
Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland

Endbericht einer Studie von Fraunhofer ISI und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft

STUDIE

Agora
Energiewende



Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland

IMPRESSUM

STUDIE

Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des
Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland

Endbericht einer Studie von Fraunhofer ISI
und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft

ERSTELLT IM AUFTRAG VON

Agora Energiewende
Rosenstraße 2 | 10178 Berlin

Projektleitung: Alexandra Langenheld
alexandra.langenheld@agora-energiewende.de

Redaktion: Nikola Bock

IN KOOPERATION MIT

Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft
des Landes Baden-Württemberg
Kernerplatz 9 | 70182 Stuttgart

Bayerisches Staatsministerium
für Umwelt und Gesundheit
Rosenkavalierplatz 2 | 81925 München

Korrektorat: Infotext GbR, Berlin
Satz: UKEX GRAPHIC, Ettlingen
Druck: Oktoberdruck AG, Berlin
Titelbild: ©iStockphoto.com/Olivier Lantzendörffer

019/07-S-2013/DE

Veröffentlichung: August 2013

AUTOREN

Dr. Marian Klobasa (Projektkoordination)
Dr. Gerhard Angerer, Dr. Arne Lüllmann,
Prof. Dr. Joachim Schleich
Fraunhofer-Institut für System- und
Innovationsforschung
Breslauer Straße 48 | 76139 Karlsruhe

Tim Buber, Anna Gruber, Marie Hünecke,
Dr. Serafin von Roon
Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH
Am Blütenanger 71 | 80995 München

Gedruckt auf 100% Recycling Naturpapier
Circleoffset Premium White

Danksagung

Erst das Engagement und die Unterstützung vieler Akteure hat diese Studie möglich gemacht. Bedanken möchten wir uns daher

- bei den Mitarbeitern der befragten Unternehmen, Dienstleister, Energieversorger und Netzbetreiber für Ihre Bereitschaft, Zeit für Interviews und Onlinebefragungen aufzuwenden,
- bei den Wirtschaftsverbänden und den Industrie- und Handelskammern in Baden-Württemberg und Bayern, durch deren Fürsprache sich viele Türen geöffnet haben,
- bei den Teilnehmern unserer Expertenworkshops für ihren Input.

Unser besonderer Dank gilt dem Bayerischen Staatsministerium für Umwelt und Gesundheit sowie dem Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg. Durch die tatkräftige und unbürokratische Unterstützung der beiden Häuser war die Studie in einem Zeitraum von nur wenigen Monaten zu bewältigen.

Die Verantwortung für die Studie und deren Ergebnisse liegt ausschließlich bei Agora Energiewende sowie den beteiligten Forschungsinstituten.

Die Studie unterstützt haben (u.a.):

AGFA HealthCare
BMW Group
CeramTec GmbH
Chrom-Müller Metallveredelung
cyberGRID GmbH
Daimler AG
E&B engelhardt und bauer, Druck und Verlag GmbH
EnBW Vertrieb GmbH
Entelios AG
Freudenberg Service KG
Großabnehmerverband Energie Baden-Württemberg e.V. (GAV)
Industrie- und Handelskammer Karlsruhe
Industrie- und Handelskammer für München und Oberbayern
KBR Energy Management GmbH
Landesverband der Baden-Württembergischen Industrie e.V. (LVI)
LEW Verteilnetz GmbH
Linde AG
Linzmeier Bauelemente GmbH
MAN Truck & Bus AG
Radici Chimica Deutschland GmbH
A. Raymond GmbH & Co. KG
Regulatory Assistance Project (RAP)
Schreiner Group GmbH & Co. KG
Schwenk Zement KG
Südwestdeutsche Salzwerke AG
Transnet BW GmbH
Verband der Chemischen Industrie e.V. (VCI), Landesverband Baden-Württemberg
Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK)
Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU), Landesgruppe Baden-Württemberg

Vorwort

Bis 2022 werden in Deutschland alle Atomkraftwerke abgeschaltet. Ihre Stromproduktion wird weitgehend von Wind- und Solaranlagen übernommen werden. An Tagen mit sehr hoher Stromnachfrage könnte es – bei Dunkelheit und Flaute – vor allem in den süddeutschen Bundesländern zu Engpässen bei der Stromversorgung kommen, wenn nicht rechtzeitig die erforderlichen Kapazitäten geschaffen werden. Denn in Süddeutschland gehen die meisten Atomkraftwerke vom Netz und es ist offen, ob bis dahin die Übertragungsnetze in andere Regionen des Landes ausgebaut werden können.

Zeiten der Spitzennachfrage bei gleichzeitigem Ausbleiben der Stromproduktion von Wind- und Solarkraft wird es nur an sehr wenigen Tagen und Stunden im Jahr geben. Hierfür neue, hochflexible Kraftwerke zu bauen, die nur wenige Stunden im Jahr gebraucht werden, kann teurer werden als ein zeitliches Verschieben der Stromnachfrage. Es kann ökonomisch sinnvoller sein, die Stromverbraucher auf freiwilliger Basis in die Lösung des Problems einzubeziehen. Alleine in Süddeutschland könnten bereits heute durch aktives Verbrauchsmanagement die Leistung mehrerer großer Kraftwerke eingespart werden, gleichzeitig ließen sich solche Maßnahmen in vergleichsweise kurzer Zeit umsetzen – zu Kosten, die voraussichtlich unter den Baukosten

für gasbetriebene Spitzenlastkraftwerke liegen. Das zeigt die vorliegende Studie, die unter Mitwirkung zahlreicher Unternehmen in Bayern und Baden-Württemberg sowie der jeweiligen Staats- und Landesregierung zustande gekommen ist.

Allerdings kann das aktive Verbrauchsmanagement nur zu einem Teil des Stromsystems werden, wenn die Verbraucher – vor allem Gewerbe- und Industrieunternehmen – etwas davon haben, ihren Stromverbrauch kurzfristig und auf Anforderung von außen zu drosseln. Hierfür muss der bestehende Strommarkt verändert und ergänzt werden. Dass eine zeitliche Verschiebung des Stromverbrauchs einen finanziellen Wert bekommt, dafür gibt es genügend Vorbilder, etwa im weltgrößten Strommarkt in den USA. Lernt Deutschland davon, so wird nicht nur die hohe Versorgungssicherheit hierzulande erhalten bleiben, gleichzeitig lassen sich auch die Kosten der Energiewende begrenzen.

Ich wünsche Ihnen interessante Einsichten bei der Lektüre der Studie.

Ihr
Rainer Baake
Direktor Agora Energiewende

Inhalt

1.	Abstract	11
2.	Zusammenfassung	12
3.	Einleitung	22
3.1	Zielsetzung und Vorgehensweise	22
3.2	Definition der Lastmanagementpotenziale	23
4.	Bestimmung der Anwendungsfälle für ein Lastmanagement in Süddeutschland	25
4.1	Geeignete Kompensationsmaßnahmen durch Lastmanagement	25
4.2	Analyse der relevanten netzkritischen Situationen in Süddeutschland	26
4.3	Entwicklung der Erzeugungsleistung im süddeutschen Raum	27
4.4	Analyse der Abrufe von Sekundärregelleistung	29
4.5	Fazit zu Anwendungsfällen für ein Lastmanagement	30
5.	Ergebnisse der Unternehmensbefragungen (ISI)	31
5.1	Vorgehensweise und Methodik	31
5.2	Kenngrößen zur Bewertung des Lastmanagementpotenzials	31
5.3	Auswertung der Onlinebefragung	32
6.	Bewertung der verfügbaren Lastmanagementpotenziale in der energieintensiven Industrie (ISI)	44
6.1	Zement	44
6.2	Papier	46
6.3	Elektrostahl- und Metallindustrie	47
6.4	Chemie	49
6.5	Zusammenfassung energieintensive Industrie	50
7.	Bewertung der verfügbaren Lastmanagementpotenziale im Bereich Querschnittstechnologien (FfE)	52
7.1	Datengrundlage und Methodik	54
7.2	Potenziale	60
8.	Bewertung der verfügbaren Lastmanagementpotenziale im Bereich elektrische Speicherheizungen und Wärmepumpen (FfE)	64
8.1	Technische Rahmenparameter	64
8.2	Datengrundlage	65
8.3	Methodik zur Ermittlung der Lastmanagementpotenziale	70
8.4	Potenziale	74

Inhalt

9.	Realisierbares Potenzial für ein Lastmanagement in der Industrie und bei Wärmepumpen/elektrischen Speicherheizungen	79
9.1	Potenziale im Bereich energieintensive Industrie und Querschnittstechnologien	79
9.1.1	Beitrag zur Versorgungssicherheit	79
9.1.2	Hemmnisse und Ansätze zur Umsetzung	80
9.2	Potenziale im Bereich Wärmepumpen und elektrische Speicherheizungen	82
9.2.1	Beitrag zur Versorgungssicherheit	82
9.2.2	Hemmnisse und Ansätze zur Umsetzung	82
10.	Wirtschaftliche Betrachtung von Lastmanagement	85
11.	Schlussfolgerungen	90
12.	Anhang	93
12.1	Netzkritische Situation im Einzelnen	93
12.2	Analyse der Sekundärregelleistungsabrufe im Detail	96
12.3	Positive und negative Leistung durch die Flexibilisierung von Querschnittstechnologien	98
12.4	Berechnungsgrundlage zur Potenzialermittlung für Wärmepumpen und elektrische Speicherheizungen	100
12.5	Berechnungsannahmen Gasturbine	106
	Literaturverzeichnis	107

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildung 1:	Aktuell durchgeführtes Lastmanagement in Unternehmen	13
Abbildung 2:	Einschätzung zum technischen Lastmanagement in Unternehmen	14
Abbildung 3:	Abschaltbare Leistung durch Flexibilisierung von Querschnittstechnologien in Süddeutschland (Normalbetrieb) in Abhängigkeit der Abrufdauer – technisches Potenzial für geeignete Betriebe ohne Kostenbetrachtung für die Implementierung (Personal und I&K)	17
Abbildung 4:	Maximale und minimale abschaltbare Leistung der Querschnittstechnologien über eine Stunde	18
Abbildung 5:	Ladeleistung von elektrischen Speicherheizungen (el. Sph.) und Wärmepumpen (WP) in Süddeutschland auf Grundlage der gültigen Testreferenzjahre	19
Abbildung 6:	Verlauf der Windenergieeinspeisung in Deutschland (pink) sowie der Einspeisung der Reservekraftwerke in Österreich (blau) am 8. und 9. Dezember 2011	25
Abbildung 7:	Voraussichtliche Entwicklung gesicherter Kraftwerkskapazitäten im Zeitraum 2013 bis 2015 Frankfurt am Main und südlicher	27
Abbildung 8:	Stand der vordringlichen Stromtrassen gemäß EnLAG	28
Abbildung 9	<i>Scatter Plot</i> der Abrufe positiver und negativer Sekundärregelleistung im Jahr 2012 im deutschen Netzregelverbund	29
Abbildung 10:	Anteil einzelner Industriesektoren an den Antworten	33
Abbildung 11:	Umsatz der beteiligten Unternehmen	33
Abbildung 12:	Anteil der Stromkosten am Umsatz	34
Abbildung 13:	Jährlicher Stromverbrauch der Standorte	34
Abbildung 14:	Anteil der Verbrauchseinrichtungen am Gesamtstrombedarf	35
Abbildung 15:	Elektrischer Leistungsbedarf der Standorte	35
Abbildung 16:	Erfahrungen der Unternehmen mit dem Lastmanagement	36
Abbildung 17:	Kenntnis und Teilnahme an der Verordnung zu abschaltbaren Lasten	36
Abbildung 18:	Gegenwärtig praktiziertes Lastmanagement	37
Abbildung 19:	Technisches Lastmanagementpotenzial für Lastabschaltung	37
Abbildung 20:	Technisches Lastmanagementpotenzial für Lastabschaltung in Abhängigkeit von der mittleren Last des Standorts	38
Abbildung 21:	Technisches Lastmanagementpotenzial für Lastabschaltung in Abhängigkeit von der Energieintensität des Standorts	38
Abbildung 22:	Wirtschaftliches Potenzial für Lastverschiebungen	38
Abbildung 23:	Geeignete Stromverbraucher für Lastverschiebungen/Abschaltungen	39
Abbildung 24:	Mögliche Schaltdauer der Lastreduktion bei weitgehender Aufrechterhaltung der Wertschöpfung	39
Abbildung 25:	Benötigte Vorankündigungszeit für die Lastenreduktion	40
Abbildung 26:	Zulässige Häufigkeit von Lastschaltungen im Jahresgang	41
Abbildung 27:	Tageszeitliche Verfügbarkeit der Lastmanagementpotenziale	41
Abbildung 28:	Geforderte finanzielle Anreize für Lastverschiebungen in kritischen Systemsituationen	41
Abbildung 29:	Motivationsmuster für das netzorientierte Lastmanagement am Produktionsstandort	42
Abbildung 30:	Hemmnismuster für das netzorientierte Lastmanagement am Produktionsstandort	43
Abbildung 31:	Antworten der Unternehmen der Metallindustrie in der Onlinebefragung zu Lastabschaltpotenzialen	48
Abbildung 32:	Stromverbrauch nach Regierungsbezirken und Branchen (Schmid et al. 2010)	52
Abbildung 33:	Methodik zur Ermittlung des Lastmanagementpotenzials industrieller Querschnittstechnologien (GST)	54
Abbildung 34:	Aufteilung des Stromverbrauchs nach Technologien am Beispiel Maschinen- und Fahrzeugbau	56
Abbildung 35:	Mittlere Last in Abhängigkeit des Betriebszustands am Beispiel eines Tageslastgangs	57

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildung 36:	Mittlere Last bezogen auf die installierte Leistung in Abhängigkeit des Betriebszustands am Beispiel Maschinen- und Fahrzeugbau	57
Abbildung 37:	Technologien mit größtem beziehungsweise zweitgrößtem Potenzial für Lastmanagementmaßnahmen laut Antworten im Onlinefragebogen	59
Abbildung 38:	Maximale Abrufdauer für Lastmanagementmaßnahmen laut Antworten im Onlinefragebogen	59
Abbildung 39:	Abschaltbare Leistung durch Flexibilisierung von Querschnittstechnologien in Süddeutschland (Normalbetrieb) in Abhängigkeit der Abrufdauer – technisches Potenzial für geeignete Betriebe ohne Kostenbetrachtung für die Implementierung (Personal und I&K)	61
Abbildung 40:	Abschaltbare Leistung durch Flexibilisierung von Querschnittstechnologien in Süddeutschland (reduzierter Betrieb) in Abhängigkeit der Abrufdauer – technisches Potenzial für geeignete Betriebe ohne Kostenbetrachtung für die Implementierung (Personal und I&K)	62
Abbildung 41:	Jahresstromverbrauch von elektrischen Speicherheizungen und Wärmepumpen in Bayern und Baden-Württemberg	66
Abbildung 42:	Temperaturabhängige Lastprofile für Wärmepumpen auf dem Gebiet der LEW Verteilnetz GmbH	66
Abbildung 43:	Temperaturabhängige Lastprofile für elektrische Speicherheizungen auf dem Gebiet der LEW Verteilnetz GmbH	66
Abbildung 44:	Varianten der Ladungssteuerung von elektrischen Speicherheizungen	67
Abbildung 45:	Lastgang der elektrischen Speicherheizungen und Wärmepumpen in Baden-Württemberg und Bayern (äquivalente Tagesmitteltemperatur 10 °C)	68
Abbildung 46:	Lastgang der elektrischen Speicherheizungen und Wärmepumpen in Baden-Württemberg und Bayern (äquivalente Tagesmitteltemperatur 0 °C)	69
Abbildung 47:	Lastgang der elektrischen Speicherheizungen und Wärmepumpen in Baden-Württemberg und Bayern (äquivalente Tagesmitteltemperatur -10 °C)	69
Abbildung 48:	Variante 1: Darstellung der Lastmanagementpotenziale von elektrischen Speicherheizungen durch Verschiebung des Lastprofils	70
Abbildung 49:	Variante 2: Darstellung der Lastmanagementpotenziale von elektrischen Speicherheizungen durch vorgezogene Ladung	71
Abbildung 50:	Variante 3: Darstellung der Lastmanagementpotenziale von elektrischen Speicherheizungen durch Reduktion der Last auf den Wärmebedarf	72
Abbildung 51:	Variante 4: Darstellung der Lastmanagementpotenziale von elektrischen Speicherheizungen mit Berücksichtigung des Speicherfüllstands	73
Abbildung 52:	Häufigkeit der Temperaturbereiche in Süddeutschland nach gültigen Testreferenzjahren und zugehörige Mittelwerte des Ladelastgangs von elektrischen Speicherheizungen und Wärmepumpen	75
Abbildung 53:	Ladeleistung von elektrischen Speicherheizungen (el. Sph.) und Wärmepumpen (WP) in Süddeutschland auf Grundlage der gültigen Testreferenzjahre	75
Abbildung 54:	Maximal und minimal abschaltbare Leistung der Querschnittstechnologien über eine Stunde	80
Abbildung 55:	Bilaterales Vertragswerk eines <i>Demand-Response</i> -Aggregators	82
Abbildung 56:	Vergleich der jährlichen Kosten pro MW einer Gasturbine und der Vergütung nach der AbLaV	86
Abbildung 57:	Theoretische Erlöse für die Bereitstellung von Minutenreserve auf Basis der mittleren Leistungspreise	87
Abbildung 58:	Theoretische Erlöse für die Bereitstellung von Sekundärregelleistung auf Basis der mittleren Leistungspreise	88

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildung 59:	Mittlere Arbeitspreise für Minutenreserve	88
Abbildung 60:	Mittlere Arbeitspreise für Sekundärregelleistung	89
Abbildung 61:	Verlauf der Windenergieeinspeisung in Deutschland (pink) sowie der Einspeisung der Reservekraftwerke in Österreich (blau) am 8. und 9. Dezember 2011	94
Abbildung 62:	Wirksamkeit der österreichischen Reservekraftwerke auf Stromkreise im Netz der TenneT am 8. Dezember 2011	94
Abbildung 63:	Übersicht über unterschiedliche <i>Redispatch</i> -Maßnahmen in der 50Hertz-Regelzone am 15. Februar 2012	95
Abbildung 64:	Gemittelte typische tageszeitliche Verläufe positiver Sekundärregelleistungsabrufe im Jahr 2012 im deutschen Netzregelverbund	96
Abbildung 65:	Gemittelte typische tageszeitliche Verläufe negativer Sekundärregelleistungsabrufe im Jahr 2012 im deutschen Netzregelverbund	97
Abbildung 66:	Clusterstruktur der Tagesgänge der Sekundärregelleistungsabrufe für positive und negative Leistung auf selbstorganisierenden Karten	97
Abbildung 67:	Positive und negative Leistung durch Flexibilisierung von Querschnittstechnologien in Süddeutschland (Normalbetrieb) – realisierbares Potenzial ohne Kostenbetrachtung für die Implementierung (Personal und I&K)	98
Abbildung 68:	Positive und negative Leistung durch Flexibilisierung von Querschnittstechnologien in Süddeutschland (reduzierter Betrieb) – realisierbares Potenzial ohne Kostenbetrachtung für die Implementierung (Personal und I&K)	98
Abbildung 69:	Positive und negative Leistung durch Flexibilisierung von Querschnittstechnologien in Süddeutschland (Grundlastbetrieb) – realisierbares Potenzial ohne Kostenbetrachtung für die Implementierung (Personal und I&K)	99
Abbildung 70:	Grafische Darstellung der Datengrundlage	100
Abbildung 71:	Lastreduzierungspotenziale von elektrischen Speicherheizungen in Bayern und Baden-Württemberg bei einer Verschiebung des Lastprofils um zwölf Stunden (äquivalente Tagesmitteltemperatur 10 °C)	101
Abbildung 72:	Lastreduzierungspotenziale von elektrischen Speicherheizungen in Bayern und Baden-Württemberg bei einer Verschiebung des Lastprofils um zwölf Stunden (äquivalente Tagesmitteltemperatur 0 °C)	101
Abbildung 73:	Lastreduzierungspotenziale von elektrischen Speicherheizungen in Bayern und Baden-Württemberg bei einer Verschiebung des Lastprofils um zwölf Stunden (äquivalente Tagesmitteltemperatur -10 °C)	102
Abbildung 74:	Lastreduzierungspotenziale von elektrischen Speicherheizungen in Baden-Württemberg und Bayern bei einer vorgezogenen Speicherbeladung	102
Abbildung 75:	Lastreduzierungspotenziale von elektrischen Speicherheizungen in Bayern und Baden-Württemberg bei Reduzierung der Last auf den Wärmebedarf (äquivalente Tagesmitteltemperatur 10 °C)	103
Abbildung 76:	Lastreduzierungspotenziale von elektrischen Speicherheizungen in Bayern und Baden-Württemberg bei Reduzierung der Last auf den Wärmebedarf (äquivalente Tagesmitteltemperatur 0 °C)	103

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildung 77:	Lastreduzierungs­potenziale von elektrischen Speicherheizungen in Bayern und Baden-Württemberg bei Reduzierung der Last auf den Wärmebedarf (äquivalente Tagesmitteltemperatur -10 °C)	104
Abbildung 78:	Lastreduzierungs­potenziale von Wärmepumpen in Bayern und Baden-Württemberg bei einer Referenztemperatur von 10 °C	104
Abbildung 79:	Lastreduzierungs­potenziale von Wärmepumpen in Bayern und Baden-Württemberg bei einer Referenztemperatur von 0 °C	105
Abbildung 80:	Lastreduzierungs­potenziale von Wärmepumpen in Bayern und Baden-Württemberg bei einer Referenztemperatur von -10 °C	105

Tabelle 1:	Realisierbare Lastmanagementpotenziale bei energieintensiven Prozessen	16
Tabelle 2:	Übersicht der Lastmanagementpotenziale von elektrischen Speicherheizungen und Wärmepumpen	20
Tabelle 3:	Zusammenfassung der realisierbaren, inkl. bereits genutzter, Lastmanagementpotenziale in Baden-Württemberg	20
Tabelle 4:	Einsatz von <i>Redispatch</i> -, <i>Countertrading</i> - und SIV-Maßnahmen	26
Tabelle 5:	Übersicht zu den vier grundlegenden Tagesgängen Sekundärregelleistungsabrufe für jeweils positive und negative Leistung	30
Tabelle 6:	Leistungsbedarf von energieintensiven Prozessen in Süddeutschland	50
Tabelle 7:	Zusätzlich verfügbare Lastmanagementpotenziale zur Nutzung im Regelenergiemarkt beziehungsweise für <i>Redispatch</i> -Maßnahmen	51
Tabelle 8:	Lastmanagementpotenzial für ausgewählte Querschnittstechnologien	53
Tabelle 9:	Übersicht der vier Varianten der Potenzialermittlung von elektrischen Speicherheizungen	74
Tabelle 10:	Übersicht der Lastmanagementpotenziale von elektrischen Speicherheizungen und Wärmepumpen	77
Tabelle 11:	Realisierbares und bisher genutztes Lastmanagementpotenzial in energieintensiven Anwendungen	79
Tabelle 12:	Darstellung der Einflüsse auf das Potenzial	90
Tabelle 13:	Zusammenfassung der realisierbaren, inkl. bereits genutzter, Lastmanagementpotenziale in Baden-Württemberg	90
Tabelle 14:	Realisierbares Lastmanagementpotenzial in Abhängigkeit der Verlagerungsdauer im industriellen Bereich	91
Tabelle 15:	Berechnungsannahmen Gasturbine	106

1. Abstract

Hintergrund der Studie ist die Frage, welchen Beitrag ein Lastmanagement von Stromverbrauchern zur Versorgungssicherheit in Süddeutschland leisten kann. Ziel der Untersuchung ist es dabei, ein möglichst konkretes realisierbares Potenzial in einer Region zu ermitteln, die bereits von Netzeingpässen und knapperen Erzeugungskapazitäten betroffen ist. Der Fokus lag daher auf kurzfristig umsetzbaren Potenzialen, die vor allem bei industriellen Anwendungen und bei heute bereits schaltbaren Anwendungen wie Wärmepumpen zu erwarten sind. Dazu wurden Interviews mit Unternehmen, Energieversorgern und Dienstleistern sowie eine Onlinebefragung von circa 300 Unternehmen durchgeführt. Für die Datenerhebung und Potenzialermittlung wurden bestehende Studien und Statistiken sowie Daten von 40 Betriebsbegehungen ausgewertet.

