergydemand.eu/?p=6533> (abgerufen 06.09.2016)
- Swissgrid AG (Hg.) (2015): Grundlagen Systemdienstleistungsprodukte. Produktbeschreibung – gültig ab Oktober 2015. Online verfügbar unter https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/experts/ancillary_services/Dokumente/D160111_AS-Products_V9R1_de.pdf. (abgerufen 08.09.2016).
- Swissgrid AG (Hg.) (2016): Systemdienstleistungen. Online verfügbar unter https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/company/publications/de/systemdienstleistungen_de.pdf (abgerufen 09.09.2016).
- Swissgrid AG (2016-2): Die Ausschreibungspreise der Schweizer Regelmärkte. https://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/experts/topics/ancillary_services/tenders.html . (abgerufen 10.09.2016).

Terna (2016): Demand Side Response – Benchmark study on European Countries, Februar 2016, Terna

Thoma, E. Demand Side Management: Potential and impact on the Swiss transmission grid, Master Thesis am der ETH Zürich (Power System Laboratory) in Kooperation mit Swissgrid AG, April 2015

Weißbach (2015): Weißbach, T.: DSM – Erfahrungen und Perspektiven aus Sicht Eines Übertragungsnetzbetreibers, Transnet BW, Vortrag im Rahmen der Projektkonferenz Demand Side Management Baden-Württemberg, Stuttgart, 14.12.2015.

7 Anhang

7.1 Präqualifizierte Anbieter im deutschen Regelleistungsmarkt

Präqualifizierte Anbieter je Regelenergieart

Anbieter	PRL	SRL	MRL
AES Energy Storage Zeeland B.V.	●		
ArcelorMittal Eisenhüttenstadt GmbH			●
Axpo Deutschland GmbH		●	●
BalancePower GmbH			●
BS Energy Braunschweiger Versorgungs-AG & Co.KG			●
Caterva GmbH	●		
citiworks AG			●
Clean Energy Markets Access GmbH		●	●
CURRENTA GmbH & Co. OHG			●
Danske Commodities A/S	●	●	●
DELTA Energy B.V.	●		
E.ON Global Commodities SE	●	●	●
EnBW Kraftwerke AG	●	●	●
Eneco Energy Trade B.V.	●		
Energie SaarLorLux AG			●
Energiedienst Holding AG			●
Energieversorgung Offenbach AG	●		
Energieversorgung Schwerin GmbH & Co. Erzeugung KG		●	
Energy2market GmbH	●	●	●
ENERSTORAGE GmbH		●	●
ENGIE Deutschland AG	●	●	●
ENGIE Portfolio Management B.V.	●		
ENRO Ludwigsfelde Energie GmbH		●	
Entelios AG (EnerNOC)		●	●
envia Mitteldeutsche Energie AG		●	●
Evonik Industries AG			●
Evonik Power Saar GmbH	●	●	●
EWE Trading GmbH		●	●
GETEC Energie AG			●
Hamburg Energie GmbH			●
Heizkraftwerk Würzburg GmbH	●	●	
Infraserv GmbH & Co. Höchst KG	●	●	
Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG		●	●
Lechwerke AG		●	●
Mark-E AG		●	●
Markedskraft ASA		●	
MVV Energie AG		●	●

Stand 31.08.2016

Präqualifizierte Anbieter je Regelenergieart

Anbieter	PRL	SRL	MRL
N-ERGIE Aktiengesellschaft		●	●
Next Kraftwerke GmbH		●	●
Nordenhamer Zinkhütte GmbH		●	
Quantum GmbH			●
RWE International SE			●
RWE Supply & Trading GmbH	●	●	●
Stadtwerke Düsseldorf AG			●
Stadtwerke Hannover AG (enercity)	●	●	●
Stadtwerke Rosenheim			●
Stadtwerke Tübingen GmbH		●	
Statkraft Markets GmbH	●	●	●
Steag GmbH	●	●	●
Südvolt GmbH			●
swb Erzeugung GmbH & Co. KG			●
SWM Services GmbH	●	●	●
ThyssenKrupp Steel Europe AG			●
TIWAG - Tiroler Wasserkraft AG		●	●
Trianel GmbH		●	●
Trimet Aluminium SE	●		
Vattenfall Energy Trading Netherlands N.V.	●		
Vattenfall Europe Generation AG	●	●	●
VSE AG		●	●
VW Kraftwerk GmbH			●
WEMAG AG	●		
WSW Energie & Wasser AG			●

Präqualifizierte Anbieter sind alle Anbieter, die einen gültigen Rahmenvertrag zur Regelleistungserbringung mit mindestens einem Anschluss-ÜNB abgeschlossen haben und gleichzeitig präqualifizierte Leistungen von mindestens der Mindestangebotsgröße aufzuweisen haben.

Stand 31.08.2016

Quelle: regelleistung.net