Insgesamt ergibt sich ein realisierbares Potenzial in Süddeutschland von circa einem GW, das für eine Zeitdauer von einer Stunde zur Verfügung gestellt werden kann. Knapp die Hälfte davon kann durch Anwendungen und Prozesse in der energieintensiven Industrie bereitgestellt werden. Diese Potenziale werden heute bereits für eine optimierte Strombeschaffung eingesetzt und reduzieren dadurch die systemweite Spitzenlast. Sie stehen aber als zusätzliche Potenziale im Regenergiemarkt und als *Redispatch*-Potenzial zur Verfügung. Die andere Hälfte wird durch industrielle Querschnittstechnologien bereitgestellt. Diese Potenziale können auch zu einer Spitzenlastreduktion sowie zum Regenergiemarkt und *Redispatch* beitragen. Schaltbare Anwendungen wie Wärmepumpen oder elektrische Speicherheizungen können zur Versorgungssicherheit beitragen, indem sie einen Beitrag zum Regenergiemarkt beziehungsweise *Redispatch* liefern. Ihr Beitrag zur Reduktion der Spitzenlast ist jedoch wie bei den energieintensiven Prozessen sehr begrenzt, da diese Anwendungen in der Regel zu Spitzenlastzeiten nicht am Netz sind.

Für eine stärkere Nutzung der identifizierten Potenziale fehlen derzeit jedoch die geeigneten Programme und Rahmenbedingungen. So erfüllt ein Großteil der identifizierten Lasten nicht die Anforderungen, um an der Verordnung zu abschaltbaren Lasten teilzunehmen. Damit Lasten einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können, sollten die Anforderungen an Mindestleistungen, Vorankündigungszeiten etc. die Charakteristika von Lasten auch entsprechend berücksichtigen. Damit können flexible Stromverbraucher eine kostengünstige Alternative zu konventioneller Erzeugungskapazität sein.

2. Zusammenfassung

Hintergrund

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien hat den Anteil fluktuierender Einspeisung deutlich erhöht und steigert damit den Bedarf an Flexibilitätsoptionen und mittelfristig auch an Systemdienstleistungen. Mit dem Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland und dem damit verbundenen Abschalten von fünf Kernkraftwerken in Süddeutschland hat sich dadurch eine angespannte Versorgungssituation im süddeutschen Raum ergeben. Aufgrund des verzögerten Netzausbaus ergibt sich heute bereits ein erhöhter *Redispatch*-Bedarf im Netz. Um eine sichere Versorgung dennoch weiterhin zu gewährleisten, ist als kurzfristige Maßnahme bereits die Beschaffung einer Kaltreserve von 2,5 GW durch die Netzbetreiber umgesetzt worden. Mit der geplanten Reservekraftwerksverordnung sind weitere Maßnahmen geplant, wie etwa die Ausschreibung von zusätzlicher Kraftwerkskapazität durch die Netzbetreiber, um die Versorgungssicherheit zu erhöhen.

Grundsätzlich können hier flexible Stromverbraucher einen Beitrag leisten, indem sie Systemdienstleistungen (zum Beispiel *Redispatch* oder Regelenergie) beziehungsweise eine Spitzenlastreduktion zur Verfügung stellen. An dieser Stelle setzt das Vorhaben an, um praxisnah und in Diskussion mit den beteiligten Akteuren die verfügbaren Potenziale, notwendigen Anreize und bestehenden Hemmnisse zu ermitteln. Ziel ist es dabei, die spezifischen Unternehmensstrukturen und die Produktionsprozesse in Süddeutschland zu berücksichtigen. Der Schwerpunkt der Potenzialanalyse liegt dabei auf folgenden Bereichen:

- industrielle Anwendungen (inklusive Querschnittstechnologien)
- Wärmepumpen und elektrische Speicherheizungen

Auf dieser Basis soll der Beitrag eines Lastmanagements zur Versorgungssicherheit ermittelt werden und dabei auch ins Verhältnis zu anderen Optionen gesetzt werden.

Vorgehen und Methode

Ausgangspunkt der Untersuchung ist die Analyse der heute bereits kritischen Versorgungssituationen, um mögliche Anforderung an flexible Lasten zu identifizieren. Die Ableitung der realisierbaren Potenziale basiert auf einer Auswertung bestehender Studien und Statistiken. Darüber hinaus werden Angaben zum Stromverbrauch, zum Leistungsbedarf, zur Betriebsweise und zu den technischen Anlagen von insgesamt 40 Unternehmen ausgewertet, die aus den Lernenden Energieeffizienz-Netzwerken der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft verfügbar waren.

Zur Validierung der abgeschätzten Potenziale sowie zur Bestimmung der notwendigen Anreize und auch bestehender Hemmnisse bei den Unternehmen hat ein intensiver Austausch mit allen relevanten Akteuren stattgefunden. Dazu wurden eine Onlinebefragung von circa 300 Unternehmen sowie Interviews mit zehn größeren Unternehmen in Süddeutschland durchgeführt. Diese wurden unterstützt durch die Industrie- und Handelskammern sowie Wirtschaftsverbände in Baden-Württemberg und Bayern. Darüber hinaus wurden Gespräche mit verschiedenen Energieversorgern und Dienstleistern geführt, um Erkenntnisse bei der Umsetzung von Lastmanagement zu gewinnen. Der Beitrag eines Lastmanagements zur Versorgungssicherheit wird vor allem in einer Reduktion der Spitzenlast, in einer Teilnahme am Regelenergiemarkt und durch einen Beitrag zu *Redispatch*-Maßnahmen erwartet.

Die ermittelten Potenziale stellen die realisierbaren Potenziale dar, die bereits aus technischer und ökonomischer Sicht beschränkt sind. Grundlage für die Abschätzung der wirtschaftlichen Potenziale ist die Bedingung, dass es durch Lastmanagement bei den Unternehmen zu höchstens sehr begrenzten Einschränkungen der Wertschöpfung beziehungsweise bei den Wärmepumpen und elektrischen Speichern nur zu einer beschränkten Einschränkung des Komforts kommt. Als finanzieller Anreiz wird die Vergütung, die im Rahmen der Verordnung zu abschaltbaren Lasten gezahlt wird, zugrunde gelegt.

Netzanforderungen für Lasten

Die Versorgungssituation im süddeutschen Raum wird vermutlich auch mittelfristig weiter angespannt bleiben, da sowohl ein Ausbau der Netzkapazitäten als auch der Erzeugungskapazitäten eher mittelfristig zu erwarten ist. Die Auswertungen zum *Redispatch* als auch zum Regelenergiebedarf zeigen, dass es hier in der Regel in einer begrenzten Anzahl an Stunden zu einem hohen Bedarf kommen kann. Die benötigten Leistungen liegen dabei in einer Leistungsklasse von einem GW bis zu mehreren GW. Damit ergibt sich eine grundsätzliche Passfähigkeit mit den Anforderungen, die auch durch Lasten erfüllt werden können.

Ergebnisse der Onlinebefragung von Unternehmen zu Lastmanagement

Bei der Onlinebefragung hat sich gezeigt, dass sich bisher nur ein Anteil von unter vier Prozent der befragten Unter-

nehmen am Regelenergiemarkt oder an bilateralen Vereinbarungen mit Netzbetreibern beteiligt (siehe Abbildung 1). Knapp die Hälfte der befragten Unternehmen nutzt bereits ein Lastmanagement, um ihre betriebliche Spitzenlast zu reduzieren. Ein Viertel der Unternehmen hat bisher keine Erfahrungen mit Lastmanagement gemacht.

Die Unternehmen schätzen ihre Lastmanagementpotenziale im Mittel auf circa fünf bis sechs Prozent der mittleren Last ein, wobei die Einschätzung der Potenziale von weniger als zwei Prozent der aktuellen Last bis zu mehr als 15 Prozent reicht (siehe Abbildung 2). Eine Abhängigkeit von der absoluten Höhe des Leistungsbedarfs ließ sich nicht zeigen. In einem begrenzten Umfang ist die Einschätzung des Lastmanagementpotenzials von der Stromintensität der Unternehmen abhängig. Je höher diese war, desto eher haben die Unternehmen ihre Potenziale höher eingeschätzt. Dies hat sich auch in den Vor-Ort-Interviews bestätigt.

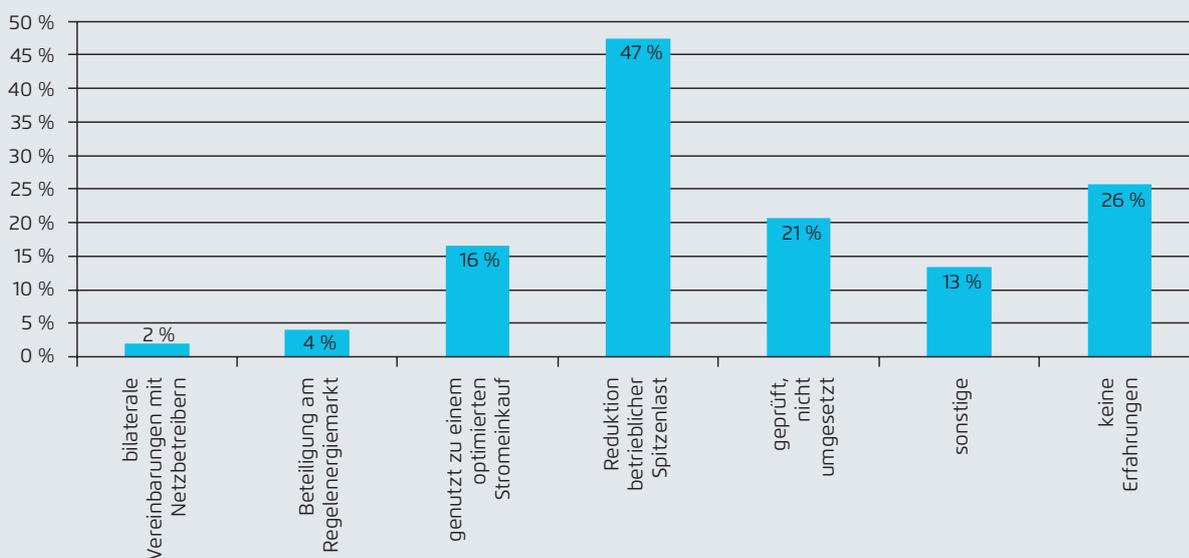
Aktuell durchgeführtes Lastmanagement in Unternehmen

Abbildung 1

Bitte geben Sie an, über welche Erfahrungen Ihr Einzelbetrieb / Standort mit dem Thema Lastmanagement verfügt?

in % der Antworten, N = 97

N.B.: Summe der Prozentsätze > 100% weil mehrere Antworten möglich waren



Darstellung Fraunhofer ISI

Auf Grundlage der Unternehmensbefragung hat sich gezeigt, dass die typischerweise zur Verfügung stehenden Lasten im **Leistungsbereich** von einigen **Hundert kW** bis zu **eini-gen MW** liegen. Die notwendigen **Vorankündigungszeiten** betragen dabei **mindestens 15 Minuten**, wobei circa 40 Prozent der befragten Unternehmen auch Vorankündigungszeiten von **mindestens acht Stunden** genannt haben.

Die angegebenen **Verlagerungsdauern** sind bei 81 Prozent der befragten Unternehmen **kleiner als zwei Stunden**. Nur 19 Prozent der Befragten haben Verlagerungsdauern von vier und mehr Stunden als möglich genannt. Die Unternehmen mit langen Verlagerungsdauern haben sehr häufig Produktionsanlagen und Prozesswärme als größte Potenziale genannt. Als weitere Anwendungen mit langen Verlagerungsdauern sind Belüftungs- und Klimatisierungsanwendungen genannt worden.

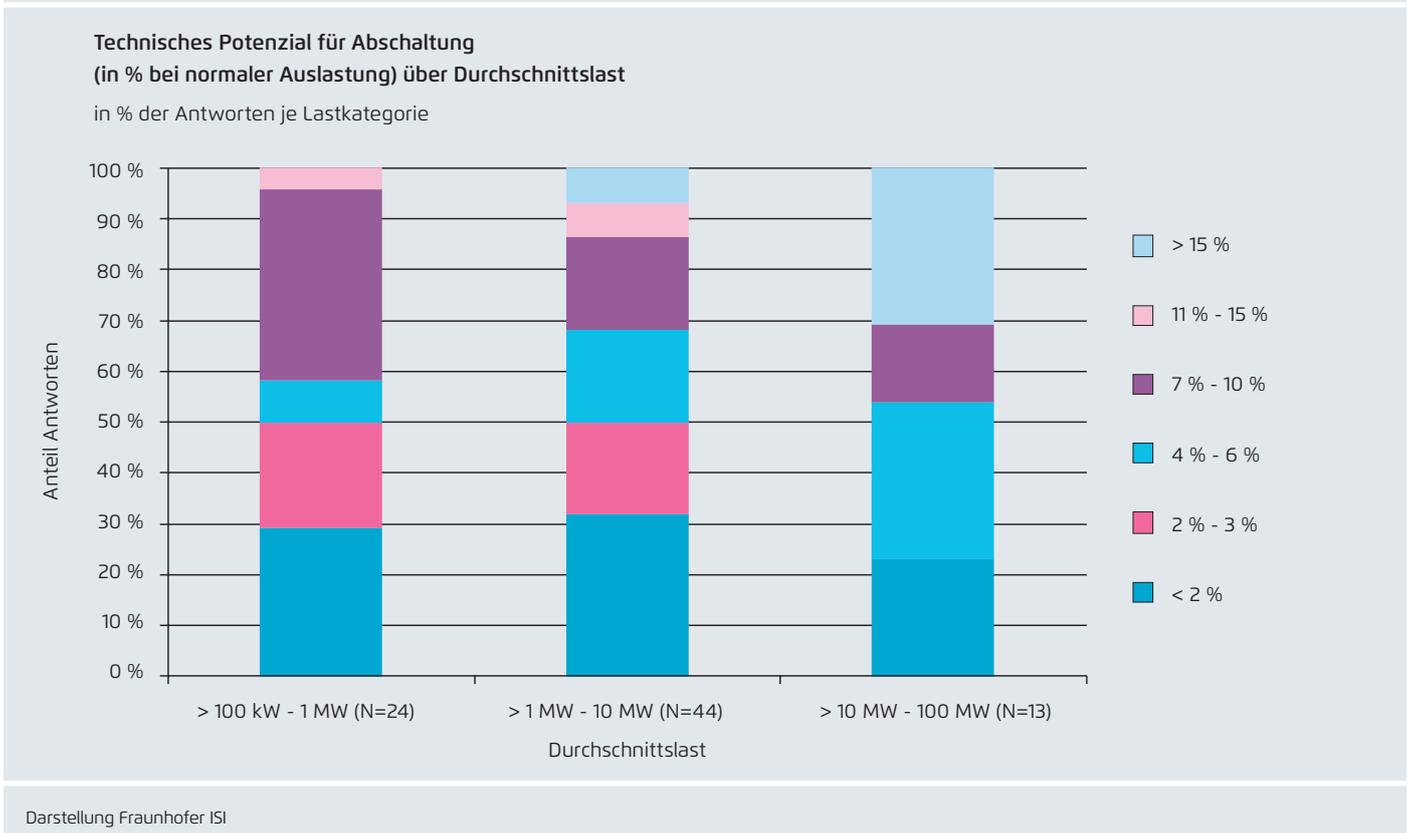
Bei circa 45 Prozent der antwortenden Unternehmen sind die Potenziale kontinuierlich von 0 bis 24 Uhr verfügbar. Bei acht Prozent der antwortenden Unternehmen waren Potenziale nur in der Zeit von 18 bis 8 Uhr verfügbar, dafür konnte in diesem Zeitraum häufig länger als zwei Stunden verlagert werden. Die **Anzahl der Aktivierungen**, die von über 70 Prozent der Unternehmen als realisierbar eingeschätzt wurde, lag bei **maximal 50 pro Jahr**. Ein Anteil von circa zehn Prozent der Unternehmen hält auch mehr als 100 Aktivierungen pro Jahr für möglich.

Realisierbare Potenziale in der energieintensiven Industrie

Zur Bestimmung der Potenziale wurden zunächst Standorte identifiziert, an denen diese Prozesse eingesetzt werden. Die verfügbaren technischen Potenziale wurden anhand von Produktions- und Stromverbrauchsdaten sowie weiterer technischer Kennzahlen wie Teillastfähigkeit abgeleitet.

Einschätzung zum technischen Lastmanagement in Unternehmen

Abbildung 2



Darüber hinaus wurden Gespräche mit Unternehmen geführt, um die ermittelten Potenziale zu validieren und eine Einschätzung für die wirtschaftliche Umsetzbarkeit zu bekommen.

Zement

In der Zementindustrie sind insbesondere die Zementmühlen, aber auch die Rohmehlmühlen für ein Lastmanagement geeignet. Sie werden bereits heute vor allem in den Nachtstunden und am Wochenende genutzt. In Bayern und Baden-Württemberg wurde der Leistungsbedarf für insgesamt 14 Standorte für diese Anwendungen auf circa 130 MW abgeschätzt, wovon circa **50 MW** für ein Lastmanagement genutzt werden könnten. Die Verlagerungsdauern betragen bis zu vier Stunden. Bei den Rohmühlen sind aufgrund der begrenzten Speicherkapazitäten zum Teil deutlich kürzere Zeiten realisierbar. Vorankündigungszeiten sollten mindestens bei 30 Minuten liegen.

Papier

Die Anwendung mit der größten Bedeutung für ein Lastmanagement sind die Holzschleifer bei der Holzstoffherstellung. Für zwölf Standorte in Bayern und Baden-Württemberg wurde der Leistungsbedarf der Holzschleifer auf circa **90 MW** geschätzt. Die Verlagerungsdauern liegen bei circa zwei Stunden, wobei Vorankündigungszeiten von weniger als einer Stunde als realisierbar angesehen wurden. Weitere Potenziale bestehen in der Altpapieraufbereitung sowie in der Zellstoffherstellung.

Chemieindustrie und Chlorherstellung

Bei der Chemieindustrie ist die Chlorherstellung für ein Lastmanagement sehr geeignet. In Süddeutschland beträgt der Leistungsbedarf für die Chlorelektrolyse circa 250 MW, wovon bei Teillastbetrieb circa **160 MW** für ein Lastmanagement genutzt werden können. Neben dem Teillastbetrieb ist auch ein Lastabwurf möglich, der jedoch zu höheren Kosten führt. In diesem Fall sind 250 MW an Leistung verfügbar. Die Abschalt-dauern betragen zwei Stunden, zum Teil können auch längere Abschalt-dauern realisiert werden.

Elektrostahlindustrie

In Süddeutschland existieren zwei Stahlstandorte, die einen mittleren Leistungsbedarf für ihre Elektrostahlöfen von circa **150 MW** aufweisen. Dieses Potenzial würde auch für ein Lastmanagement zur Verfügung stehen. Die Aktivierung müsste in die Produktionsplanung eingebunden werden, da ein Abschalten während des Betriebes möglichst zu vermeiden ist. Lastmanagement kann bei diesem Batchprozess, der zwischen 30 und 120 Minuten läuft, durch einen verzögerten Start realisiert werden. In der Regel lassen sich Abschalt-dauern von bis zu zwei Stunden realisieren.

Zusammenfassung

Ein zusätzliches Potenzial besteht für die untersuchten Anwendungen insbesondere durch eine stärkere Beteiligung im Bereich der Regelenergiemärkte als auch bei netzentlastenden Maßnahmen zum *Redispatch*. Nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNBs) sind bisher circa 76 MW an Lasten in Süddeutschland für den Regelenergiemarkt präqualifiziert. Die Berechnungen zeigen daher, dass in Süddeutschland ein zusätzliches Potenzial für ein systemstützendes Lastmanagement von 400 bis 450 MW allein in den vier im Detail untersuchten Anwendungen besteht (siehe Tabelle 1). Darüber hinaus sind weitere Anwendungen im Bereich der Metallindustrie, der Chemie- und der Papierindustrie verfügbar, die dieses Potenzial noch weiter erhöhen sollten.

Realisierbares Lastmanagementpotenzial mit industriellen Querschnittstechnologien

Neben den energieintensiven Prozessen eignen sich auch Querschnittstechnologien zum Lastmanagement. Querschnittstechnologien werden branchenübergreifend eingesetzt und zeichnen sich durch eine hohe zeitliche Verfügbarkeit und eine regionale Verteilung aus. So gehören zum Beispiel Pumpen, Kompressoren, Verdichter und Ventilatoren zu den Querschnittstechnologien.

Realisierbare Lastmanagementpotenziale bei energieintensiven Prozessen

Tabelle 1

Anwendung	Max. Leistungsbedarf in MW	Verlagerungsdauer in h	Häufigkeit	Ökonom. Potenzial nach AbLaV in MW
Zement (Rohmehl- und Zementmühlen)	130	bis zu 4, z. T. länger	20- bis 50-mal	ca. 50
Papier (Holzschleifer)	mind. 90	2, z. T. länger	20- bis 50-mal	ca. 90
Chlor (Elektrolyse)	250	ca. 2	20- bis 50-mal	ca. 160
Stahl (Elektro-Stahlofen)	200	ca. 2	20- bis 50-mal	ca. 150
Summe		ca. 2	20- bis 50-mal	400 bis 450
bisher im Regelenergiemarkt genutzt				76
bisher für optimierte Beschaffung genutzt				300 bis 400

Abschätzung Fraunhofer ISI

Die verfügbaren Leistungen pro Betrieb sind üblicherweise deutlich geringer als bei den Unternehmen mit energieintensiven Prozessen, dennoch gibt es insbesondere zwei Gründe, die Querschnittstechnologien für ein Lastmanagement so interessant machen. Die verfügbaren Lastmanagementpotenziale wurden unter der Prämisse erhoben, dass keine wesentliche Einschränkung des Komforts und der Wertschöpfung beim Betrieb auftreten. Nach einer erfolgreichen und mit Investitionen verbundenen Implementierung des Lastmanagements verursachen seltene und kurzzeitige Aktivierungen der verfügbaren Leistungen somit nahezu keine weiteren Kosten bei den Teilnehmern. Der zweite Aspekt sind die zu erwartenden geringen Transaktionskosten aufgrund der Übertragbarkeit erfolgreicher Umsetzungen. Lösungen für Lastmanagement, die einmal entwickelt worden sind, zum Beispiel im Bereich der Lüftung, können in vielen Betrieben mit geringfügigen Anpassungen zum Einsatz kommen. Die hohe zeitliche Verfügbarkeit und die regionale Verteilung der Querschnittstechnologien sprechen darüber hinaus für eine Teilnahme von Querschnittstechnologien an einem Lastmanagementprogramm.

Die Höhe der Lastmanagementpotenziale von Querschnittstechnologien ist von unterschiedlichen Faktoren abhängig. Die Betriebszeiten (Ein-Schicht, Zwei-Schicht oder Drei-Schicht) bestimmen im Wesentlichen die tageszeit- und wochentagsabhängigen Lastzustände. Neben der Bedingung, dass die Produktion nicht eingeschränkt wird, gibt es weitere limitierende Faktoren für eine flexible Fahrweise: die Nichtverfügbarkeit von Anlagen (zum Beispiel wegen Wartung etc.), nicht abschaltbare Anlagen (zum Beispiel Absauganlagen), Größe und Art von vorhandenen Speichern und eine Mindestbetriebsgröße. Das Zuschalten von Anlagen ohne Speicherwirkung (zum Beispiel Beleuchtung, Lüftung) wird nicht betrachtet, da damit ein elektrischer Mehrverbrauch generiert würde, dem kein Nutzen auf Betriebsebene gegenübersteht.

Betrachtet man die geeigneten Betriebe in Süddeutschland entsprechend der vorher genannten limitierenden Faktoren, ergibt sich die größte Leistung für ein Lastmanagement bei den Querschnittstechnologien in den Sektoren Maschinenbau und Fahrzeugbau.

Bei einer ausschließlichen Betrachtung der Leistungen ohne Berücksichtigung der Dauer des Abrufs besteht in den Bereichen Druckluft, Kälte und Lüftung hohes Potenzial. Etwa ein Viertel der Abschaltpotenziale lassen sich allein über die Reduzierung der Lüftungsleistung realisieren. Der Leistungsbedarf ist auch für die Druckluft sehr hoch, allerdings sind diese Anwendungen nur sehr kurzzeitig zu verlagern.

Bei einer Abrufdauer von einer Stunde könnten im Normalbetrieb 480 MW abgeschaltet werden (siehe Abbildung 3), wovon die größten Potenziale bei Lüftungsanlagen und Kälteerzeugern zu erwarten sind. Im Verhältnis zur mittleren Last der betrachteten Querschnittstechnologien, die bei circa 4.350 MW liegt, entspricht der insgesamt flexibilisierbare Anteil etwa elf Prozent. Im Vergleich zur gesamten mittleren Verbrauchslast der Industrie von 14 GW in Süddeutschland beträgt der Anteil lediglich drei Prozent. Der relative Beitrag der einzelnen Branchen zu den Lastmanagementpotenzialen von Querschnittstechnologien über einen Zeitraum von einer Stunde unterscheidet sich deut-

lich. Die mittlere Last im Normalbetrieb kann in Abhängigkeit der Branche um 0,4 Prozent bis maximal 4,6 Prozent reduziert werden.

Aus der Abbildung 3 geht hervor, dass hohe Leistungen nur für kurze Zeiträume zur Verfügung stehen. Je länger die Leistung benötigt wird, desto kleiner wird im Mittel die Leistung aus der Verbraucherlast, die verschiebbar oder abschaltbar ist. Daher eignet sich Lastmanagement vorrangig, um kurzzeitige Systemdienstleistungen bereitzustellen oder Spitzenlasten zu decken.

Der funktionale Zusammenhang zwischen Dauer und Höhe des Lastmanagements könnte auch der Grund für Diskrepanzen zwischen den in der Onlinebefragung genannten und den rechnerisch ermittelten Potenzialen sein. Viele der Unternehmen gaben an, dass sie im Bereich Druckluft Potenziale zur Lastflexibilisierung sehen. Diese Angabe erscheint bei genauerer Betrachtung eher zu optimistisch. Wird Druckluft für Produktionsprozesse benötigt, hat eine

Abschaltbare Leistung durch Flexibilisierung von Querschnittstechnologien in Süddeutschland (Normalbetrieb) in Abhängigkeit der Abrufdauer – technisches Potenzial für geeignete Betriebe ohne Kostenbetrachtung für die Implementierung (Personal und I&K)

Abbildung 3



Darstellung FfE

Abschaltung häufig Produktionsausfälle zur Folge. Die Speicher sind in der Regel lediglich so groß dimensioniert, dass die Druckluftkompressoren nur im Sekundenbereich Lasten zu- oder abschalten können. Für eine Abschaltung können daher nur Druckluftanwendungen genutzt werden, die nicht direkt mit dem Produktionsprozess verknüpft sind, zum Beispiel Drucklufteinsatz für Reinigungszwecke.

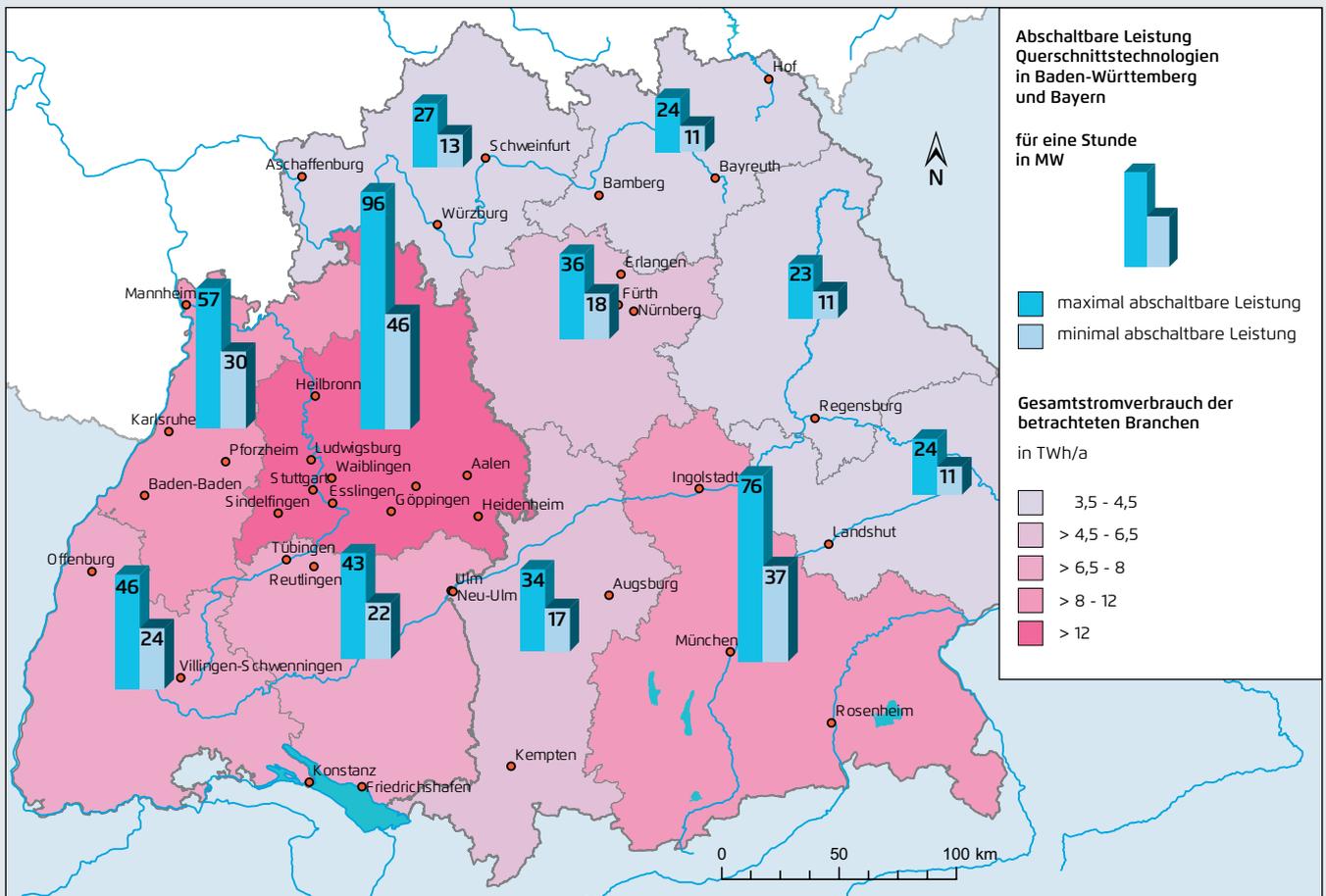
Trotz der häufigen Nennung von Beleuchtung als Option bei der Onlinebefragung, ist dieses Potenzial begrenzt, da eine mögliche Reduzierung der Beleuchtungsstärke generell der Energieeffizienzsteigerung zuzuschreiben ist. In Ausnahmefällen kann die Beleuchtungsstärke, sofern sie höher ist als nach Arbeitsstättenrichtlinie vorgegeben, über einen

längeren Zeitraum (zum Beispiel vier Stunden) gedimmt werden. Dies kann jedoch die Arbeitsproduktivität von Mitarbeitern beeinflussen.

Da Querschnittstechnologien branchenübergreifend zum Einsatz kommen, sind ihre Lastmanagementpotenziale ähnlich verteilt wie der Industriestromverbrauch. Die regionale Verteilung der minimalen und maximalen Lastmanagementpotenziale geht aus Abbildung 4 hervor. Die minimale abschaltbare Last wurde für einen typischen Sonntagnachmittag berechnet und ist mit etwa 240 MW etwa halb so hoch wie das Potenzial an einem Werktag im Normalbetrieb.

Maximale und minimale abschaltbare Leistung der Querschnittstechnologien über eine Stunde

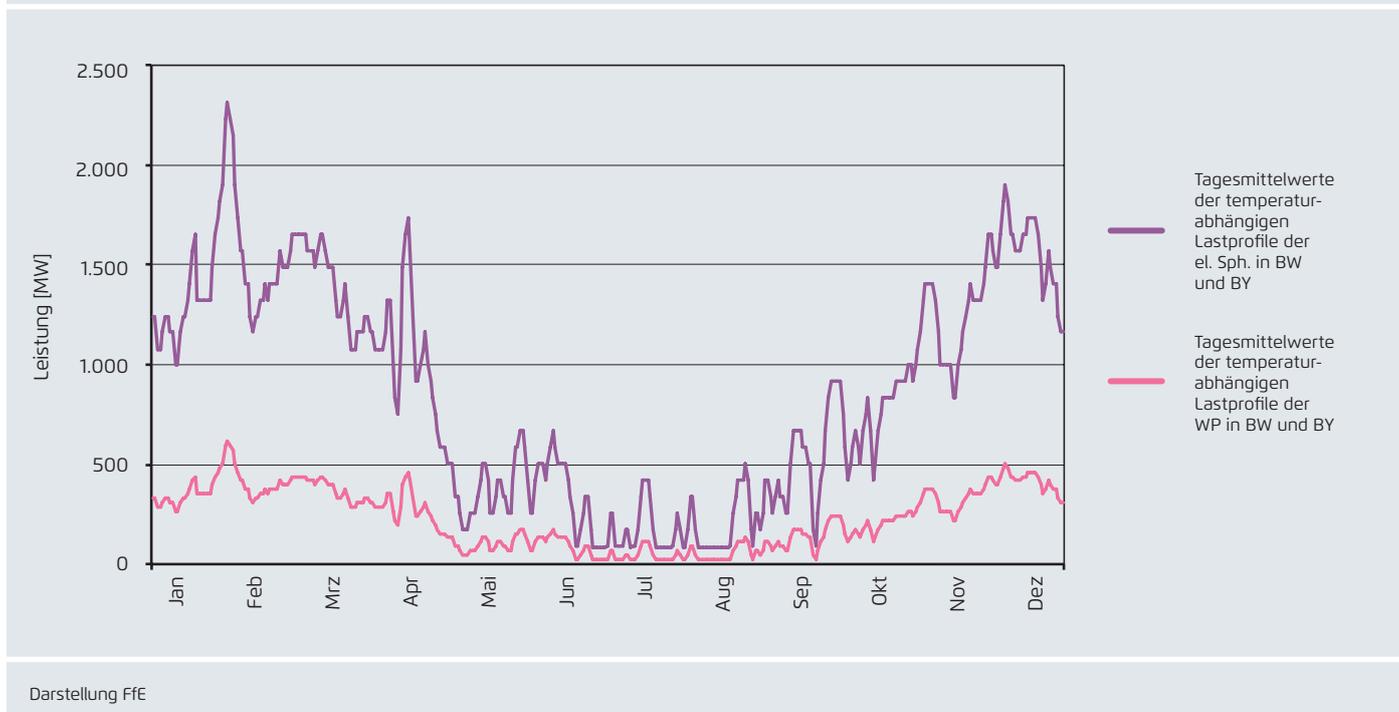
Abbildung 4



Darstellung FfE, basierend auf Daten des Statistischen Bundesamts und eigenen Berechnungen

Ladeleistung von elektrischen Speicherheizungen (el. Sph.) und Wärmepumpen (WP) in Süddeutschland auf Grundlage der gültigen Testreferenzjahre

Abbildung 5



Realisierbares Lastmanagementpotenzial bei Wärmepumpen und elektrischen Speicherheizungen

Die Potenzialermittlung basiert auf Daten zu Stromanwendungen im Wärmebereich, die von Verteilnetzbetreibern und Energieversorgern zur Verfügung gestellt wurden. Mittels der Datensätze konnten 67 Prozent der Gemeinden in Süddeutschland erfasst werden. Nach der Validierung der Daten erfolgte die Hochrechnung auf die Gebiete, für die keine Daten vorlagen.

Die Lastprofile von elektrischen Speicherheizungen und Wärmepumpen unterliegen starken temperaturabhängigen Schwankungen. Ein Lastmanagementpotenzial steht daher überwiegend an kalten Tagen während der Nacht zur Verfügung. In den Spitzenlastfenstern im Winter (18 bis 20 Uhr) ist in der Regel nur ein geringes Potenzial verfügbar. Die Verfügbarkeit der Lastreduzierungspotenziale von Wärmepumpen ist durch das relativ homogene Tageslastprofil höher, sodass hier jederzeit für eine kurze Dauer Lasten reduziert werden können. Bei den elektrischen Speicherhei-

zungen kann darüber hinaus, abhängig von Tageszeit und Temperatur, die Last auch erhöht werden.

Die jahreszeitliche Abhängigkeit der Lasten ist in Abbildung 5 dargestellt. Der Maximalwert der mittleren Tageslast für Speicherheizungen und Wärmepumpen in Summe liegt im Testreferenzjahr bei 2.900 MW. Das Minimum wird im Sommer mit rund 100 MW erreicht.

Die Lastgänge wurden unter Berücksichtigung der Temperaturen der betrachteten Zeiträume und der jeweiligen temperaturabhängigen Lastprofile der Verteilnetzbetreiber erstellt. Diese wurden als Basis für die Potenzialermittlung einer flexibilisierten Fahrweise verwendet.

Für Süddeutschland ergibt sich an einem Referenztag mit einer mittleren Außentemperatur von null Grad Celsius ein Lastmanagementpotenzial elektrischer Speicherheizungen und Wärmepumpen von fast 3.400 MW für eine Stunde. Dies ist allerdings nicht für jede beliebige, sondern nur für eine bestimmte Stunde möglich.

Übersicht der Lastmanagementpotenziale von elektrischen Speicherheizungen und Wärmepumpen Tabelle 2

äquivalente Tagesmitteltemperatur	El. Speicherheizungen Variante 1		Wärmepumpen	
	Minimum in MW	Maximum in MW	Minimum in MW	Maximum in MW
-10 °C	0	4.610	550	630
0 °C	0	3.010	340	400
10 °C	0	1.620	110	180

Darstellung FfE

Aus Tabelle 2 geht hervor, dass mit steigenden Temperaturen die Lastmanagementpotenziale fallen. Im ungünstigsten Fall liegt lediglich ein Lastmanagementpotenzial von den Wärmepumpen vor, das dann 340 MW beträgt. Im Sommer kann das Minimum tagsüber auf 30 MW abfallen.

Schlussfolgerungen

Aus Netzsicht können Lastmanagementpotenziale dann einen Beitrag zur Versorgungssicherheit liefern, wenn sie in kritischen Netzsituationen verfügbar sind. Ein Beitrag zur Versorgungssicherheit kann dann in einer Reduktion der systemweiten Spitzenlast oder in der Bereitstellung von Regelernergie oder der Deckung eines *Redispatch*-Bedarfes liegen.

Als zentrale Anwendungsfelder stehen zum einen die energieintensiven Prozesse im Fokus, die neben dem heute bereits umgesetzten betrieblichen Lastmanagement auch für ein netzkonformes Lastmanagement genutzt werden könnten (siehe Tabelle 3). Darüber hinaus existieren zusätzliche Potenziale im Bereich der Querschnittstechnologien insbesondere bei den Lüftungs- und Klimatisierungsanwendungen im industriellen Bereich, die häufig auch Leistungsklassen von mehreren Hundert kW umfassen können. Schließlich bietet sich auch im Bereich der elektrischen Wärmeerzeugung (Wärmepumpen und elektrische Speicherheizungen) die Möglichkeit, bestehende Potenziale stärker netzkonform zu betreiben. In Summe bestehen in Süddeutschland Lastmanagementpotenziale bei den indus-

Zusammenfassung der realisierbaren, inkl. bereits genutzter, Lastmanagementpotenziale in Baden-Württemberg Tabelle 3

	Lastreduzierungspotenzial für eine Stunde		Bereits genutztes Potenzial	
	Minimum in MW	Maximum in MW	Beitrag zur Spitzenlastreduktion in MW	Regelernergie in MW
Energieintensive Prozesse	nahezu zeitunabhängig > 400		300 - 400	76
Querschnittstechnologien Industrie	Grundbetrieb, Sonntag ≈ 240	Normalbetrieb, Werktag, Tag ≈ 480	0	0
Wärmepumpen	Sommer ≈ 30	Winter (-10 °C) ≈ 630	geringer Beitrag	0
Elektrische Speicherheizungen	Sommer, Tag 0	Winter, Nacht (-10 °C) ≈ 4.610	kein Beitrag, da Anlagen nicht am Netz	0

Darstellung Fraunhofer ISI und FfE

triellen Querschnittstechnologien und energieintensiven Prozessen von über einem GW, die über einen Zeitraum von 30 Minuten bis zu zwei Stunden aktiviert werden können.

Diese Potenziale stehen insbesondere zur Bereitstellung von Regelenergie oder zur Deckung eines *Redispatch*-Bedarfes zur Verfügung. Zur Reduktion der systemweiten Spitzenlast kommen vor allem Querschnittstechnologien im industriellen Bereich infrage. Energieintensive Prozesse und auch die elektrischen Speicherheizungen sind in Zeiten der systemweiten Spitzenlast typischerweise nicht mehr am Netz.

Die finanziellen Anreize für ein Lastmanagement sollten zunächst ausreichend sein, um die Anfangsinvestitionen (Implementierung und Planung eines Lastmanagements sowie Kosten für notwendige Steuerungstechnik) abzudecken. Typischerweise erwarten die Unternehmen Kosten von einigen Tausend Euro als Anfangsinvestition, bevor sie an einem Lastmanagementprogramm teilnehmen können. Attraktiv wird es für die Unternehmen, wenn sie durch eine Beteiligung mehr als fünf Prozent ihrer Stromkosten sparen können. Bei größeren Unternehmen sind gegebenenfalls auch geringere Anreize ausreichend.

3. Einleitung

Der Ausbau der Stromerzeugung aus den fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen Sonne und Wind steigert den Bedarf nach Systemdienstleistungen wie zum Beispiel Regenergie. Außerdem sinkt der Anteil der fossilen Kraftwerke, auf welchem heute die Erbringung dieser Systemdienstleistungen weitgehend basiert. Der bevorstehende Einstieg in die Offshore-Windenergie, verbunden mit dem Kernenergieausstieg, bringt zudem das Problem einer konzentrierteren Erzeugung in Norddeutschland mit größeren Entfernungen zu den Verbrauchsschwerpunkten in Süd- und Westdeutschland mit sich. Durch den derzeit verzögerten Netzausbau ergibt sich bereits ein erhöhter *Redispatch*-Bedarf. Darüber hinaus hat die Bundesnetzagentur den Übertragungsnetzbetreibern die Akquisition einer Kaltreserve von 2,5 GW für den Winter 2012/13 empfohlen, um einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. Diese wird bisher nicht wettbewerblich beschafft und ist nur auf die Erzeugungsseite fokussiert. Anfang 2013 wurde die Verordnung zu abschaltbaren Lasten neu eingeführt. Eine Abschaltung von Lasten in Süddeutschland wird als grundsätzliche Möglichkeit zur Unterstützung der Netzstabilität und Versorgungssicherheit von der Bundesnetzagentur bereits genannt, detaillierte Untersuchungen dazu sind allerdings bisher nicht durchgeführt worden.

Lastmanagement von Stromverbrauchern kann zur Systemstützung beitragen, wenn es in die bestehenden Systemdienstleistungen integriert oder aber zur Reduktion der Spitzenlast genutzt wird (Hurley 2013). Durch geeignete Lasten ist sowohl eine Bereitstellung von Regenergie als auch von Kapazität zum *Redispatch* vorstellbar, womit Teile der konventionellen Systemdienstleistungen ersetzt werden können. Bisher ist die Bereitstellung von *Redispatch*-Kapazität durch Lasten jedoch noch nicht möglich. Diese erfolgt auf Anforderung des Netzbetreibers, der auch die betroffenen Kraftwerksbetreiber entschädigt. Lastmanagement kann zudem für Zeiträume im Stundenbereich den Spitzenlastbedarf und damit den Bedarf an gesicherter Erzeugungskapazität reduzieren, der zur Deckung des Strombedarfs benötigt wird.

Die verfügbaren Lastmanagementpotenziale in der Industrie, aber auch im Haushaltssektor und im GHD-Sektor (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen) sind in der Vergangenheit in verschiedenen Studien untersucht worden. Hier zeigt sich, dass in allen Sektoren beachtliche technische Potenziale vorliegen. Zum Teil sind industrielle Anwendungen bereits in den Minutenreservemarkt integriert worden. Durch die sinkenden Preise seit 2007 ist der Anteil hier vermutlich in den letzten Jahren gesunken. Aktuelle Schätzungen für Deutschland gehen von circa 500 MW auf Bundesebene aus (Langrock 2013).

An dieser Stelle setzt das vorgeschlagene Projektvorhaben an, um zu einer detaillierten Einschätzung der Lastmanagementmöglichkeiten zu kommen, insbesondere auch hinsichtlich des tatsächlich ausschöpfbaren beziehungsweise ökonomischen Potenzials. Von zentraler Bedeutung ist die Frage, ob die bestehenden wirtschaftlichen Anreize und Anforderungen geeignet sind, um für die Versorgungssicherheit im sich wandelnden Stromversorgungssystem einen relevanten Beitrag durch das Lastmanagement der Stromverbraucher zu erzielen. Darüber hinaus bestehen heute schon einzelne Anwendungen (insbesondere elektrische Speicherheizungen), die grundsätzlich zur Stützung der Netzstabilität eingesetzt werden könnten. Im Rahmen des Projektes soll erstmalig eine detaillierte Erfassung der möglichen Anwendungen im süddeutschen Raum als auch der notwendigen Anreize erfolgen, um den möglichen Beitrag eines Lastmanagements zur Deckung des Spitzenlastbedarfes sowie zu anderen Systemdienstleistungen und damit zur Steigerung der Versorgungssicherheit insgesamt zu bestimmen.

3.1 Zielsetzung und Vorgehensweise

Die zentrale Zielsetzung des Vorhabens ist es, Lastmanagementpotenziale in einer definierten Region – Süddeutschland – zu ermitteln und ein realisierbares Potenzial daraus abzuleiten. Der Fokus liegt dabei auf solchen Potenzialen,

die aufgrund ihrer Größe sowie einer schnellen Umsetzbarkeit am relevantesten sind:

- industrielle Anwendungen (inklusive Querschnittstechnologien)
- Wärmepumpen und elektrische Speicherheizungen

Die Analyse berücksichtigt dabei, soweit dies möglich ist, die spezifischen Unternehmensstrukturen sowie Produktionsprozesse in Süddeutschland. Auf Basis der ermittelten Lastverlagerungspotenziale (Leistung, Verlagerungsdauer) wird der Beitrag dieser Potenziale zur Versorgungssicherheit bestimmt und auch ins Verhältnis zu anderen Maßnahmen gesetzt.

Die Vorgehensweise basiert dabei auf folgenden Schritten.

Ausgangsbasis bildet eine Analyse der heutigen kritischen Versorgungssituationen, auf die ein Lastmanagement reagieren sollte. In diesem Zusammenhang werden verschiedene Arbeiten, die insbesondere durch die Bundesnetzagentur durchgeführt worden sind, ausgewertet. Diese Auswertung bildet die Basis, um ein Anforderungsprofil an Lastmanagementpotenziale zu stellen.

Die Erhebung der verfügbaren Potenziale basiert auf einer Auswertung bestehender Studien und Statistiken. Darüber hinaus werden Angaben zum Stromverbrauch und Leistungsbedarf von insgesamt 40 Unternehmen ausgewertet, die aus den Lernenden Energieeffizienz-Netzwerken der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft (FfE) verfügbar waren (FfE GmbH 2012).

Zur Validierung der abgeschätzten Potenziale sowie zur Bestimmung der notwendigen Anreize und auch bestehender Hemmnisse bei den Unternehmen hat ein intensiver Austausch mit relevanten Akteuren stattgefunden. Eingebunden wurden Netzbetreiber, Energieversorger, Dienstleister für ein Energiemanagement, Unternehmen und Unternehmensverbände sowie politische Entscheidungsträger. Darüber hinaus wurden eine Onlinebefragung von circa 300 Unternehmen sowie Interviews mit zehn größeren Unternehmen in Süddeutschland durchgeführt. Die Ansprache

der Unternehmen wurde durch die Industrie- und Handelskammern sowie Wirtschaftsverbände in Baden-Württemberg und Bayern unterstützt. Darüber hinaus wurden Gespräche mit verschiedenen Energieversorgern und Dienstleistern geführt, um Erkenntnisse bei der Umsetzung von Lastmanagement zu gewinnen.

Auf Basis dieser Erkenntnisse werden Handlungsempfehlungen abgeleitet, wie Lastmanagementpotenziale zukünftig einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können. In diesem Zusammenhang werden insbesondere die relevanten Hemmnisse und notwendige Anreize für eine Umsetzung diskutiert. Der mögliche Beitrag der Lastmanagementpotenziale zur Versorgungssicherheit wird im Rahmen der Studie dabei vor allem in drei verschiedenen Anwendungsbereichen gesehen. Dies sind:

- Reduktion der Spitzenlast
- Teilnahme am Regelleistungsmarkt
- Beitrag zu *Redispatch*-Maßnahmen.

3.2 Definition der Lastmanagementpotenziale

Bei der Bestimmung der Lastmanagementpotenziale ist es hilfreich zu definieren, wie die ermittelten Potenziale charakterisiert sind und welcher Potenzialbegriff dahinter steckt. Hier lassen sich im Allgemeinen das technische, wirtschaftliche und realisierbare Potenzial unterscheiden. Theoretisch kann die gesamte Stromnachfrage für ein Lastmanagement genutzt werden, wenn beispielsweise ein gesamtes Werk seine Produktion einstellt. Solche Extremfälle sollen hier jedoch nicht betrachtet werden.

Ausgangsbasis ist zunächst das **technische Potenzial**. Das technische Potenzial leitet sich aus dem Leistungsbedarf relevanter Anwendungen ab und berücksichtigt dabei insbesondere technische Randbedingungen, zum Beispiel Teillastbetriebsmöglichkeiten beziehungsweise Speichermöglichkeiten, tageszeitliche und saisonale Verfügbarkeiten.

Auf Basis des technischen Potenzials lässt sich bei einem Vergleich mit ökonomischen Anreizen ein **wirtschaftliches**

Potenzial ableiten, das unter gegebenen Randbedingungen wirtschaftlich umsetzbar ist. Tatsächlich lässt sich davon jedoch aufgrund von nicht monetären Hemmnissen nur ein Teil tatsächlich realisieren. Dies entspricht dann dem **realisierbaren oder praktischen Potenzial**. Das realisierbare Potenzial wird im Rahmen der Studie so aufgefasst, dass es bei den Unternehmen zu **keiner größeren Einschränkung der Wertschöpfung** kommt. Im Bereich der Haushalte wird davon ausgegangen, dass **keine größere Einschränkung des Komforts** gegenüber dem Status quo (zum Beispiel bei Wärmepumpen) vorkommt. Für die Umsetzung der Potenziale sind schließlich die konkreten Bedingungen und Hemmnisse innerhalb der Unternehmen relevant sowie die tatsächlichen finanziellen Anreize. Als wirtschaftlicher Anreiz werden die Vergütungen im Rahmen der Verordnung zu abschaltbaren Lasten als Referenz unterstellt. Dies entspricht einer Vergütung von 2.500 Euro/MW pro Monat und einem Arbeitspreis bei Abruf von 100 bis 400 Euro/MWh.

4. Bestimmung der Anwendungsfälle für ein Lastmanagement in Süddeutschland

4.1 Geeignete Kompensationsmaßnahmen durch Lastmanagement

Die Bundesnetzagentur hat im *Monitoringbericht 2012* eine Leistungsreserve von 2,5 GW zur erfolgreichen Beherrschung des Systembetriebs ausgewiesen. Die Zahl basiert auf Analysen der ÜNBs. Grundsätzlich bietet die ermittelte Leistungsreserve eine Größenordnung zu Bewertung von Lastmanagementpotenzialen, die als Regelleistung beziehungsweise *Redispatch* fungieren können. Zwei Funktionen sind dabei zu unterscheiden:

- (1) *Redispatch*-Potenzial zur Beseitigung von Überlastungen einzelner oder mehrerer Netzelemente. Hierbei ist die Position der beteiligten Regelleistungen im Netz von Wichtigkeit.
- (2) Ausgleich der Systembilanz durch zusätzliches Regelpotenzial. Der Ausgleich zielt dabei rein auf die summarische Balance zwischen Erzeugung und Verbrauch und erfordert freie Netzkapazitäten.

Der Beitrag zur Systemstabilisierung ist in beiden Fällen zusätzlich vom Zeitraum abhängig, in dem die abgeschaltete Leistung zur Verfügung steht. Bei der durch Lastmanagement zur Verfügung gestellten Regelleistung ist dies von besonderer Bedeutung, da die abgeschaltete Last nach Ablauf des Wirkzeitraumes zum Teil nachgeholt wird, das heißt lasterhöhend wirkt.

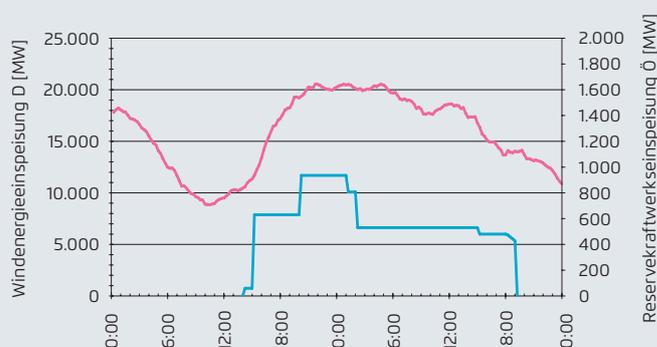
Herstellung von Systemstabilität erfordert neben der Bereitstellung von Wirkleistung weitere Systemdienstleistungen. Zu den sogenannten Systemdienstleistungen gehört unter anderem die Bereitstellung von Blindleistung. Regelleistung durch Lastmanagement hat in erster Linie einen Einfluss auf die Wirkleistungsbilanz, wobei die Veränderung des Blindleistungsbedarfs im Netz von der Art der Verbraucher abhängt, die Bestandteil der Lastmanagementmaßnahmen sind. Anlagen mit großer Induktivität wie Elek-

tromotoren beeinflussen die Blindleistungsbilanz. Somit kann eine Lastverlagerung aus dem Lastmanagement nicht in jedem Fall unmittelbar einer Regelleistung, zum Beispiel aus konventionellen Kraftwerken, die zu weiteren Systemdienstleistungen in der Lage sind, gegenübergestellt werden.

Zur Bewertung des Beitrags von Lastmanagementpotenzialen im süddeutschen Raum zur Entschärfung kritischer Situationen sind detaillierte Analysen der Netzsituationen in Verbindung mit geografisch und hinsichtlich der zeitlichen Verfügbarkeit aufgelösten Lastmanagementpotenzialen notwendig. Innerhalb des Projektes konnten im Gespräch mit der Bundesnetzagentur und den ÜNBs keine spezifischeren Erkenntnisse über die Anforderungen an die Lastmanagementpotenziale gewonnen werden. Als erste grobe Orientierung hinsichtlich der Größenordnungen kann die Einspeisung der österreichischen Reservekraftwerke, die zur Klärung der Systemsituation am 8. und 9. Dezember 2011 benötigt wurden, dienen. Anhand des Zeitverlaufs der

Verlauf der Windenergieeinspeisung in Deutschland (pink) sowie der Einspeisung der Reservekraftwerke in Österreich (blau) am 8. und 9. Dezember 2011

Abbildung 6



Netzbericht zum Zustand im Winter 2011/2012, Bundesnetzagentur (Mai 2012)

Einspeisung (siehe Abbildung 6) ist eine abgerufene Energiemenge von circa 17 GWh und eine mittlere Leistung von circa 600 MW ablesbar. Die Spitze der Einspeisung lag bei 935 MW.

Um die Anforderungen, die Lasten erfüllen sollen, zu identifizieren, werden zum einen netzkritische Situationen analysiert, die in der Regel mit einem *Redispatch*-Bedarf einhergehen. Dem schließt sich die Analyse eines Regelenergieabrufes an, um den möglichen Beitrag eines Lastmanagements im Regelenergiemarkt zu bestimmen.

4.2 Analyse der relevanten netzkritischen Situationen in Süddeutschland

Der Zeitraum des Moratoriums im Vergleich

Aus Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber für die Bundesnetzagentur zeigt sich, dass die gleichzeitige Abschaltung von acht Kernkraftwerken und damit fünf GW Erzeugungsleistung im süddeutschen Raum und das längerfristige Fehlen von 8,5 GW Leistung die Übertragungsnetze in einer Reihe von Situationen an ihre Belastbarkeitsgrenze gebracht haben (Bundesnetzagentur Mai 2011). Zur Sicherung der Netzstabilität stehen den ÜNBs diverse Maßnahmen, wie *Redispatch*, *Countertrading* und sicherheitsbedingte regelzoneninterne Verkäufe (SIV) zur Verfügung. Es lässt sich für den Moratoriumszeitraum ein verstärkter Einsatz dieser Handlungsinstrumente im Vergleich zum

Vorjahreszeitraum beobachten. Tabelle 4 zeigt die innerhalb der Maßnahmen eingesetzte Energiemenge. Es wird deutlich, dass das eingesetzte Volumen [MWh] mehr als dem Doppelten des Vorjahreszeitraums entspricht (Bundesnetzagentur Mai 2011).

Das eingesetzte Volumen in MWh zur Sicherstellung der Netzstabilität lag im Zeitraum nach dem Moratorium (April/Mai 2011) bei circa 280 GWh pro Monat im Vergleich zu 120 GWh im Vorjahr (April/Mai 2010) und bei circa 55 GWh im Vergleich zur Sommerperiode im Vorjahr (April bis September 2010). Im Mittel über den gesamten Monat betrachtet bedeutet dies eine eingesetzte Leistung (*Redispatch*, *Countertrading*, SIV) von 380 MW im Frühjahr 2011 im Vergleich zu 160 MW im Frühjahr 2010 beziehungsweise 75 MW in der Sommerperiode 2010. Der tatsächliche Einsatz der Maßnahmen findet jedoch nur in einer begrenzten Anzahl an Stunden pro Monat statt, sodass die eingesetzten Leistungen deutlich höher liegen. Im Anhang sind einzelne Beispiele dargestellt, in denen bis zu fünf GW und ein Volumen von bis zu 80 GWh an einem Tag in den hier beschriebenen Maßnahmen eingesetzt wurden.

Die Entwicklung der gesamten Erzeugungsleistung in Deutschland führt im Übertragungsnetz zu einem höheren Bedarf an Übertragungskapazitäten vor allem in Nord-Süd-Richtung (insbesondere die Vollendung der Netzausbauprojekte Görries – Krümmel, Osterath – Weißenthurm und Remptendorf – Redwitz). Im Kontext des Moratoriums

Einsatz von *Redispatch*-, *Countertrading*- und SIV*-Maßnahmen

Tabelle 4

Netzbetreiber	Moratoriumszeitraum 15.03. bis 15.05.2011		Vorjahr – Frühjahr 01.04. bis 31.05.2010		Vorjahr – Sommer 01.04. bis 30.09.2010	
	Volumen in MWh	MWh / Monat	Volumen in MWh	MWh / Monat	Volumen in MWh	MWh / Monat
Amprion	0	0	0	0	14.011	2.335
Transnet-BW	0	0	0	0	0	0
50Hertz	414.845	207.422	205.763	102.882	276.184	46.031
TenneT	140.264	70.132	33.130	16.565	40.938	6.823
Gesamt	555.108	277.554	238.893	119.447	331.132	55.189

*SIV: sicherheitsbedingte regelzoneninterne Verkäufe

Moratoriumsbericht, Bundesnetzagentur (Mai 2011)

sind Verzögerungen bei Netzausbaumaßnahmen und auch bei Wartungsarbeiten zu beobachten. Viele Wartungsarbeiten können nur bei wenig oder unbelasteten Netzen durchgeführt werden, sodass die veränderte Netzbelastung zu Verzögerungen bei geplanten Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten im Übertragungsnetz führt. So wurden zum Beispiel an einem zentralen Nord-Süd-Knotenpunkt, Umspannwerk Großkrotzenburg nahe Frankfurt, wegen Unentbehrlichkeit der betroffenen Stromkreise Wartungsarbeiten ausgesetzt (Bundesnetzagentur Mai 2011).

Relevanz von Lastmanagement im süddeutschen Raum

Die Analysen der Bundesnetzagentur einer Reihe simulierter und tatsächlich eingetretener konkreter Situationen im Übertragungsnetz im Zeitraum 2011/12 zeigt die Bedeutung der Schaffung zusätzlicher Flexibilität der Last- und Erzeugungssteuerung im süddeutschen Raum (siehe dazu Details im Anhang): In bestimmten Situationen ist eine vollständige

Ausschöpfung der zur Verfügung stehenden Maßnahmen (wie *Redispatch*, *Countertrading* und SIV) zu beobachten. Damit sind die vollständige Beseitigung aller auftretenden Leitungsüberlastungen und die Garantie von (n-1)-Sicherheit zu jedem Zeitpunkt in kritischen Situationen nicht zu gewährleisten. Es wird zusätzliche Reserveleistung im süddeutschen Raum sowie zusätzlicher Netzausbau als Notwendigkeit angesehen.

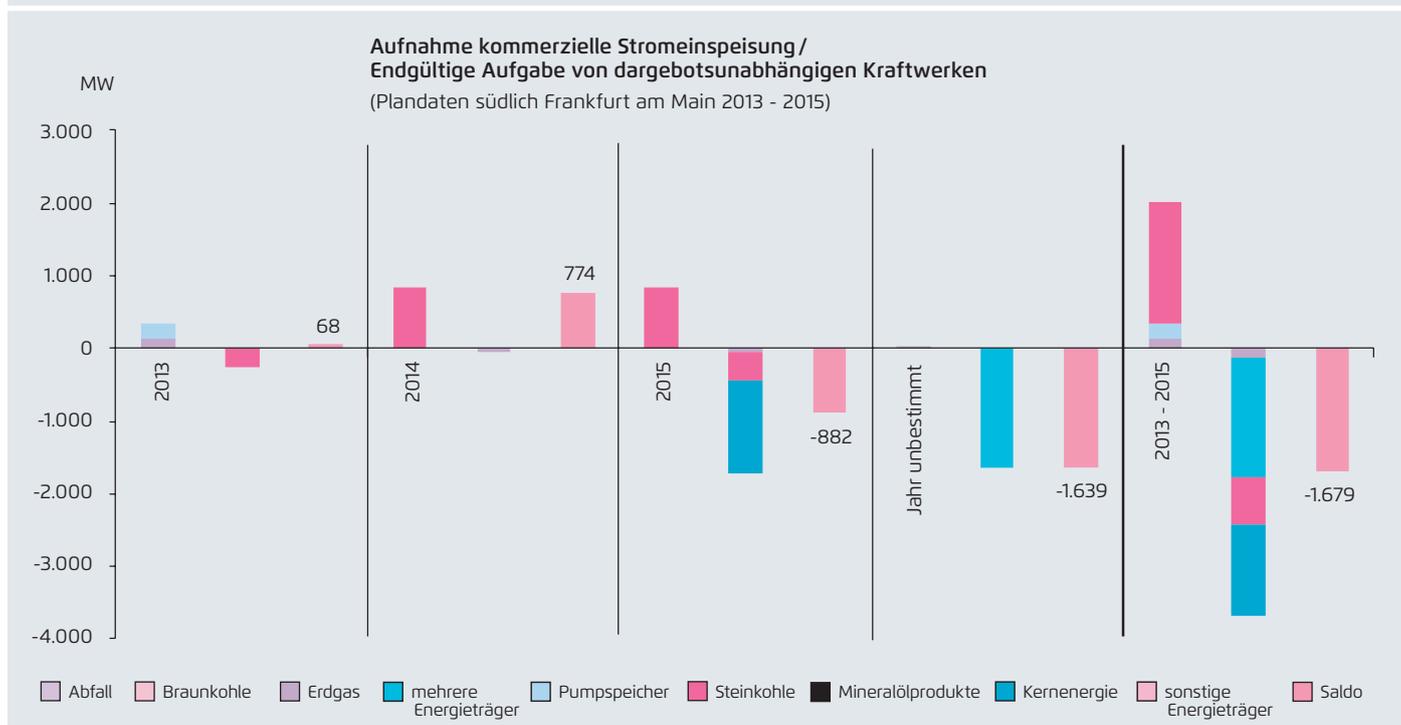
4.3 Entwicklung der Erzeugungsleistung im süddeutschen Raum

Entwicklung der Erzeugungskapazitäten

Derzeit ist im deutschen Netz eine Gesamterzeugungsleistung von circa 172 GW mit einem Anteil Erneuerbarer Energien von circa 71 GW angeschlossen. Davon sind 2,7 GW der gesamten Erzeugungsleistung der Kaltreserve zuzuschreiben, allerdings größtenteils mit Standorten nördlich von

Voraussichtliche Entwicklung gesicherter Kraftwerkskapazitäten im Zeitraum 2013 bis 2015 Frankfurt am Main und südlicher

Abbildung 7



Monitoringbericht 2012, Bundesnetzagentur (Februar 2013)

Frankfurt am Main. Somit ist kein Beitrag zur Minderung der angespannten Lage im süddeutschen Raum zu erwarten. Laut Bundesnetzagentur ist derzeit die Frage schwer zu beantworten, ob im deutschen Regelblock in der bestehenden Netzstruktur bei entsprechenden Markt-, Netz- und Wetersituationen ausreichend Erzeugungskapazität vorhanden ist. Beispielsweise zeigte sich am 13. Februar 2012 in Deutschland erzeugungsseitig eine maximale Unterdeckung von 6,2 GW, die durch Regelenergiereserven in Höhe von 3,8 GW nicht ausgeglichen werden konnte. Eine Kontrahierung von Erzeugungsleistung im angrenzenden Ausland wurde dadurch notwendig. Laut Bundesnetzagentur kann derzeit nicht beantwortet werden, ob die Unterdeckung grundsätzlich durch den deutschen Regelblock hätte gedeckt werden können. Es wird jedoch geschlussfolgert, dass die derzeitige Erzeugungskapazität im besten Fall „knapp ausreichend“ sei und deshalb die Sicherung und nach Möglichkeit ein Ausbau der bisherigen Kapazitäten sinnvoll wären. Hier wird bis 2015 mit einer leichten Überdeckung und bis 2020 mit einer Unterdeckung der Leistungsbilanz gerechnet.

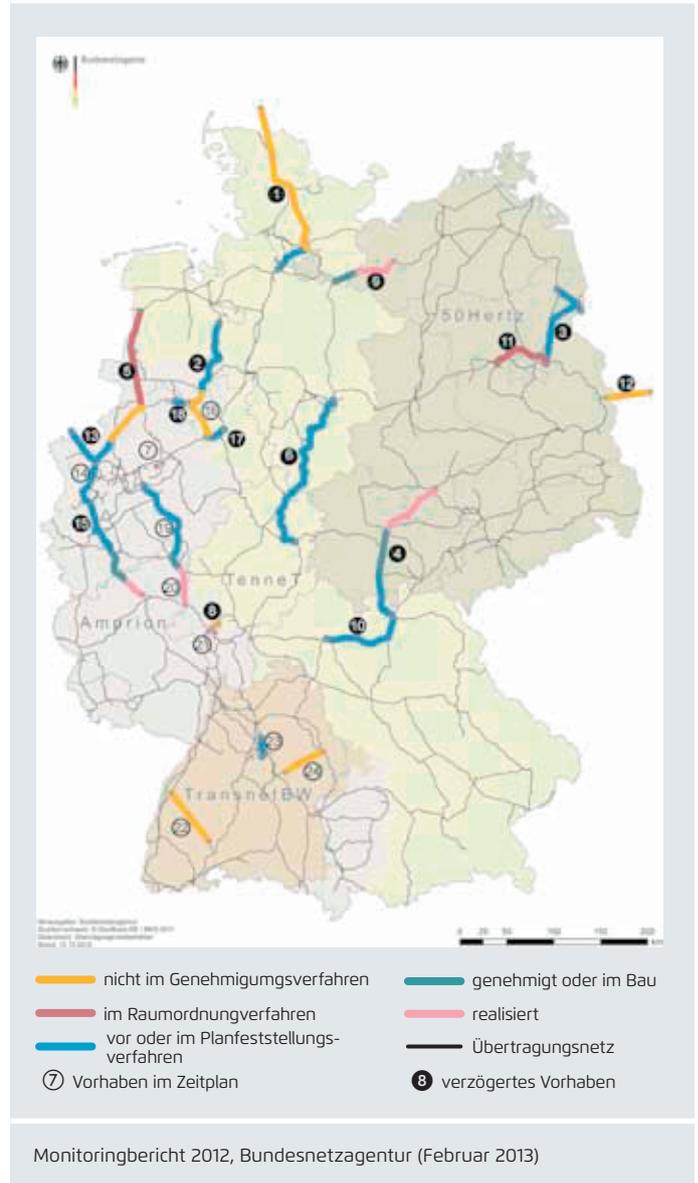
Besonders die Entwicklung von Kraftwerkskapazitäten (Zu- und Rückbau) in Süddeutschland ist für die Systemstabilität im Übertragungsnetz von Bedeutung (Bundesnetzagentur 2013). Während bundesweit nach den Plandaten bis 2015 ein Zuwachs an gesicherter Erzeugungsleistung von ungefähr 5,5 GW als Saldo zwischen Zu- und Rückbau erwartet wird, sinkt die gesicherte Erzeugungsleistung nach aktuellen Einschätzungen im süddeutschen Raum saldiert bis 2015 um circa 1,7 GW unter anderem aufgrund fehlender Wirtschaftlichkeit der Anlagen (Abbildung 7). In der geplanten Reservekraftwerksverordnung ist vorgesehen, einen zusätzlichen Ausbau gegebenenfalls auch durch den Netzbetreiber sicherstellen zu lassen.

Entwicklung der Netzsituationen

Ein Großteil der bundesweit geplanten vordringlichen Netzausbauprojekte ist verzögert (Abbildung 8). Die sogenannte Thüringer Strombrücke bildet die 380-kV-Verbindung des 50Hertz-Netzes mit dem TenneT-Netz von Halle bis nach Schweinfurt. Das Fehlen dieser leistungsfähigen Transport-

Stand der vordringlichen Stromtrassen gemäß EnLAG

Abbildung 8



verbindung führt zu einer deutlich vergrößerten Belastung der sonstigen Teile des Übertragungsnetzes. Zur kurativen Bearbeitung dieses Engpasses wird ein erheblicher Teil des vorhandenen *Redispatch*-Potenzials gebunden. Eine Freisetzung dieser Kapazitäten würde die Situation im gesamten süddeutschen Raum deutlich entspannen. Daher werden die zuständigen ÜNBs und die zuständigen Landesplanungsbehörden von der Bundesnetzagentur aufgefordert, die erforderlichen Planungsverfahren so schnell wie möglich einzuleiten beziehungsweise abzuschließen.

4.4 Analyse der Abrufe von Sekundärregelleistung

Neben einem Beitrag von Lastmanagement zum *Redispatch* bietet sich auch die Bereitstellung von Regelleistung an. Daher wird nachfolgend der Abruf an Sekundärregelleistung detaillierter analysiert, um die Passfähigkeit von Lasten zur Bereitstellung dieser Systemdienstleistung näher zu bestimmen. Die Sekundärregelleistung gleicht Differenzen zwischen Stromangebot und Stromnachfrage auf Zeitskalen bis 15 Minuten aus. Der Bedarf an Regelleistung im sogenannten Netzregelverbund wird in Deutschland in einem Bieterverfahren durch die Übertragungsnetzbetreiber gedeckt. Regelleistung wird notwendig, wenn es durch Prognosefehler bei der Stromnachfrage beziehungsweise bei der Einspeisung Erneuerbarer Energien oder zum Beispiel durch Kraftwerksausfälle zu Abweichungen zwischen Angebot und Nachfrage kommt.

Regelleistung umfasst sowohl positive als auch negative Leistung. In Deutschland beträgt das zeitliche Maximum der Regelleistungsabrufe circa plus/minus zwei GW. Lastmanagementpotenziale sind grundsätzlich geeignet, zur Sekundärregelleistung beizutragen. Aus diesem Grund schließt sich eine Analyse der zeitlichen Verläufe der Sekundärregelleistungsabrufe des Jahres 2012 mit dem Ziel an,

- den Bedarf von Regelleistung im zeitlichen Zusammenhang
- und typische Tagesprofile der Regelleistungsabrufe zu ermitteln.

Die Bedarfsprofile werden mit der in dieser Studie ermittelten zeitlichen Verfügbarkeit von Lastverlagerungspotenzialen verglichen (siehe dazu Kapitel 5.3).

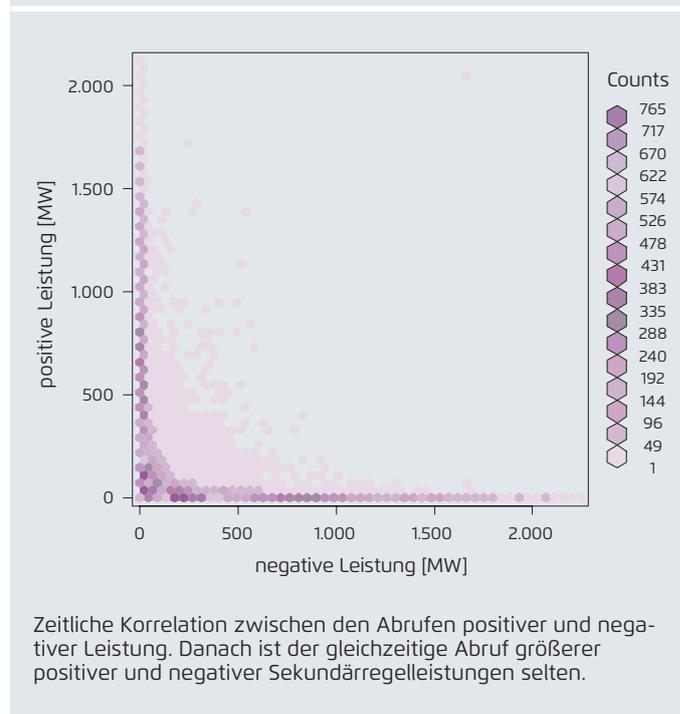
Die Analyse erfolgt auf Basis von Tageszeitreihen mit einer viertelstündlichen Auflösung für positive und negative Regelleistung. Die Analyse der zeitlichen Korrelation zwischen Abrufen positiver und negativer Regelleistung ergibt eine geringe Wahrscheinlichkeit gleichzeitiger Abrufe größerer positiver und negativer Sekundärregelleistung. Trägt man die positiv (Y-Achse) und negativ (X-Achse) abgerufenen

Sekundärregelleistungen jeder Viertelstunde in einem Diagramm auf (sogenannter *Scatter Plot*), zeigt sich die Häufigkeit eines gleichzeitigen Aufrufs von positiver und negativer Sekundärregelleistung. Im *Scatter Plot* in Abbildung 9 wird dies durch die hohe Verteilungsdichte der Punktpaare (positive Leistung / negative Leistung) entlang der jeweiligen Achsenränder deutlich. Der gleichzeitige Abruf (die Genauigkeit der Analyse liegt allerdings bei einer viertelstündlichen Auflösung) von Leistungen über 500 MW kommt praktisch nicht vor. Die Notwendigkeit gleichzeitiger Abrufe kann aus Restriktionen, die mit dem Netzbetrieb verbunden sind (zum Beispiel *Redispatch*), resultieren.

Die Tageszeitreihen der Regelleistungsabrufe zeigen sowohl bei positiver als auch bei negativer Leistung in ihrem Gesamtverlauf über den Tag eine hohe Heterogenität (siehe dazu Abbildungen im Anhang 12.2). Eine gemeinsame Charakteristik aller Zeitreihen (positiv wie negativ) liegt in den Peaks der Leistungsabrufe vor und nach der vollen Stunde

Scatter Plot der Abrufe positiver und negativer Sekundärregelleistung im Jahr 2012 im deutschen Netzregelverbund

Abbildung 9



Darstellung Fraunhofer ISI

besonders in den Morgenstunden zwischen 6 und 8 Uhr und in den Nachmittags- und Abendstunden zwischen 16 und 24 Uhr (morgens positiv vor der vollen Stunde, negativ nach der vollen Stunde; abends vice versa). Dieses Phänomen ist teilweise dem Marktdesign und der Praxis der Gestaltung gehandelter Produkte in Blöcken von ganzen Stunden an den Energiemärkten zuzuschreiben.

Für die Analyse des Beitrags von Lastmanagementpotenzialen zur Reserve wird deshalb hier auf das zeitliche Profil der Leistungsniveaus fokussiert. Dabei lassen sich vier unterschiedliche Tagesgänge (positiv wie negativ) über das zeitliche Verhalten in drei Tagesbereichen – morgens, mittags und abends/nachts – differenzieren, die in dieser Form typischerweise auftreten. Die folgende Tabelle stellt die Varianten eins bis vier jeweils für positive und negative Sekundärregelleistung zusammen und verknüpft sie mit der Häufigkeit des Vorkommens. Die erste Variante beschreibt einen typischen Verlauf eines Tages mit niedrigem Sekundärregelleistungsabruf über den gesamten Tag. Diese Variante tritt an circa 50 Prozent der Tage im Jahr auf. Im

Gegensatz dazu beschreibt die vierte Variante einen Tag, der durch einen hohen Sekundärregelleistungsabruf gekennzeichnet ist. Diese Variante tritt an circa zehn Prozent der Tage im Jahr auf.

Eine Betrachtung des Viertelstundenmaximums im Tagesverlauf zeigt, dass zu allen Tageszeiten grundsätzlich ein Regelleistungsbedarf nahe dem gehandelten Maximum auftreten kann. Die Häufigkeit des Vorkommens hängt allerdings, wie oben geschildert, stark von der Tageszeit ab.

4.5 Fazit zu Anwendungsfällen für ein Lastmanagement

Als Fazit aus den vorhergehenden Analysen lassen sich folgende Punkte zusammenfassen:

- Es besteht ein Mangel an Flexibilität hinsichtlich der Last- und Erzeugungssteuerung im süddeutschen Raum.
- Zu allen Tageszeiten kann ein hoher Bedarf an Sekundärregelleistung entstehen.
- Der gleichzeitige Abruf von positiver und negativer Sekundärregelleistung ist selten.
- Häufig herrscht ein geringer Bedarf an Sekundärregelleistung (positiv wie negativ) (50 Prozent der Tage).
- Der Bedarf an hoher Sekundärregelleistung ist auf wenige Tage beschränkt (zehn Prozent der Tage im Jahr).
- Zusätzlicher Netzausbau vor allem in Nord-Süd-Richtung setzt Kapazitäten für Maßnahmen zur Systemstabilisierung frei und wirkt hinsichtlich der Problematik entschärfend. Die Zeitdauer für die Realisierung ist jedoch unsicher.
- Zusätzliche Erzeugungskapazität in Süddeutschland entschärft die Situation ebenfalls. Die Zeitdauer für die Realisierung ist ebenfalls unsicher. Erste Schritte sind mit der Reservekraftwerksverordnung eingeleitet.

Die zentrale Schlussfolgerung ist daher, dass der Bedarf für ein Lastmanagement und die Passfähigkeit der zeitlichen Verfügbarkeit für Regelleistung beziehungsweise *Redispatch* grundsätzlich gegeben ist. Aus diesem Grund wird erwartet, dass mithilfe des Lastmanagements ein Beitrag zur Systemstabilität geleistet werden kann.

Übersicht zu den vier grundlegenden Tagesgängen Sekundärregelleistungsabrufe für jeweils positive und negative Leistung Tabelle 5

Kurve/ Zeitphase	Vormittags	Mittags	Abends/ Nachts	Häufigkeit im Jahr (ca.)
positiv 1 (schwarz)	niedrig	niedrig	niedrig	50 %
positiv 2 (grün)	niedrig	hoch	niedrig	15 %
positiv 3 (blau)	höher	niedrig	höher	25 %
positiv 4 (rot)	hoch	hoch	hoch	10 %
negativ 1 (rot)	niedrig	niedrig	niedrig	50 %
negativ 2 (grün)	niedrig	hoch	höher	20 %
negativ 3 (blau)	hoch	niedrig	höher	20 %
negativ 4 (schwarz)	hoch	hoch	hoch	10 %

Darstellung Fraunhofer ISI

5. Ergebnisse der Unternehmensbefragungen (ISI)

5.1 Vorgehensweise und Methodik

Ziel der Unternehmensbefragung ist es, die Abschätzung der Potenziale für die Verschiebung elektrischer Lasten und die Voraussetzungen und notwendigen Anreize, diese zu aktivieren, auf empirisch ermittelte Grundlagen und Daten zu stützen. Dies wurde durch eine Methodenkombination von Breiten- und Tiefenerhebung realisiert. Zur Breiterehebung wurde der speziell für die Erhebungsziele entwickelte Fragebogen online gestellt. Mehr als 3.000 Unternehmen in Baden-Württemberg und Bayern wurden angeschrieben beziehungsweise per E-Mail auf den Fragebogen hingewiesen und gebeten, diesen auszufüllen. Insgesamt haben 297 Unternehmen auf die Onlinebefragung geantwortet, sodass sich eine Rücklaufquote von vermutlich etwa zehn Prozent der angeschriebenen Unternehmen ergeben hat. Das Antwortverhalten zeigt, dass die Unternehmen neue Herausforderungen der Energiewende wahrnehmen und sich diesen stellen wollen.

Erhebungsbasis des Fragebogens waren einzelne Produktionsstandorte der Unternehmen. Jedes Unternehmen konnte mehrere Fragebögen ausfüllen, wenn es über mehrere Produktionsstandorte verfügte.

Ergänzend zur Onlinebefragung wurden Interviews mit zehn Unternehmen vereinbart und durchgeführt. Sie dienen dazu, die Ergebnisse der Onlinebefragung zu vertiefen, Hintergrundinformationen zu erhalten und Motivationsmuster bestimmter Haltungen zu erkennen.

Die Ansprache von Unternehmen ist durch die für Energiefragen zuständigen Referenten der Industrie- und Handelskammern in Karlsruhe und München unterstützt worden. Sie haben ausgewählte Mitgliedsunternehmen auf die laufende Befragung hingewiesen und empfohlen, daran teilzunehmen. Die übrigen Firmenadressen und Ansprechpartner wurden aus den Kontaktnetzwerken von ISI, FfE und der Hoppenstedt Firmendatenbank gewonnen.

5.2 Kenngrößen zur Bewertung des Lastmanagementpotenzials

Bei der Ermittlung von Potenzialen zur Verschiebung elektrischer Lasten in Betrieben kommt es neben der Höhe in kW auf weitere technische Parameter an. Darunter:

- die Dauer, über die Lasten ab- oder zugeschaltet werden können;
- die Tageszeit, in der die Lastschaltung zur Verfügung steht;
- die Häufigkeit im Jahresgang, in der die Lastschaltung aktiviert werden darf, ohne die Wertschöpfung signifikant zu stören;
- die benötigte Zeitspanne zwischen der Ankündigung und der Auslösung einer netzseitig angeforderten Lastschaltung (Vorankündigungszeit) und
- die Geschwindigkeit der Laständerung.

Bei der Aggregation der auf Ebene der Produktionsstätten ermittelten Einzelpotenziale sind diese weiteren technischen Parameter zu berücksichtigen. So dürfen Lasten, die nur in den Nachstunden zur Verfügung stehen, nicht eingerechnet werden, wenn die Netzlasten tagsüber abgesenkt werden sollen. Dies trifft beispielsweise für die Zementindustrie zu, die ihre stromintensiven Zementklinkermöhlen in der Regel nachts betreibt, um Stromkosten einzusparen.

An dieser Stelle sei nochmals auf die Potenzialdefinition vom Anfang des Berichts verwiesen. Das Potenzial lässt sich in das technische, wirtschaftliche und realisierbare Potenzial unterscheiden. Neben technischen und wirtschaftlichen Restriktionen, die das Potenzial einschränken, ergeben sich weitere Restriktionen, die das Potenzial weiter reduzieren. Dies können zum Beispiel Informationsdefizite, Personalengpässe, finanzielle Restriktionen oder andere Hemmnisse sein. Letztendlich definiert dieses realisierbare Potenzial den möglichen Einfluss, den ein Lastmanagement auf den Systembetrieb und die Systembelastung haben kann.

Aus dem Gesagten ergibt sich, dass zur Abschätzung der tatsächlich erreichbaren Auswirkung des betrieblichen Lastmanagements auf die Systembelastung beziehungsweise Versorgungssicherheit neben technischen Parametern auch ökonomische Parameter, notwendige finanzielle Anreize und andere Umsetzungstreiber sowie die Umsetzungshemmnisse erhoben werden müssen. Sie sind Bestandteil des entwickelten Fragebogens, der wie folgt gegliedert ist:

- A Angaben zum Unternehmen
- B Angaben zur Struktur des Stromverbrauchs
- C Fragen zum Lastmanagement
- D Fragen zum technischen Potenzial
- E Fragen zum wirtschaftlichen Potenzial und zu finanziellen Anreizen
- F Treiber und Hemmnisse für das Lastmanagement
- G Fragen zur Sicherheit der Stromversorgung im Unternehmen
- H Angaben zur Person (freiwillig)

Die Angaben zum Unternehmen und zur Struktur des Stromverbrauchs erlauben die Gewinnung von branchenspezifischen Kenndaten, die genutzt werden, um aus der Stichprobe der vorliegenden Fragebögen auf die Grundgesamtheit der Unternehmen in Baden-Württemberg und Bayern hochzurechnen. Der Teil C lässt erkennen, wie weit die Werke mit dem Lastmanagement bereits vertraut sind und wie weit technische Einrichtungen und Schaltungen vorhanden sind, die genutzt werden können. Teil G lässt erkennen, wie die Auswirkungen der Energiewende auf die Versorgungssicherheit eingeschätzt werden. Je kritischer die zukünftige Lage beurteilt wird, desto größer wird die Bereitschaft sein, durch betriebliches Lastmanagement Vor-sorge zu treffen.

Die Auswertung der Onlinefragebögen und Unternehmensinterviews erfolgte anonymisiert, sodass Rückschlüsse auf die Angaben einzelner Unternehmen nicht möglich sind.

5.3 Auswertung der Onlinebefragung

Insgesamt liegen 297 Fragebögen vor. Durch Konsistenzchecks wurden offensichtlich irrtümliche Antworten zu einzelnen Fragen identifiziert und bei der Auswertung nicht berücksichtigt. Auch sind die Fragebögen oft nicht vollständig ausgefüllt worden und einzelne Fragen blieben unbeantwortet. Die Zahl der auswertbaren Antworten der einzelnen Fragen wird im Folgenden durch die Fallzahl „N = ...“ angegeben. N ist die Anzahl der auswertbaren Produktionsstandorte.

Angaben zum Unternehmen

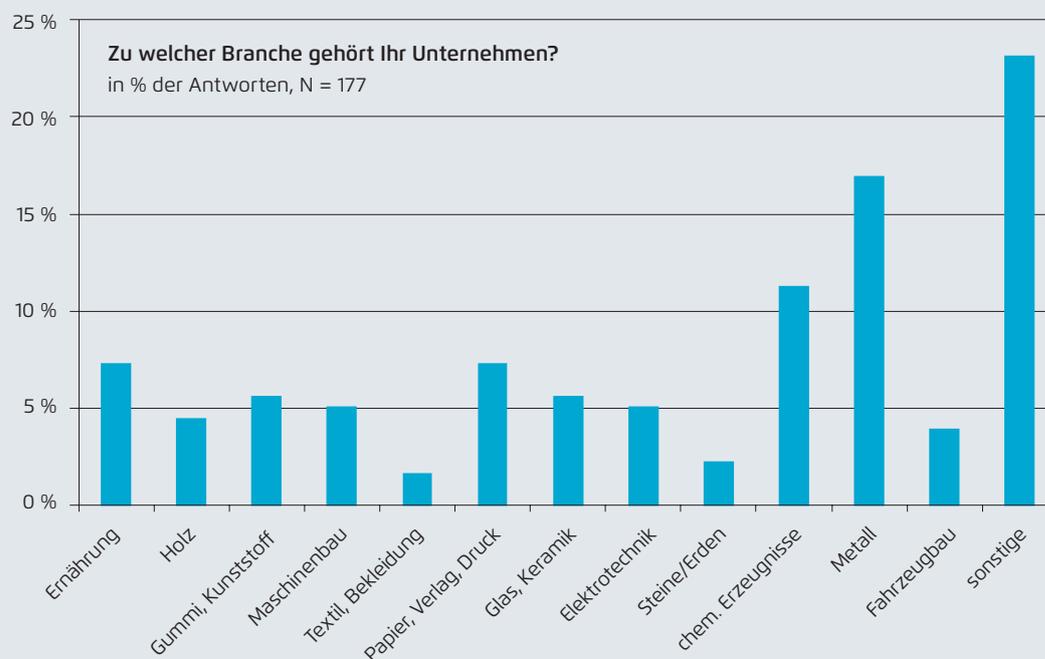
Die wichtigsten vertretenen Einzelbranchen sind die Metallverarbeitung, die chemische Industrie, die Papierindustrie, das Ernährungsgewerbe und die Kunststoffverarbeitung (Abbildung 10). Das entspricht der Industriestruktur im Erhebungsgebiet Süddeutschland. Etwa die Hälfte der antwortenden Betriebe hat mehr als einen Produktionsstandort. Gut drei Viertel der Unternehmen liegen mit dem Umsatz zwischen 100 Millionen Euro und 10 Milliarden Euro (Abbildung 11).

Für 68 Prozent der antwortenden Produktionsstandorte liegen die Stromkosten unter fünf Prozent, für 14 Prozent zwischen sechs und zehn Prozent und für 18 Prozent über zehn Prozent des Umsatzes (Abbildung 12). Das arithmetische Mittel aller Antworten ergibt als Stromkostenanteil sechs Prozent des Umsatzes. Das zeigt, dass vorwiegend Standorte mit stromintensiven Produktionen an der Befragung beteiligt waren. 40 Prozent der Befragten geben an, die Stromkosten seien wichtiger oder viel wichtiger im Vergleich zu anderen Betriebskosten. Dies deutet auf ein strategisches Antwortverhalten hin, denn tatsächlich belasten die Personal- oder gar die Materialkosten mit 20 Prozent beziehungsweise 40 Prozent die Produktion um ein Vielfaches stärker.

20 Prozent der Standorte produzieren im Einschichtbetrieb, 21 Prozent in zwei Schichten und 59 Prozent in drei Schichten. 54 Prozent arbeiten immer oder häufig auch am Wochenende, 46 Prozent selten oder nie. 16 Prozent der Stand-

Anteil einzelner Industriesektoren an den Antworten

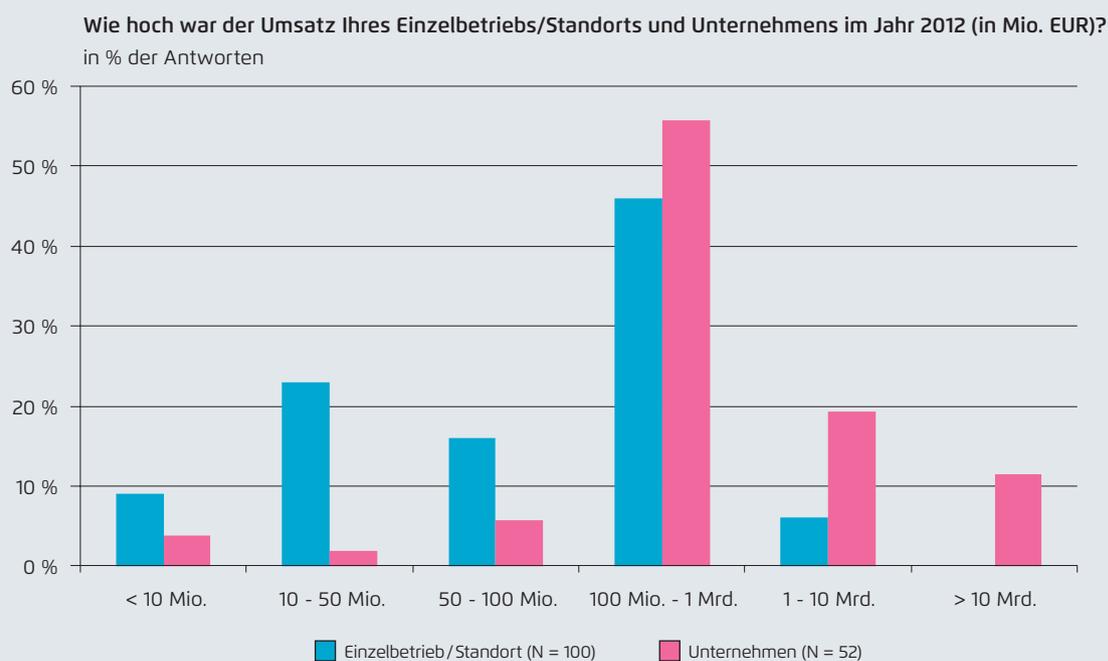
Abbildung 10



Darstellung Fraunhofer ISI

Umsatz der beteiligten Unternehmen

Abbildung 11

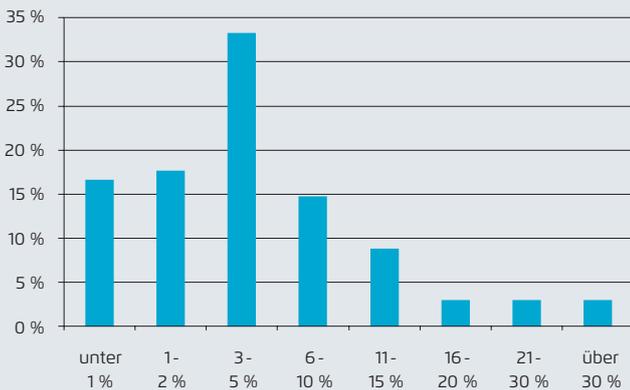


Darstellung Fraunhofer ISI

Anteil der Stromkosten am Umsatz Abbildung 12

Wie hoch war der Anteil der Stromkosten am Umsatz für Ihren Einzelbetrieb/Standort im letzten Jahr?

in % der Antworten, N = 102



Darstellung Fraunhofer ISI

orte produzieren an bis zu 3.000 Stunden, 42 Prozent an bis zu 6.000 Stunden und 41 Prozent an über 6.000 Stunden pro Jahr.

Stromverbrauch

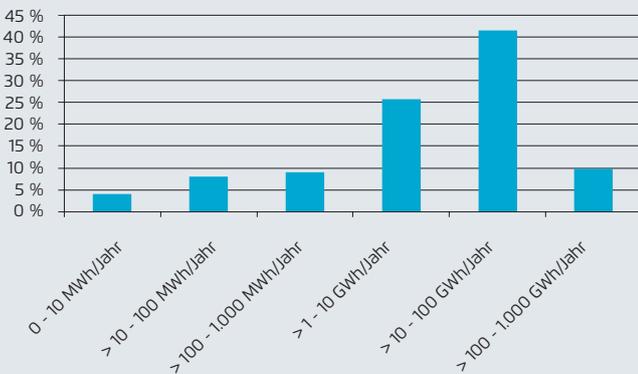
Bei zwei Dritteln der Standorte liegt der jährliche Stromverbrauch zwischen 1 und 100 GWh (Abbildung 13). Über 40 Prozent der Standorte weisen einen Stromverbrauch von mehr als 10 GWh bis zu 100 GWh auf. Der Anteil an Unternehmen mit einem noch höheren Stromverbrauch (über 100 GWh) lag bei circa zehn Prozent.

Der mit Abstand größte Stromverbrauch entfällt auf die Produktion, gefolgt von der Druckluftherzeugung, von Raumklimatisierung und -belüftung, Prozesskälte, Prozesswärme und Beleuchtung (Abbildung 14). Bei 53 Prozent der Standorte liegt der elektrische Leistungsbedarf zwischen ein und zehn MW, bei 35 Prozent unter einem MW und bei 12 Prozent über zehn MW (Abbildung 15).

Jährlicher Stromverbrauch der Standorte Abbildung 13

Wie hoch war für Ihren Einzelbetrieb/Standort der Stromverbrauch in 2012?

in % der Antworten, N = 101



Darstellung Fraunhofer ISI

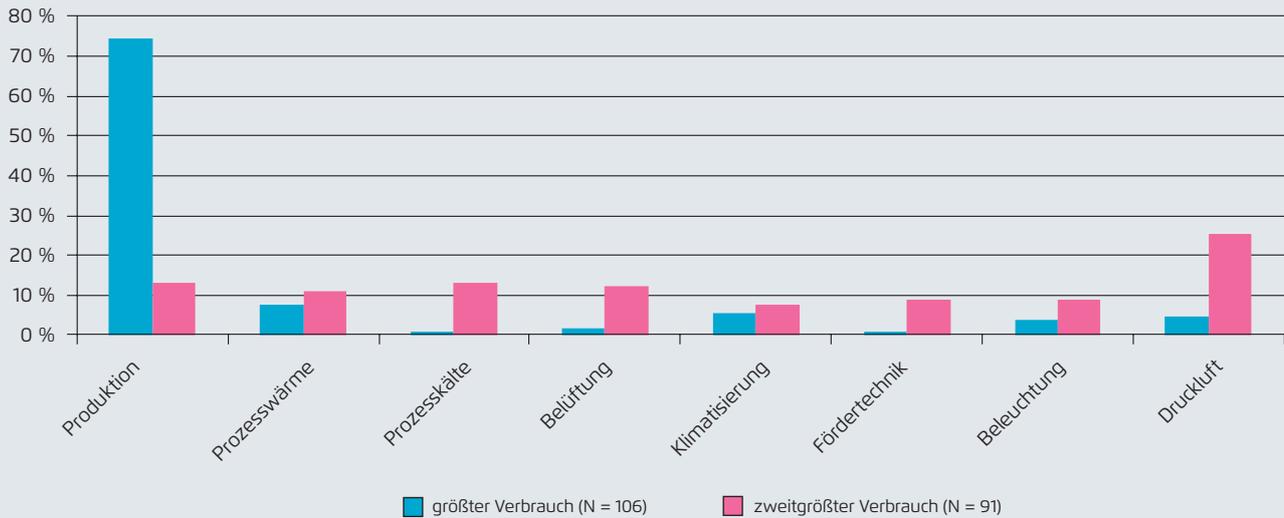
Erfahrungen mit Lastmanagement

Knapp die Hälfte der Standorte nutzt heute schon Lastmanagement zur Vermeidung von Lastspitzen. Hier liegt die Motivation in der Senkung der leistungsabhängigen Kostenkomponenten. Einige dieser Unternehmen nutzen ein Lastmanagement zusätzlich auch für eine optimierte Beschaffung, wobei dies nur einen kleineren Anteil der Unternehmen ausmacht. Immerhin 26 Prozent haben sich mit dem Thema Lastmanagement noch nicht beschäftigt (Abbildung 16). Wenig verbreitet sind auch Erfahrungen mit dem netzgesteuerten Lastmanagement. Vier Standorte beteiligen sich am Regelleistungsmarkt und zwei Standorte haben eine bilaterale Vereinbarung zur Lastschaltung mit dem Netzbetreiber abgeschlossen. Bereits in der Vergangenheit konnten Netzbetreiber mit Stromkunden bilaterale Vereinbarungen treffen, dass sie im Falle eines Frequenzeinbruchs im Netz automatisch einen Lastabwurf durchführen, um das Netz zu stabilisieren. Diese bilateralen Vereinbarungen werden jetzt durch die Verordnung zu abschaltbaren Lasten zum Teil ersetzt. In der Verordnung zu abschaltbaren Lasten werden

Anteil der Verbrauchseinrichtungen am Gesamtstrombedarf

Abbildung 14

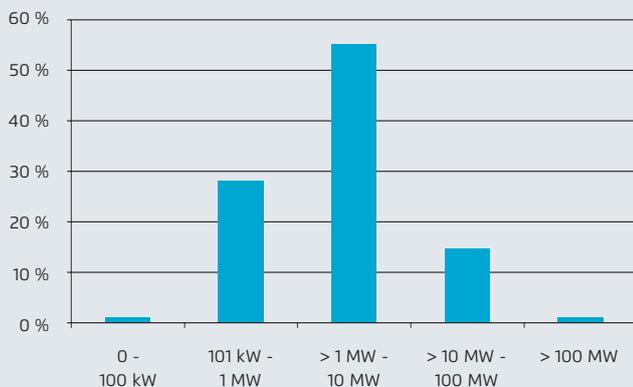
Welche Anwendungen sind die größten Stromverbraucher?
in % der Antworten



Darstellung Fraunhofer ISI

Elektrischer Leistungsbedarf der Standorte Abbildung 15

Wie hoch ist bei normaler Auslastung in/an
Ihrem Einzelbetrieb/Standort Ihre Last?
in % der Antworten, N = 89



Darstellung Fraunhofer ISI

jetzt auch die Vergütung und die Beschaffung durch den Gesetzgeber geregelt.

Die neu eingeführte Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) für eine Anschlussspannung von 110 kV und mehr ist circa 30 Prozent der Unternehmen bekannt, wobei nur ein sehr kleiner Anteil davon, nämlich vier Unternehmen, gesagt hat, dass sie eine Teilnahme planen (siehe Abbildung 17). Ein Großteil der Unternehmen kennt diese Verordnung nicht. Für eine Teilnahme infrage kommen allerdings nur Unternehmen mit einem sehr hohen Leistungsbedarf von 50 MW. Bei einer Poolung von mehreren Unternehmen, die im Rahmen der Verordnung erlaubt ist, können gegebenenfalls auch Unternehmen mit einer Leistung von circa zehn MW teilnehmen. Von den Unternehmen, die eine mittlere Last von mindestens zehn MW in der Onlinebefragung angegeben haben, kannte knapp die Hälfte der Befragten die Abschaltverordnung nicht.

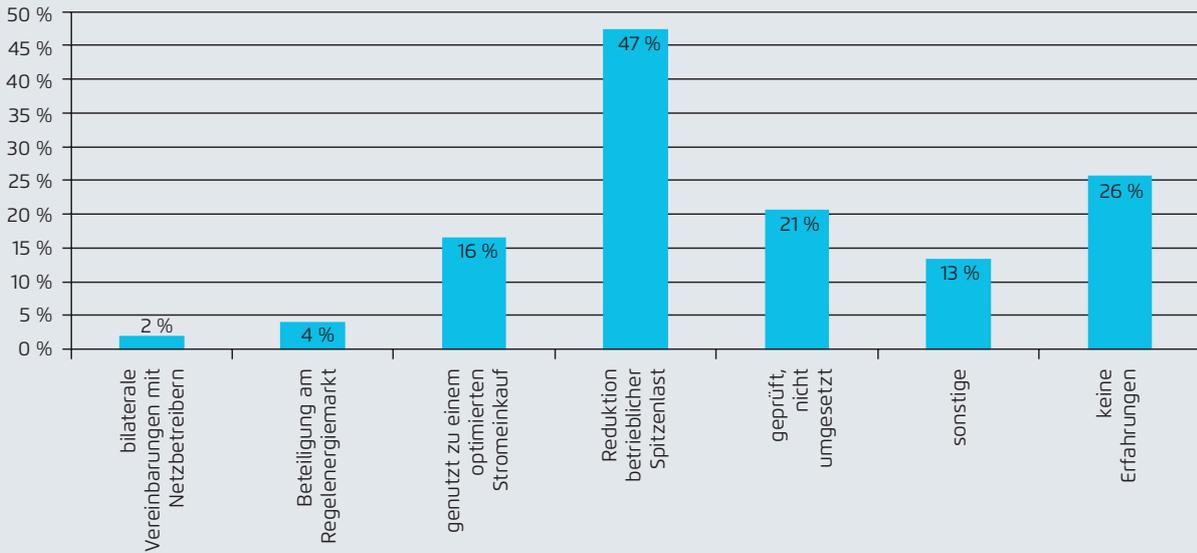
Für 33 Standorte liegen Angaben zum heute bereits praktizierten Lastmanagement vor. Davon verringern 19 Stand-

Erfahrungen der Unternehmen mit dem Lastmanagement

Abbildung 16

Bitte geben Sie an, über welche Erfahrungen Ihr Einzelbetrieb / Standort mit dem Thema Lastmanagement verfügt?
in % der Antworten, N = 97

N.B.: Summe der Prozentsätze > 100% weil mehrere Antworten möglich waren



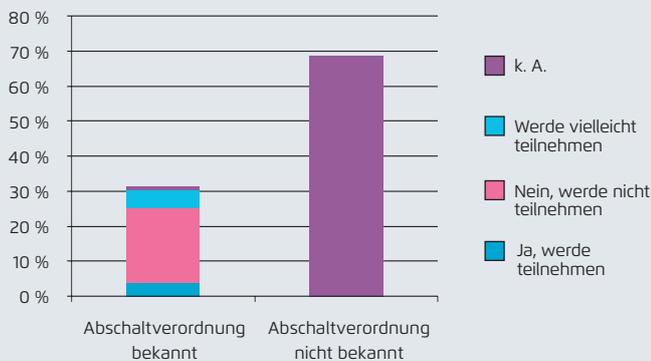
Darstellung Fraunhofer ISI

Kenntnis und Teilnahme an der Verordnung zu abschaltbaren Lasten

Abbildung 17

1) Kennen Sie die Abschaltverordnung?
2) Planen Sie, daran teilzunehmen?

in % der Antworten, N = 99



Darstellung Fraunhofer ISI

orte ihre elektrische Leistung durch solche Maßnahmen um mehr als zehn Prozent (Abbildung 18). Die antwortenden Unternehmen haben in Summe einen mittleren Leistungsbedarf von circa 630 MW angegeben. Davon haben sie in Summe bereits bis zu 146 MW an Last beziehungsweise über 20 Prozent ihrer mittleren Last vor allem im Rahmen eines betrieblichen Lastmanagements eingesetzt.

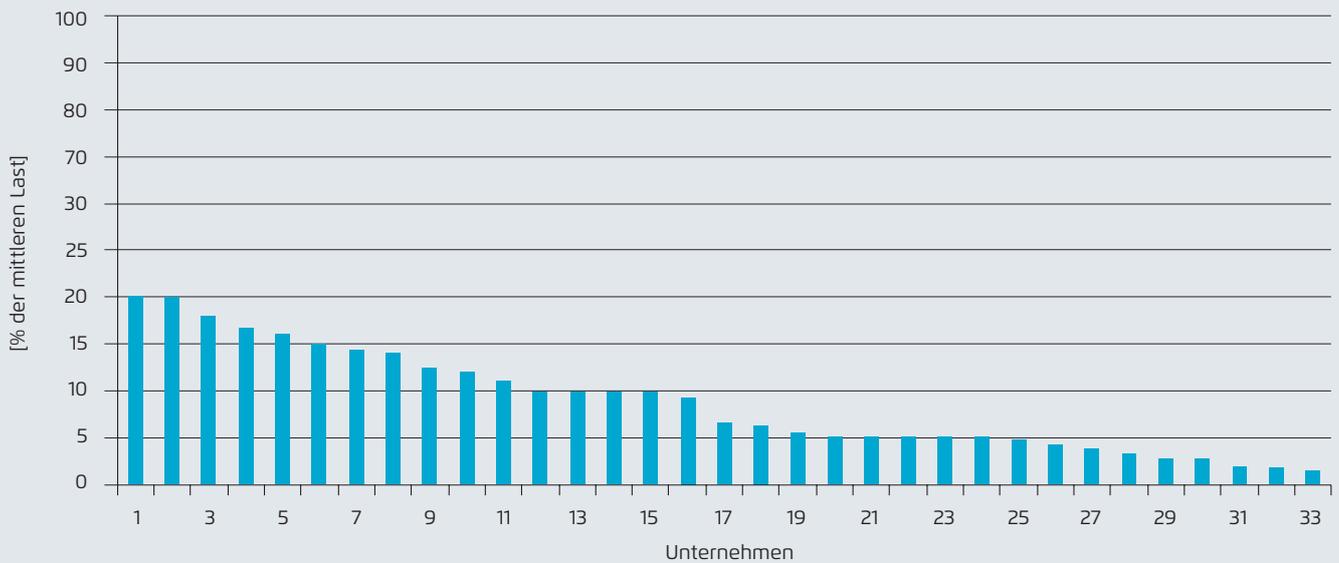
Etwas mehr als die Hälfte der Unternehmensstandorte, die geantwortet haben, verfügen über eine automatische Kontrolle zur Steuerung der Lasten. Steuerungseingriffe durch den Netzbetreiber, wie sie etwa bei der Verordnung zu abschaltbaren Lasten vorgesehen sind, werden durch die Befragten sehr kritisch gesehen. Nur elf Prozent der Befragten, die bereits über eine automatisierte Steuerung von Lasten verfügen und drei Prozent der Befragten, die eine solche automatische Steuerung bisher nicht einsetzen, können sich externe Steuerungseingriffe vorstellen. Bei einer Beteiligung von Lasten am Regulenergiemarkt, wie sie etwa über

Gegenwärtig praktiziertes Lastmanagement

Abbildung 18

Welchen Anteil an der Normalauslastung setzen Sie an Ihrem Standort bisher schon zum Lastmanagement ein?

in % der Normalauslastung, N = 33



Darstellung Fraunhofer ISI

Dienstleister angeboten wird, verbleibt daher in der Regel das Letztentscheidungsrecht über die Abschaltung bei den beteiligten Unternehmen.

Befragungsergebnisse zu Lastmanagementpotenzialen

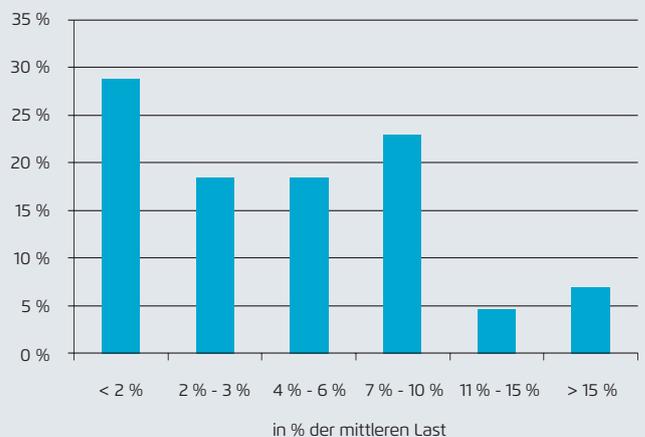
Nur sechs Standorte, das sind acht Prozent des auswertbaren Samples, geben an, dass das technische Potenzial für eine netzseitig angeforderte Lastreduktion größer als 15 Prozent ist (Abbildung 19). 29 Prozent (25 Standorte) schätzen das Potenzial für ein Lastmanagement auf weniger als zwei Prozent der Last bei normaler Auslastung ein. Im Mittel aller 87 Standorte der auswertbaren Stichprobe ergibt sich ein Lastmanagementpotenzial von 5,5 Prozent. In den geführten Interviews konnte dieses bereits marginale Potenzial jedoch nicht bestätigt werden. Das Ergebnis der Breitenbefragung offenbart vielmehr eine noch unzureichende Beschäftigung mit den Möglichkeiten des betrieblichen Lastmanagements.

Technisches Lastmanagementpotenzial für Lastabschaltung

Abbildung 19

Wie hoch schätzen Sie das maximale technische Lastmanagementpotenzial, das sich an Ihrem Standort DURCH ABSCHALTUNG bei normaler Auslastung abregeln lässt?

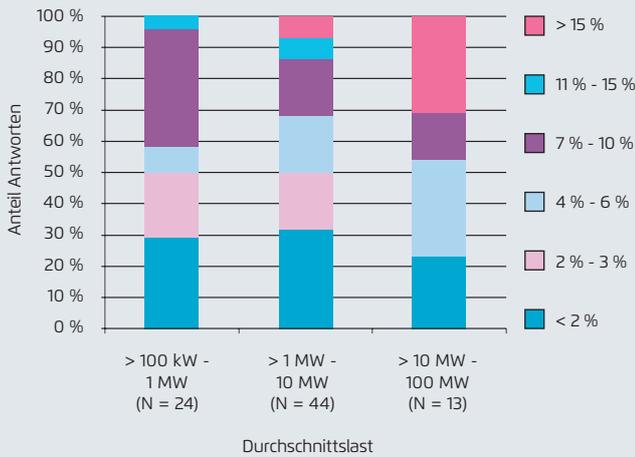
in % der Antworten, N = 87



Darstellung Fraunhofer ISI

Technisches Lastmanagementpotenzial für Lastabschaltung in Abhängigkeit von der mittleren Last des Standorts Abbildung 20

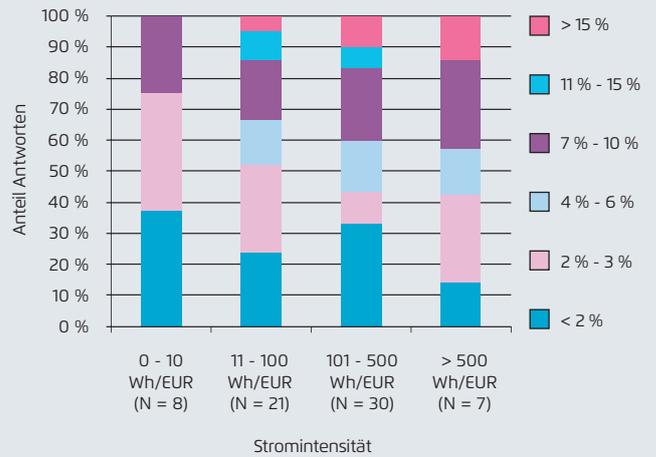
Technisches Potenzial für Abschaltung (in % bei normaler Auslastung) über Durchschnittslast
in % der Antworten je Lastkategorie



Darstellung Fraunhofer ISI

Technisches Lastmanagementpotenzial für Lastabschaltung in Abhängigkeit von der Energieintensität des Standorts Abbildung 21

Lastmanagementpotenzial und Stromintensität
in % der Antworten je Stromintensitätskategorie

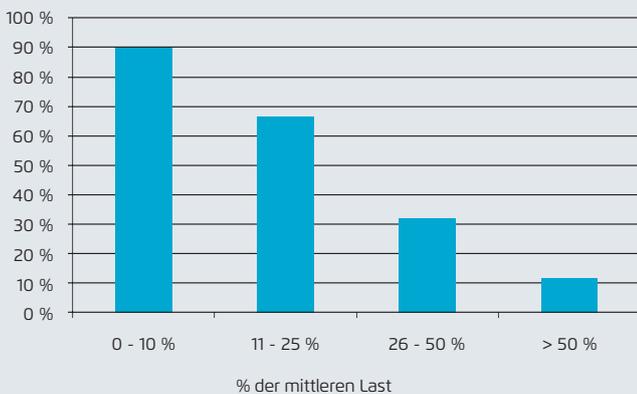


Darstellung Fraunhofer ISI

Wirtschaftliches Potenzial für Lastverschiebungen Abbildung 22

Welche Last könnte Ihr Standort bei normaler Auslastung für circa zwei Stunden an etwa zehn Tagen im Jahr zurückfahren?

Vorankündigung mindestens 24 Stunden, ausreichend finanzielle Anreize
in % der Antworten, N = 69



Darstellung Fraunhofer ISI

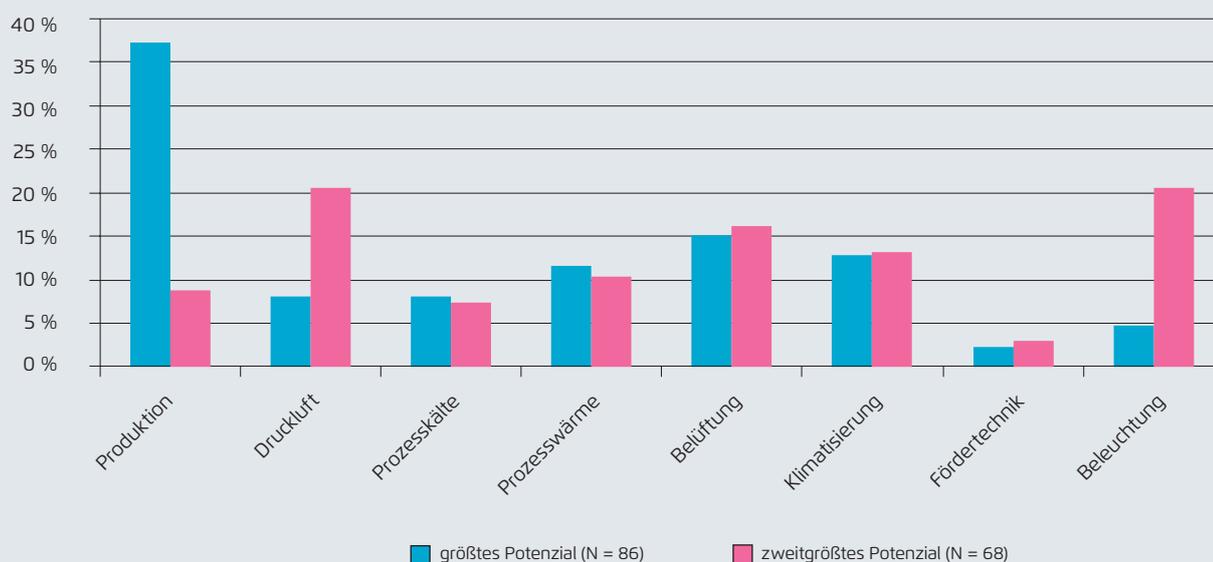
In Abbildung 20 ist das Lastmanagementpotenzial in Prozent der mittleren Last über dem Lastmittel des Standorts aufgetragen. Es lassen sich keine Hinweise auf einen Zusammenhang zwischen dem elektrischen Leistungsbedarf des Betriebs und dem Potenzial für die Lastreduktion erkennen. Erkennbar ist jedoch eine Abhängigkeit des Lastmanagementpotenzials von der Energieintensität des Standorts. Abbildung 21 zeigt eine deutliche Zunahme des Lastmanagementpotenzials mit zunehmender Energieintensität. Die Energieintensität wird dargestellt als Stromverbrauch bezogen auf den Umsatz des Standorts.

Überraschenderweise wird das wirtschaftliche Potenzial für die Lastreduktion höher eingeschätzt als das technische Potenzial. Auf die Frage „Welche Last könnte ihr Standort bei normaler Auslastung für circa zwei Stunden an etwa zehn Tagen im Jahr zurückfahren, wenn Sie mindestens 24 Stunden zuvor benachrichtigt würden, und die finanziellen Anreize ausreichend wären?“ ergibt die Auswertung von 69 Standorten ein Potenzial von 19 Prozent der mittleren Last (Normallast) (Abbildung 22). Entweder ist die Frage nach

Geeignete Stromverbraucher für Lastverschiebungen/Abschaltungen

Abbildung 23

Welche Anwendungen sind an Ihrem Standort zur Lastverschiebung/Lastabschaltung geeignet? Größtes und Zweitgrößtes Potenzial in % der Antworten



Darstellung Fraunhofer ISI

dem technischen Potenzial nicht richtig verstanden worden, oder es wurde strategisch geantwortet, um die Bedeutung finanzieller Anreize zu unterstreichen.

Immerhin 38 Prozent der Standorte sehen in den Produktionsanlagen selbst das größte Potenzial für Lastverschiebungen bei weitgehender Aufrechterhaltung der Wertschöpfung (Abbildung 23). Die zweitgrößten Potenziale werden bei der Beleuchtung, Druckluftherzeugung sowie der Raumbelüftung und -klimatisierung gesehen.

Potenziale für eine Lasterhöhung

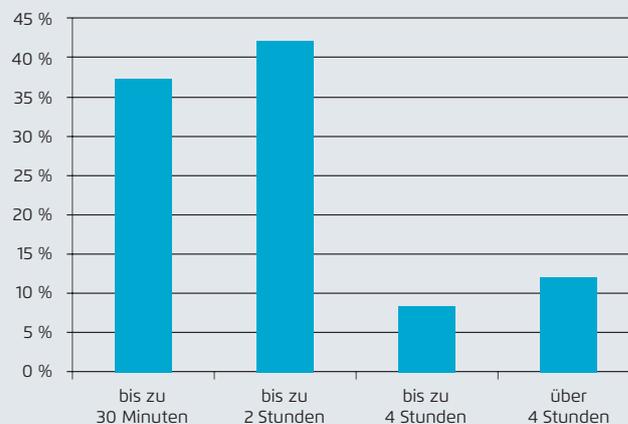
27 Standorte können sich eine Erhöhung der elektrischen Leistung um fünf Prozent und mehr vorstellen, wenn die Netzsituation dies erfordert. Darunter sind sieben Standorte, bei denen eine Steigerung um zehn Prozent möglich wäre, acht Standorte geben 20 Prozent und mehr als Steigerungsmöglichkeit an.

Mögliche Schaltdauer der Lastreduktion bei weitgehender Aufrechterhaltung der Wertschöpfung

Abbildung 24

Für welche Abschaltdauer stehen die Abschaltpotenziale zur Verfügung?

in % der Antworten, N = 83



Darstellung Fraunhofer ISI

Abschaltdauer, Vorankündigung und Häufigkeit eines Lastmanagements

Bei einem guten Drittel der Standorte stehen die abschaltbaren Lasten bis zu 30 Minuten zur Verfügung, bei 43 Prozent bis zu zwei Stunden und bei 20 Prozent für vier Stunden und mehr (Abbildung 24).

Nur wenige Standorte sind in der Lage, ihre Last kurzfristig, wie zum Beispiel für das Anbieten von Regelleistung, anzupassen. 81 Prozent benötigen eine Vorankündigungszeit von mehr als 15 Minuten, 36 Prozent sogar acht Stunden und mehr (Abbildung 25).

An 66 Prozent der Standorte sind bis zu 50 die elektrische Last reduzierende Schaltungen pro Jahr möglich, ohne die Wertschöpfung zu beeinträchtigen. 26 Prozent können nur bis zu zehn Schaltungen zulassen, 26 Prozent bis zu 20 Schaltungen (Abbildung 26). Bei 15 Prozent der Unternehmen sind mehr als 100 Abschaltungen pro Jahr umsetzbar.

Tageszeitliche Verfügbarkeit

Ein Großteil der Lastmanagementpotenziale ist kontinuierlich über den Tag verfügbar. Dies haben mehr als 40 Prozent der Befragten angegeben (siehe Abbildung 27). Einige Potenziale stehen jedoch nur in den *Off-Peak*-Zeiten (18 bis 8 Uhr) zur Verfügung. Darüber hinaus gibt es Unternehmen, die nur einen Einschichtbetrieb fahren und daher Potenziale nur in der *Peak*-Zeit (8 bis 18 Uhr) zur Verfügung stellen können. In dieser Kategorie sind auch einige Unternehmen, die ihre Produktion verstärkt in die *Off-Peak*-Zeiten verlagert haben und daher in den *Peak*-Stunden über zusätzliche Flexibilität verfügen.

Finanzielle Anreize

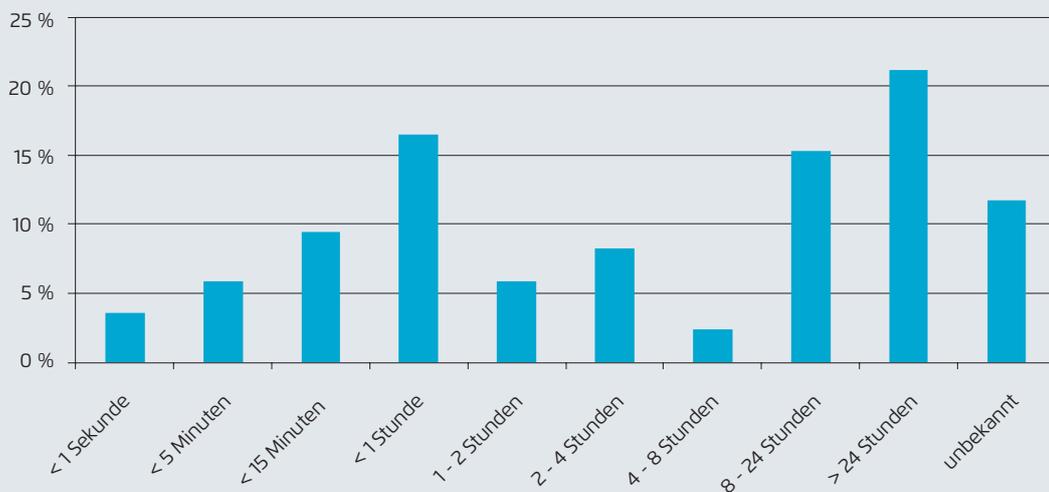
Die Unternehmen fordern finanzielle Anreize, um ihre elektrische Leistung in kritischen Systemsituationen bei weitgehender Aufrechterhaltung der Wertschöpfung anzupassen. Sie dienen als Ausgleich für das Risiko von Produktionsstörungen, Komforteinbußen und zusätzlichen finan-

Benötigte Vorankündigungszeit für die Lastenreduktion

Abbildung 25

Welche Vorankündigungszeit benötigen Sie, um auf Anforderung die genannten Lasten zu reduzieren?

in % der Antworten, N = 85

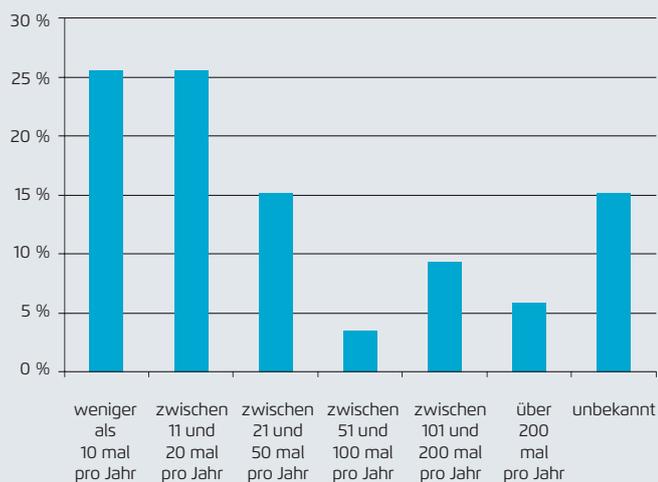


Darstellung Fraunhofer ISI

Zulässige Häufigkeit von Lastschaltungen im Jahresgang Abbildung 26

Wie häufig könnten Sie die genannten Lasten reduzieren, ohne dass es zu größeren Störungen in der Produktion kommt?

in % der Antworten, N = 86



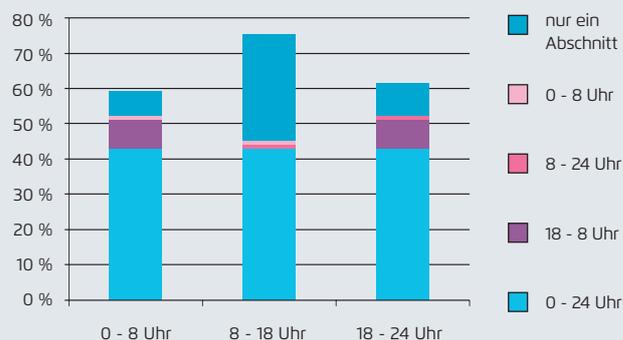
Darstellung Fraunhofer ISI

Tageszeitliche Verfügbarkeit der Lastmanagementpotenziale Abbildung 27

Zu welcher Tageszeit ist das vorher genannte Abschaltpotenzial verfügbar?

in % der Antworten, N = 86

N.B.: Summe der Prozentsätze > 100 % weil mehrere Antworten möglich waren



Darstellung Fraunhofer ISI

ziellen Aufwendungen für Personal und Investitionen. Die geforderten finanziellen Anreize für eine Lastreduktion von zehn Prozent liegen im Mittel bei zwölf Prozent, für eine Lastreduktion von 20 Prozent bei 15 Prozent der Gesamtstromkosten des Standorts (Abbildung 28).

Bei der Frage nach den notwendigen Investitionen, um ein Lastmanagement betreiben zu können, antworten fast 50 Prozent der auswertbaren 69 Befragten mit „in erheblichem Umfang“, knapp 40 Prozent mit „in geringem Umfang“ und für gut 10 Prozent sind keine zusätzlichen Investitionen erforderlich.

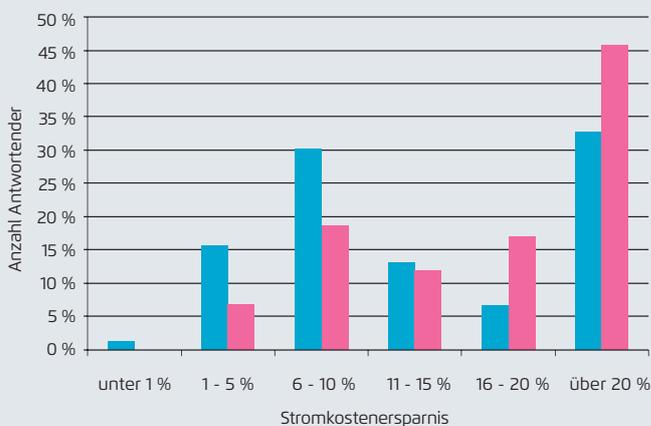
Motivation und Hemmnisse

Bei der Frage nach der Motivation, Lastmanagement im Betrieb einzusetzen oder auszubauen, stehen betriebliche Überlegungen im Vordergrund. Als wichtigster Anreiz werden geringere Strombezugskosten genannt, mit geringem Abstand gefolgt von der erhöhten Sicherheit der Stromversorgung (Abbildung 29). Bei Letzterem treffen sich einzel-

Geforderte finanzielle Anreize für Lastverschiebungen in kritischen Systemsituationen Abbildung 28

Wie hoch müsste die Stromkostensparnis pro Jahr an Ihrem Standort mindestens sein, damit Sie den Lastbedarf für zwei Stunden an circa 40 Tagen im Jahr reduzieren würden?

in % der Antworten



Darstellung Fraunhofer ISI

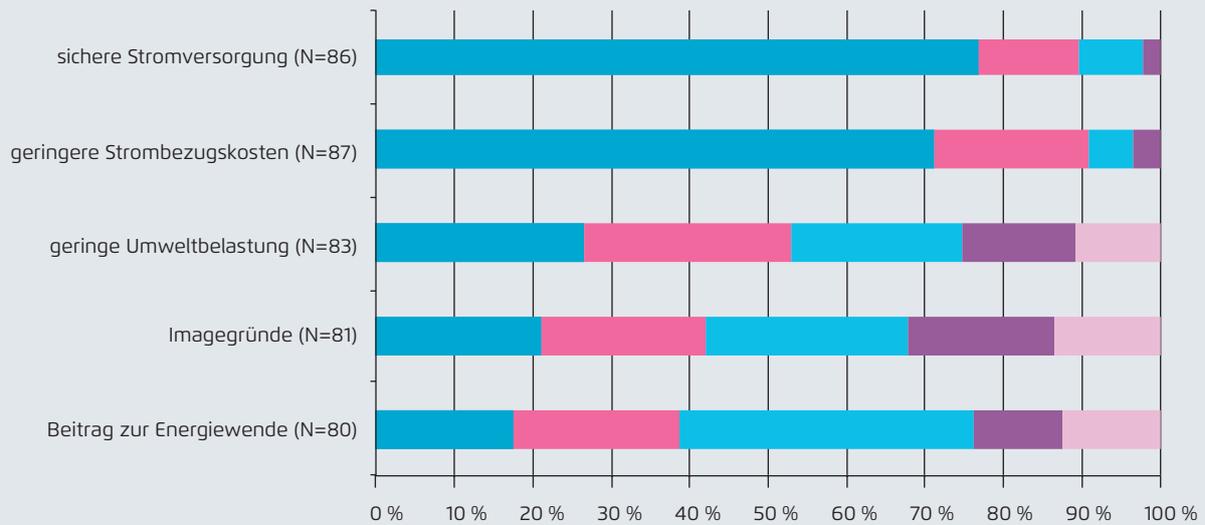
Motivationsmuster für das netzorientierte Lastmanagement am Produktionsstandort

Abbildung 29

Wie wichtig sind/wären für Ihren Betrieb folgende Gründe, um Lastmanagement zu betreiben?

in % der Antworten

sehr wichtig wichtig neutral nicht wichtig überhaupt nicht wichtig



Darstellung Fraunhofer ISI

wirtschaftliche und gesamtwirtschaftliche Interessen. Die mit der Energiewende eingeleitete Politik verändert das Energiesystem auf nationaler und wohl auch auf europäischer Ebene nachhaltig. Dieser technologische Wandel ist mit Risiken verbunden, dessen spezifische Herausforderungen erst in der Praxis vollumfänglich verstanden werden können. In dem Kontext ist es weise, wenn jedes einzelne Unternehmen seinen Beitrag leistet, netzkritische Situationen zu beherrschen und einen ungeplanten Zusammenbruch von Stromversorgung und Wertschöpfung abzuwenden. Das Lastmanagement bis an die Grenzen auszuschöpfen, bei weitgehender Aufrechterhaltung der Wertschöpfung am Standort, ist Teil dieser Herausforderungen.

Bei den Hindernissen, Lastmanagement zu betreiben, um kritische Systemsituationen zu beherrschen, stehen Befürchtungen vor Produktionsstörungen und den damit verbundenen Verlusten im Vordergrund. Immerhin geben fast 70 Prozent der Standorte an, dass eine einstündige Stromunterbrechung mit hohen bis sehr hohen Verlusten verbunden ist.

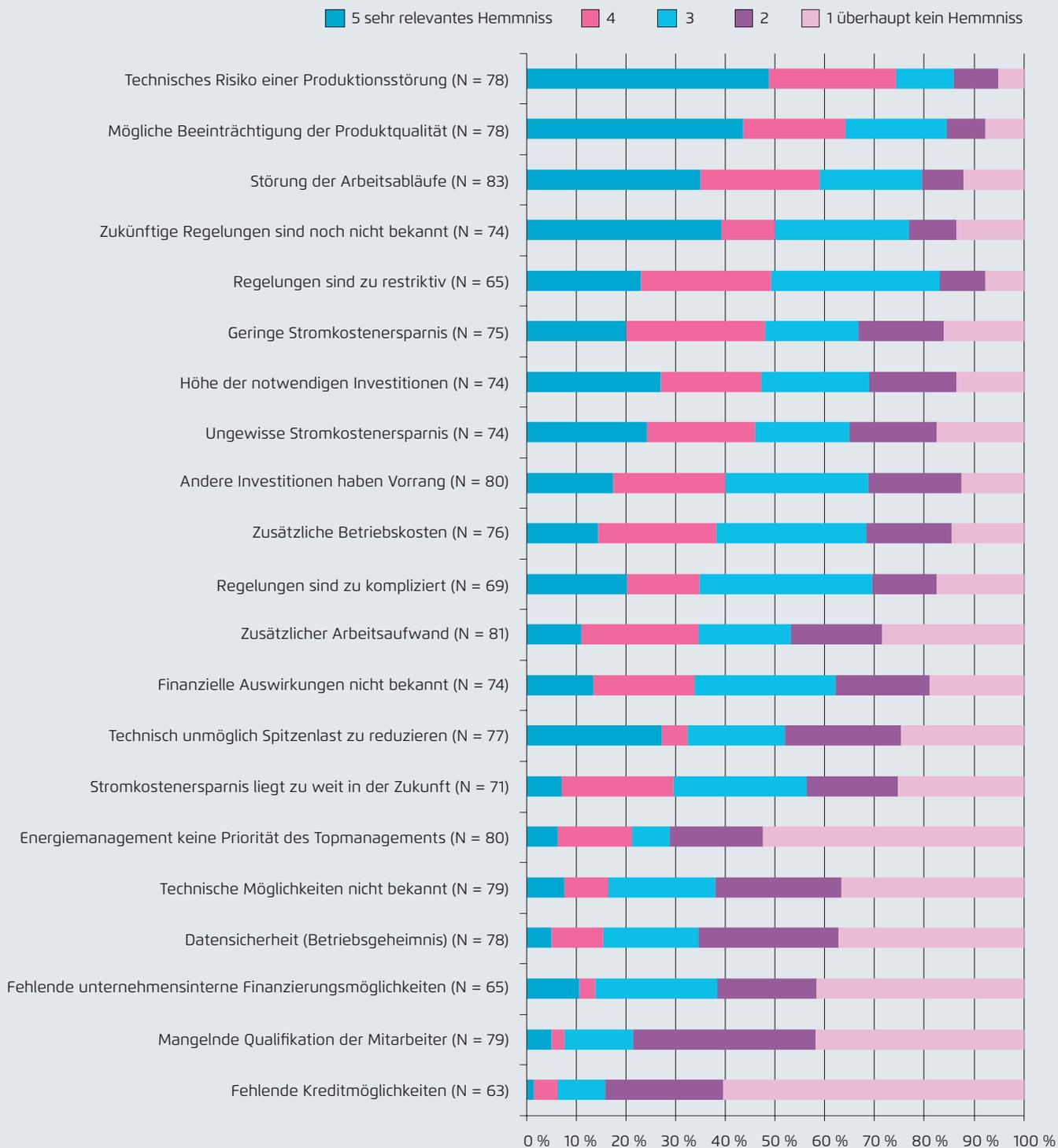
Die erzielbare Kostenersparnis aus dem Lastmanagement wird als nicht ausreichend eingeschätzt, um diese Risiken auszugleichen (Abbildung 30). Diese Haltung ist aus dem historischen Kontext verständlich. Die Bewusstseinsbildung, dass in dem sich ändernden Energiesystem gerade das Nichthandeln Störungen der Strombelieferung und als Folge Produktionsausfälle und Qualitätsprobleme herbeiführen kann, ist noch nicht abgeschlossen. Dies, obwohl in über 60 Prozent der Standorte davon ausgegangen wird, dass ein Stromausfall in den Jahren nach 2018, der zu merklichen wirtschaftlichen Verlusten führt, wahrscheinlich beziehungsweise sehr wahrscheinlich ist.

Aus dem Hemmnismuster lässt sich auch eine gewisse Unzufriedenheit mit dem vorliegenden Regelwerk für das Lastmanagement ablesen. Es wird als zu restriktiv, unvollständig und zum Teil auch als kompliziert wahrgenommen.

Hemmnismuster für das netzorientierte Lastmanagement am Produktionsstandort

Abbildung 30

Welche Gründe hindern Ihren Betrieb überhaupt oder in größerem Umfang als bisher, Lastmanagement zu betreiben?
in % der Antworten



Darstellung Fraunhofer ISI

6. Bewertung der verfügbaren Lastmanagementpotenziale in der energieintensiven Industrie (ISI)

Die Lastmanagementpotenziale in den energieintensiven Industrieprozessen sind im Rahmen der Studie detailliert analysiert worden. Zunächst wurden Standorte identifiziert, an denen diese Prozesse eingesetzt werden. Die verfügbaren technischen Potenziale wurden anhand von Produktions- und Stromverbrauchsdaten sowie weiterer technischer Kennzahlen wie Teillastfähigkeit abgeleitet. Auf Unternehmensebene werden auch Geschäfts- und Umweltberichte genutzt, um Kennzahlen der standortscharfen Lastsituation abzuleiten. Darüber hinaus wurden Gespräche mit Unternehmen geführt, um die ermittelten Potenziale zu validieren und eine Einschätzung für die wirtschaftliche Umsetzbarkeit zu bekommen. Die beschriebenen Anwendungen werden häufig bereits für ein betriebliches Lastmanagement eingesetzt. Darunter fallen sowohl der Einsatz für eine optimierte Strombeschaffung als auch zur Reduktion der Spitzenlast.

6.1 Zement

Geeignete Anwendungen

Die Zementherstellung ist mit einem spezifischen Strombedarf von circa 100 kWh/t ein relativ stromintensiver Produktionsprozess. Hauptstromverbraucher sind dabei die Zement- und Rohmühlen. Für Zementmühlen wird ein spezifischer Strombedarf von 30 bis 60 kWh/t angegeben, der insbesondere vom Feinheitsgrad des Zements abhängt (Apel 2012). Die Rohmühle, in der das Rohmaterial Schotter zu Ofenmehl gemahlen wird, hat einen etwas niedrigeren spezifischen Strombedarf. Für einen konkreten Standort werden beispielsweise circa 26 kWh/t genannt (Gutschl/Stiegler 2006). Ein weiterer großer Stromverbraucher ist der Drehrohfen, der einen vergleichbaren spezifischen Strombedarf wie die Rohmühle aufweist.

Von diesen Anwendungen sind insbesondere die Zementmühlen für einen flexiblen Betrieb und ein Lastmanagement

sehr geeignet. In der Regel verfügen die Standorte über größere Klinker- und Zementlager, sodass sich hier eine Produktionsflexibilität ergibt. Die Zementmühlen werden heute bereits verstärkt in den Nachtstunden sowie an den Wochenenden betrieben, um von günstigeren Strompreisen zu profitieren. Einzelne Unternehmen berichten, dass ihre Last am Wochenende um 30 Prozent über der Last in den Peakstunden am Werktag liegt.

Darüber hinaus sind auch die Rohmühlen für ein Lastmanagement geeignet. Diese Mühlen sind in vielen Fällen jedoch enger an den Drehrohfen gekoppelt, sodass ein flexibler Betrieb hier nur eingeschränkt möglich ist. In der Regel sind die Speicherkapazitäten im Anschluss an die Rohmühlen, aus denen die Beschickung des Drehrohrens erfolgt, begrenzt.

Ein typischer Standort erreicht Auslastungsdauern von 5.000 bis 6.000 Stunden, sodass hier ein flexibler Betrieb insbesondere der Zementmühlen möglich ist. Die Zement- und Rohmühlen machen circa 65 Prozent des elektrischen Strombedarfs aus und stehen technisch bei einer entsprechenden Produktionsplanung für einen flexiblen Betrieb zur Verfügung.

Leistungsbedarf flexibler Verbraucher

Insgesamt wurden in Bayern und Baden-Württemberg 14 Standorte mit Zementwerken identifiziert, wobei zwölf Standorte eine integrierte Produktion (Klinker- und Zementproduktion) aufweisen und zwei Standorte nur über eine Zementproduktion verfügen. Die maximale jährliche Zementproduktionskapazität in Bayern und Baden-Württemberg wird auf circa 16.000 bis 17.000 Kilotonnen geschätzt, wobei die Auslastung der Zementwerke bei circa 60 bis 70 Prozent liegt. Die Zementproduktion lag 2011 bei circa 11.000 Kilotonnen. Der maximale Leistungsbedarf für alle Zement- und Rohmühlen liegt damit bei circa 130 MW

und für die Zementproduktion insgesamt (einschließlich des Leistungsbedarfs für den Drehrohrofen und weiterer Anwendungen) bei circa 200 MW. Im Rahmen der Unternehmensbefragungen wurden circa 20 bis 30 Prozent der aktuellen Last als für ein Lastmanagement geeignet eingeschätzt. Dies entspricht damit einer Leistung von etwa 50 MW, die durch die Zementwerke für eine Lastreduktion zur Verfügung gestellt werden kann. Dieses Potenzial steht insbesondere in den Nachtstunden und am Wochenende zur Verfügung. Das Potenzial für eine Zuschaltung an Last wurde von den Unternehmen mit circa 20 Prozent der aktuellen Last angegeben, das vor allem tagsüber an Werktagen besteht.

Technische Kenndaten

Weitere technische Kenndaten sind im Rahmen der Onlinebefragung und der Unternehmensinterviews identifiziert worden. Die Dauer für Lastverlagerungen wird mit maximal vier Stunden angegeben, wobei dies tagsüber bei Abschaltung der Rohmühlen mit zum Teil nur 30 Minuten auch kürzer ausfallen kann. Innerhalb von ein bis zwei Stunden führt das Auskühlen der Anlage zu Effizienzverlusten.

Zwei Aktivierungen pro Tag beziehungsweise bis zu 50 Aktivierungen pro Jahr wurden als gut möglich eingeschätzt. Die notwendige Vorankündigungszeit liegt bei mindestens 30 Minuten. Zwei bis vier Stunden Vorankündigungszeit wurden als gut realisierbar bewertet. Die Regelgeschwindigkeiten liegen bei circa 15 Minuten für ein Abschalten beziehungsweise bei circa 30 Minuten für ein Anschalten der Zementmühlen.

Speicherkapazitäten

Die Abschätzung der hier genannten Potenziale findet unter der Voraussetzung statt, dass es zu keiner größeren Einschränkung der Wertschöpfung des Produktionsprozesses kommt. Daher wurde eine starke zeitliche Veränderung der Produktionsweise hier nicht betrachtet. Bisher findet schon eine mehrere Wochen dauernde Unterbrechung der Zementproduktion im Winter statt, wenn aufgrund niedriger Außentemperaturen die Bauaktivität deutlich zurückgeht. Um auch in dieser Zeit Zement bei Bedarf produzie-

ren zu können, werden die Zementlager vorher gefüllt. Eine Abschätzung für Deutschland weist eine Speicherkapazität der Zementlager zwischen zwei und fünf Tagesproduktionen aus, die von der jeweils produzierten Zementsorte sowie dem Standort abhängig sind (Apel 2012). Für Deutschland wird ein Speichervolumen von 29 GWh für die Zementlager und 25 GWh für die Klinkerlager genannt. Deutlich kleiner fallen die Speicher für das Rohmehlsilo (vier GWh) beziehungsweise die Schottermischbettspeicher (zwei GWh) aus.

Verteilt man diese Speicherkapazitäten anhand der Zementproduktion auf die Bundesländer, dann ergibt sich ein Anteil für Baden-Württemberg und Bayern von circa 38 Prozent an der gesamten Zementproduktion in Deutschland. Das Speichervolumen beträgt damit circa elf GWh für die Zementsilos beziehungsweise 1,5 GWh für die Rohmehlsilos.

Genutztes Potenzial

Die identifizierten Anwendungen werden heute bereits für eine optimierte Beschaffung sowie zur Reduktion der betrieblichen Spitzenlast eingesetzt. In der Regel schließen die Zementwerke auch individuelle Netzentgeltvereinbarungen mit ihren jeweiligen Netzbetreibern für die sogenannte atypische Netznutzung (StromNEV §19 Abs. 2 Satz 1) ab. Auf betrieblicher Ebene wird ein Großteil des bestehenden Potenzials daher bereits genutzt.

Als Regelenergie beziehungsweise über bilaterale Vereinbarungen mit einem Netzbetreiber werden die genannten Potenziale bisher kaum genutzt. So sind in Baden-Württemberg derzeit keine Lasten im Regelenergiemarkt präqualifiziert. Den Betreibern sind die bestehenden Möglichkeiten (Regelenergiemarkt, Verordnung zu abschaltbaren Lasten) häufig bekannt, allerdings erscheint vielen Betreibern eine Nutzung zur Optimierung des Stromeinkaufs und der Netzentgelte derzeit attraktiver als die Beteiligung am Regelenergiemarkt. Für eine Beteiligung an der Verordnung zu abschaltbaren Lasten erfüllen die Betriebe in der Regel nicht die technischen Voraussetzungen, da die Mindestgröße von 50 MW nicht erreicht wird.

Finanzielle Anreize

Die Anfangsinvestitionen sind in der Regel gering, da häufig bereits ein Lastmanagement zur Reduktion der betrieblichen Spitzenlast durchgeführt wird. Bei der Aktivierung dieser Potenziale zur Reduktion der betrieblichen Spitzenlast, aber auch auf Anforderung des Netzbetreibers zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen können gegebenenfalls Kosten durch zusätzlichen Materialaufwand oder durch eine Verschlechterung der Prozesseffizienz auftreten, die insbesondere von Wärmeverlusten geprägt sind. Bei einem Anreiz von circa 30.000 Euro/MW pro Jahr, wie sie in der Verordnung zu abschaltbaren Lasten als Vergütung vorgesehen sind, wird erwartet, dass ein Großteil der Zementwerke neben dem Lastmanagement zur Reduktion der betrieblichen Spitzenlast auch auf Anforderung des Netzbetreibers für Systemdienstleistungen zur Verfügung steht. Im Rahmen der Onlinebefragung zeigte sich, dass bei einer Stromkosten- und Netzentgelteinsparung von bis zu fünf Prozent eine Lastreduktion von zehn Prozent bis zu 40-mal im Jahr möglich ist. Bei einer Kostenersparnis von mehr als zehn Prozent ist auch eine Lastreduktion von 20 Prozent möglich. Legt man diese Angaben zugrunde, entspricht dies einer Leistungsvergütung, die noch oberhalb der Vergütung im Rahmen der Abschaltverordnung liegt.

6.2 Papier

In der Papierindustrie wird eine Vielzahl an verschiedenen Prozessen und Anwendungen genutzt, die sich grundsätzlich für einen flexiblen Stromverbrauch und ein Lastmanagement eignen. Die wichtigste Anwendung dabei sind die Holzschleifer, die bei der Holzstoffherstellung verwendet werden. Weitere Anwendungen sind die Altpapieraufbereitung und die Zellstoffproduktion.

Für die Holzschleifer wird ein spezifischer Strombedarf von circa 2.000 kWh/t angegeben. Die Auslastung der Holzschleifer liegt mit 80 bis 85 Prozent häufig relativ hoch. Durch die Holzschleifer werden Holzstämmen zerfasert, um Holzschliff zu gewinnen. Dieser dient als Ausgangsstoff für die Papierproduktion und wird typischerweise in einem Zwischenlager gespeichert, um bei einer Produktionsunter-

brechung in der Schleiferei weiterhin die Papiermaschine betreiben zu können. Über diesen Zwischenspeicher ist eine flexible Betriebsweise gegeben.

Typischerweise werden die Holzschleifer relativ kontinuierlich betrieben, wobei die Leistungsaufnahme am Wochenende häufig höher ist als in der Woche, wie einige Unternehmen berichteten. Hier profitieren die Unternehmen von den ermäßigten Netzentgelten bei einer atypischen Netznutzung. Auf Antrag bei der Bundesnetzagentur müssen Netzbetreiber Kunden, deren Höchstlastbeitrag vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht, ein individuelles Netzentgelt anbieten. Die Höchstlastzeitfenster werden durch die jeweiligen Netzbetreiber bekanntgegeben. Damit ist die Fahrweise dieser flexiblen Anlagen allerdings nicht zwangsweise konform mit dem Gesamtsystem, da die Hochlastzeitfenster lokal durch die einzelnen Netzbetreiber (sowohl Verteilnetz- als auch Übertragungsebene) definiert werden und sie damit nicht zwangsläufig übereinstimmen.

Leistungsbedarf

In Bayern und Baden-Württemberg wurden die zwölf größten Standorte für eine Papierproduktion analysiert und deren Holzstoffproduktion bestimmt. Insgesamt erzeugen die identifizierten Unternehmen im Jahr 2011 circa 340 Kilotonnen an Holzstoff. Daraus leitet sich ein maximaler Leistungsbedarf von circa 90 MW ab, der für ein Lastmanagement zur Verfügung steht. In der Onlinebefragung der Unternehmen berichteten diese, dass über 15 Prozent der aktuellen Last für ein Lastmanagement zur Verfügung stehen würden. Ohne Holzschleiferei liegt der Beitrag bei vier bis sechs Prozent der aktuellen Last. Die Verfügbarkeit der Potenziale ist in den Nachtstunden und am Wochenende höher als tagsüber an den Werktagen. Von den Unternehmen wurde auch ein Zuschaltpotenzial von fünf bis zehn Prozent der aktuellen Last genannt. Im Bereich der Papierindustrie wurde auch häufiger angegeben, dass die Anlagen noch nicht automatisiert gesteuert werden können.

Technische Kenndaten

In der Onlinebefragung wurde eine maximale Abschalt-dauer von circa zwei Stunden genannt. Hintergrund ist die Weiterverarbeitung des anfallenden Holzschliffs sowie die bestehenden Arbeitszeitstrukturen. Bis zu 20 Aktivierungen pro Jahr wurden als realisierbar eingeschätzt, was ungefähr zwei Aktivierungen pro Monat entspricht. Die Vorankündigungszeiten können relativ kurzfristig ausfallen. Hier wurden Vorankündigungszeiten von bis zu einer Stunde als ausreichend eingeschätzt.

Die Regelgeschwindigkeiten sind vergleichsweise hoch. Innerhalb von fünf Minuten können die Holzschleifer beziehungsweise abgefahren werden. Dabei ist auch eine Teillastfähigkeit gegeben.

Speicherkapazitäten

Die relevante Zwischenspeicherung findet nach den Holzschleifern statt, wo das Fasermaterial für die Papiermaschine zur Verfügung gestellt wird. Hier werden Speicherkapazitäten von circa fünf bis sechs Stunden angegeben (Apel 2012). Bei einem Leistungsbedarf für die Schleifer von circa 90 MW liegt die Speicherkapazität damit bei circa 0,5 GWh.

Genutztes Potenzial

Die beschriebenen Anwendungen werden zum Teil bereits für ein betriebliches Lastmanagement eingesetzt. Darunter fallen sowohl der Einsatz für eine optimierte Strombeschaffung als auch zur Reduktion der Spitzenlast. Einige Unternehmen zahlen aufgrund einer atypischen Netznutzung reduzierte Netzentgelte. Erste Unternehmen haben auch Schleifer im Regenergiemarkt präqualifiziert. Diese Form des Lastmanagements entwickelt sich mittlerweile, wobei in Baden-Württemberg bisher keine Anwendungen präqualifiziert sind. Auch hier ist davon auszugehen, dass noch ein Großteil des genannten Leistungspotenzials für eine zusätzliche Nutzung im Regenergiemarkt beziehungsweise für ein *Redispatch* zur Verfügung stehen würde.

Finanzielle Anreize

Es zeigt sich, dass sich hier auch unter den heute bestehenden Rahmenbedingungen im Regenergiemarkt erste Anwendungen anbieten. Die finanziellen Anreize liegen deutlich unterhalb der Zahlungen, die beispielsweise im Rahmen der Verordnung zu abschaltbaren Lasten gezahlt werden. Im Rahmen der Onlinebefragung haben Unternehmen eine Größenordnung von sechs bis zehn Prozent an Stromkosten- und Netzentgelteeinsparungen genannt, bei der sie bereit wären, 10 bis 20 Prozent ihrer Last zu reduzieren.

Zum Teil sind die Anlagen heute noch nicht automatisiert steuerbar, sodass Investitionen in einem geringeren Umfang anfallen, um die Anwendungen im Rahmen eines Lastmanagements zu nutzen. Bei der Aktivierung wurden insbesondere zusätzliche Materialkosten und bei einigen Unternehmen auch zusätzliche Personalkosten genannt.

6.3 Elektrostahl- und Metallindustrie

Ein sehr großes Potenzial für einen flexiblen Stromverbrauch besteht bei der Elektrostahlerzeugung. Hier wird Stahlschrott in einem Elektrolichtbogenofen geschmolzen, um daraus wieder neuen Stahl zu produzieren. In Süddeutschland existieren zwei Standorte, die ein solches sehr stromintensives Verfahren einsetzen. Der spezifische Stromverbrauch bei der Elektrostahlherstellung liegt bei circa 500 bis 700 kWh/t.

Die Elektrostahlproduktion ist ein diskontinuierlicher sogenannter Batch-Prozess, der nicht kontinuierlich, sondern in Chargen abläuft. Die Aktivierung sollte in die Produktionsplanung eingebunden werden, da ein Abschalten während des Betriebes schwieriger zu realisieren ist und auch zu höheren Effizienzverlusten führen kann. Insgesamt ist die Elektrostahlproduktion auf eine möglichst kontinuierliche Prozessabfolge ausgelegt, um vor allem Wärmeverluste und damit Effizienzverluste zu vermeiden. Grundsätzlich können Elektrostahlöfen aber auch zum Lastabwurf genutzt werden. Je nach Stahlsorten, die produziert werden, liegen die Prozesszeiten für eine Charge bei 30 bis zu 120 Minuten.

Leistungsbedarf

Die beiden Standorte in Süddeutschland haben eine Produktionskapazität von circa drei Millionen Tonnen Fertigstahl pro Jahr. Der spezifische Strombedarf liegt bei 540 beziehungsweise 730 kWh/t, wovon der Elektrolichtbogenofen circa zwei Drittel ausmacht. Rechnet man nur mit dem mittleren Leistungsbedarf der Lichtbogenöfen, dann liegt dieser bei circa 150 MW. Die gesamte Anschlussleistung der Standorte beziehungsweise der maximale Leistungsbedarf liegt noch um einiges höher.

Technische Kenndaten

Die Abschaltung der Lichtbogenöfen kann bei einem Lastabwurf innerhalb von Sekunden erfolgen. Ein Warmstart kann innerhalb von circa 15 Sekunden durchgeführt werden, bei einem Kaltstart dauert es einige Minuten. Abschaltedauern lassen sich bis zu zwei Stunden realisieren, wobei durch Auskühlen der Anlage zusätzlich Verluste auftreten können.

Genutztes Potenzial

In der Regel findet bereits eine optimierte Beschaffung statt, für den Einsatz im Regelenergiemarkt besteht allerdings noch ein zusätzliches Potenzial.

Finanzielle Anreize

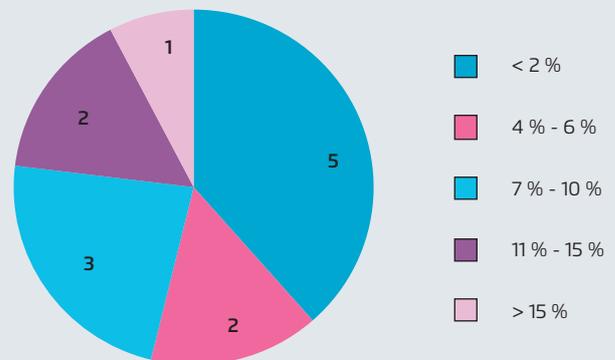
Detaillierte Informationen liegen hierzu nicht vor, allerdings sind nach Auskunft des ÜNB in Baden-Württemberg bisher keine Lasten im Regelenergiemarkt präqualifiziert. Die Attraktivität für eine Teilnahme am Regelenergiemarkt hängt zum einen von den dortigen Erlösmöglichkeiten, aber auch von den Entwicklungen der Stahlpreise und der Stahlnachfrage ab. Unter den Rahmenbedingungen der Verordnung zu abschaltbaren Lasten, die eine Leistungsvergütung von 30.000 Euro/MW pro Jahr vorsieht, sollten die genannten Potenziale für ein Lastmanagement zur Verfügung stehen.

Weitere Anwendungen in der Metallindustrie

In der Metallindustrie finden sich neben den Lichtbogenöfen für die Elektrostahlerzeugung weitere Anwendungen, die für ein Lastmanagement geeignet sind. Darunter fallen insbesondere Anwendungen zur Wärmebehandlung, Gießereien (unter anderem auch in der Automobilindustrie), Warmumformungen und die Herstellung von Schmiedeteilen. Hier wurden im Rahmen der Onlinebefragung Lastmanagementpotenziale durch die Unternehmen genannt, die bei 10 bis 20 Prozent der aktuellen Last liegen. Typischerweise sind dies Warmhalteöfen oder Schmelzöfen, die für ein Lastmanagement genutzt werden können. Von 13 Unternehmen aus der Metallindustrie in Baden-Württemberg und Bayern wurden Abschätzungen zum Lastmanagementpotenzial vorgenommen. Insgesamt hatten diese Unternehmen einen mittleren Leistungsbedarf von circa 120 MW, wovon circa 28 MW für ein Lastmanagement eingesetzt werden könnten. Diese Unternehmen nutzen heute bereits circa 14 MW vor allem für ein betriebliches Lastmanagement zur Reduktion der Lastspitzen. Eine strukturierte

Antworten der Unternehmen der Metallindustrie in der Onlinebefragung zu Lastabschaltpotenzialen Abbildung 31

Technisches Potenzial für Lastabregelung in % der mittleren Last (bezogen auf antwortende Unternehmen, N = 13)



Darstellung Fraunhofer ISI

Beschaffung ist bei diesen Unternehmen weniger verbreitet als in den vorher genannten anderen energieintensiven Industrien. Typischerweise ist auch der Leistungsbedarf am Wochenende geringer als in der Woche, obwohl in der Regel auch am Wochenende produziert wird. Von den 13 Unternehmen schätzen sieben, dass sie über vier Prozent ihrer durchschnittlichen Leistung für ein zusätzliches Lastmanagement zur Verfügung stellen können (siehe Abbildung 31). Ein Unternehmen hält sogar mehr als 15 Prozent für realisierbar.

Die Auswertung des Onlinefragebogens zur Metallindustrie zeigt, dass hier ein sehr interessanter Bereich für ein zusätzliches Lastmanagement zur Verfügung steht. Aufgrund der geringen Anzahl an antwortenden Unternehmen konnte hieraus keine Hochrechnung auf Baden-Württemberg und Bayern vorgenommen werden, allerdings weisen die Angaben der Unternehmen darauf hin, dass hier weitere Potenziale im mindestens zweistelligen MW-Bereich zur Verfügung stehen.

Im Bereich der Wärmebehandlung ist für Lohnhärtereien der elektrische Leistungsbedarf der Wärmebehandlungsöfen für Deutschland auf circa 260 MW geschätzt worden (Klobasa 2011). Basierend auf diesen Angaben liegt der Anteil davon für Süddeutschland (Baden-Württemberg und Bayern) bei circa 70 MW. Aus der Befragung ergibt sich, dass bis zu einem Drittel der aktuellen Last für ein Lastmanagement genutzt werden kann. Die Unternehmen schätzen, dass sie circa 10 bis 20 Prozent ihrer Last als zusätzliches Lastmanagement anbieten können. Auf dieser Grundlage ergibt sich daraus ein Potenzial von bis zu 15 MW.

Eine interessante Anwendung ist auch die Metallschmelze. Im Bereich der Sekundäraluminiumerzeugung müsste bei einer Lastreduktion jedoch der fehlende Output vorgearbeitet worden sein, um Nachfolgeprozesse nicht zu beeinflussen. Bei einer Lastverschiebung von einem MW für eine Stunde ist mit einer Reduzierung des Outputs um circa zwei Tonnen zu rechnen. Um im gesamten Jahr abrufbereit zu sein, also die Möglichkeit zu haben, die Aluminiumschmelze und die Pressen herunterzufahren, müssten stets zwei Tonnen Aluminium gelagert und mit ihren Kapitalbindungskosten

bewertet werden. Bei fixen Lagerkosten und variablem Aluminiumpreis schwanken die jährlichen Kosten somit zwischen 7.000 und 9.000 Euro. Bei 208 Abrufen im Jahr würden sich somit Kosten in Höhe von rund 40 Euro/MWh ergeben, die sich bei zehn Abrufen auf rund 800 Euro/MWh erhöhen.

6.4 Chemie

In der Chemieindustrie ist die Chlorherstellung für ein Lastmanagement sehr geeignet. Hier kommen insbesondere das Membranverfahren sowie das Quecksilberverfahren infrage, die beide teillastfähig sind.

Leistungsbedarf

In Bayern existieren insgesamt drei Standorte mit einer Chlorproduktion, in Baden-Württemberg wird keine Chlorproduktion betrieben. Im Rahmen der Untersuchung wird hier ein direkt an Baden-Württemberg angrenzender Standort mit betrachtet, der ebenfalls zu einer Steigerung der Versorgungssicherheit beitragen kann. Die Chlorproduktion dieser Standorte belief sich im Jahr 2011 auf insgesamt 660 Kilotonnen. Der spezifische Strombedarf liegt je nach Verfahren zwischen 2.500 kWh/t (Membranverfahren) und 3.200 kWh/t (Quecksilberverfahren). Damit ergibt sich ein mittlerer Leistungsbedarf für diese Anlagen von circa 250 MW. Bei einem möglichen Teillastbetrieb je nach Verfahren von 40 beziehungsweise 30 Prozent der Vollleistung liegt das Potenzial für eine Abregelung bei circa 160 MW. Grundsätzlich sind die Anlagen auch für einen Lastabwurf geeignet, wobei in diesem Fall der gesamte Leistungsbedarf von 250 MW zur Verfügung steht.

Technische Kenndaten

Für einen Betrieb in Teillast können die Anlagen innerhalb von 15 Minuten geregelt werden. Der Lastabwurf erfolgt innerhalb von Sekunden. Ein anschließendes Hochfahren nimmt dann längere Zeit in Anspruch. Die Abschalt Dauern liegen bei circa zwei Stunden, zum Teil können auch längere Abschalt Dauern realisiert werden.

Genutztes Potenzial

Die Anwendungen werden üblicherweise für ein betriebliches Lastmanagement heute schon eingesetzt. Dies betrifft insbesondere eine optimierte Beschaffung. Ein Einsatz im Regelenergiemarkt wird noch nicht von allen Anlagen durchgeführt, wobei diese Optionen den Unternehmen sehr gut bekannt sind. Gleichzeitig profitieren die Unternehmen auch von individuellen Regelungen zu den Netzentgelten.

Finanzielle Anreize

Für die Chlorelektrolyse wird davon ausgegangen, dass die Anreize von 30.000 Euro/MW pro Jahr, die im Rahmen der Verordnung zu abschaltbaren Lasten gezahlt werden, ausreichend sind, um dieses Potenzial über ein betriebliches Lastmanagement hinaus auch im Rahmen eines systemstützenden Lastmanagements einzusetzen.

Weitere Anwendungen in der Chemieindustrie

Ein weiterer geeigneter Anwendungsbereich in der Chemieindustrie ist die Gasverflüssigung. Dieser sehr energieintensive Prozess lässt sich im Teillastbetrieb fahren und kann daher in gewissem Umfang als flexibler Verbraucher betrieben werden. Bei der Gasverflüssigung wird Luft komprimiert und dann abgekühlt. Der spezifische Strombedarf ist hoch und wird mit 0,5 bis 1 kWh pro Kubikmeter geschätzt. Nach Angaben der Unternehmen in der

Befragung gibt es deutschlandweit schätzungsweise circa 25 Luftzerlegungsanlagen, die einen Leistungsbedarf von circa 500 MW haben. Der Anteil in Süddeutschland wird auf circa ein Viertel geschätzt. Die Anlagen können ohne größeren Aufwand im Teillastbetrieb bei 80 Prozent gefahren werden. Die Unternehmen schätzen, dass dadurch circa 25 MW an abschaltbarer Leistung in Süddeutschland verfügbar wären. Vorankündigungszeiten wären mit weniger als einer Stunde realisierbar.

Finanzielle Anreize, wie sie im Rahmen der Verordnung zu abschaltbaren Lasten gezahlt werden, werden als ausreichend angesehen, um sich an Lastabschaltungen zu beteiligen.

6.5 Zusammenfassung energieintensive Industrie

Auf der Grundlage der Produktionsmenge der einzelnen Prozesse lassen sich der Leistungsbedarf und daraus die abschaltbaren Leistungen ableiten, die für ein Lastmanagement genutzt werden können. Die im Detail untersuchten Anwendungen weisen einen Leistungsbedarf von circa 670 MW aus (siehe Tabelle 6).

Auf Basis des ermittelten Leistungsbedarfs sowie der Unternehmensbefragungen und Interviews wurde das ökonomische Potenzial abgeschätzt, wenn eine Vergütung entsprechend der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV)

Leistungsbedarf von energieintensiven Prozessen in Süddeutschland

Tabelle 6

Branche	Anwendung	Produktion in Süddeutschland	Spezifischer Strombedarf	Strombedarf	Benutzungsdauer	Max. Leistungsbedarf
		in kt	in MWh/kt	in GWh	in h	in MW
Zement	Roh- und Zementmühlen	11.000	65	715	5.500	130
Papier	Holzschleifer	340	2.000	680	7.500	90
Metall	Elektrostahlofen	3.100	400	1.240	6.100	200
Chemie	Chlorherstellung	660	2.900	1.914	7.700	250
Summe						670

Abschätzung Fraunhofer ISI

Zusätzlich verfügbare Lastmanagementpotenziale zur Nutzung im Regenergiemarkt beziehungsweise für *Redispatch*-Maßnahmen

Tabelle 7

Anwendung	Max. Leistungsbedarf in MW	Flexibler Anteil in %	Ökonom. Potenzial nach AbLaV in MW	Verlagerungsdauer in h	Häufigkeit pro Jahr
Zement (Roh- und Zementmühlen)	130	40	ca. 50	bis zu 4, z. T. länger	20- bis 50-mal
Papier (Holzschleifer)	mind. 90	100	ca. 90	2, z. T. länger	20- bis 50-mal
Chlor (Elektrolyse)	250	65	ca. 160	ca. 2	20- bis 50-mal
Stahl (Elektrostahlofen)	200	75	ca. 150	ca. 2	20- bis 50-mal
Summe			ca. 450	ca. 2	20- bis 50-mal
bisher genutzt im Regenergiemarkt			ca. 76		
bisher genutzt für opt. Beschaffung			geschätzt 300 bis 400		

Abschätzung Fraunhofer ISI

gezahlt werden würde (siehe Tabelle 7). Dies entspricht einer Leistungsvergütung von circa 2.500 Euro/MW pro Monat und einer zusätzlichen Vergütung bei Abruf zwischen 100 und 400 Euro/MWh. Das genannte Potenzial wird heute bereits für ein betriebliches Lastmanagement genutzt, was sowohl eine optimierte Beschaffung als auch eine Reduktion der betrieblichen Spitzenlast betrifft. Insbesondere in der Zementindustrie, aber auch in der Papierindustrie wird heute eine atypische Netznutzung praktiziert.

Ein zusätzliches Potenzial besteht für diese Anwendungen insbesondere durch eine stärkere Beteiligung im Bereich der Regenergiemärkte als auch bei netzentlastenden Maßnahmen zum *Redispatch*. Nach Angaben der ÜNBs sind bisher circa 76 MW an Lasten in Süddeutschland für den Regenergiemarkt präqualifiziert. Die Berechnungen zeigen daher, dass in Süddeutschland ein zusätzliches Potenzial für ein systemstützendes Lastmanagement von 400 bis 450 MW allein in den vier im Detail untersuchten Anwendungen besteht. Darüber hinaus sind weitere Anwendungen im Bereich der Metallindustrie, der Chemie und der Papierindustrie verfügbar, die dieses Potenzial noch weiter erhöhen sollten.

Nur ein begrenzter Anteil von dem genannten Potenzial von 450 MW steht für eine Reduktion der Systemspitzen-

last zur Verfügung, da das genannte Potenzial in der Regel bereits für eine optimierte Beschaffung eingesetzt wird. In Situationen mit sehr hohen Börsenstrompreisen sollte ein Großteil der genannten Anwendungen daher nicht mehr am Netz sein. Wie im vorhergehenden Kapitel zur Analyse der kritischen Netzsituationen gezeigt, gehen diese Situationen jedoch nicht immer mit hohen Börsenstrompreisen einher. Aus diesem Grund stehen mit den Anwendungen in der energieintensiven Industrie zusätzliche Potenziale vor allem für ein systemstützendes Lastmanagement zur Verfügung.

7. Bewertung der verfügbaren Lastmanagementpotenziale im Bereich Querschnittstechnologien (FfE)

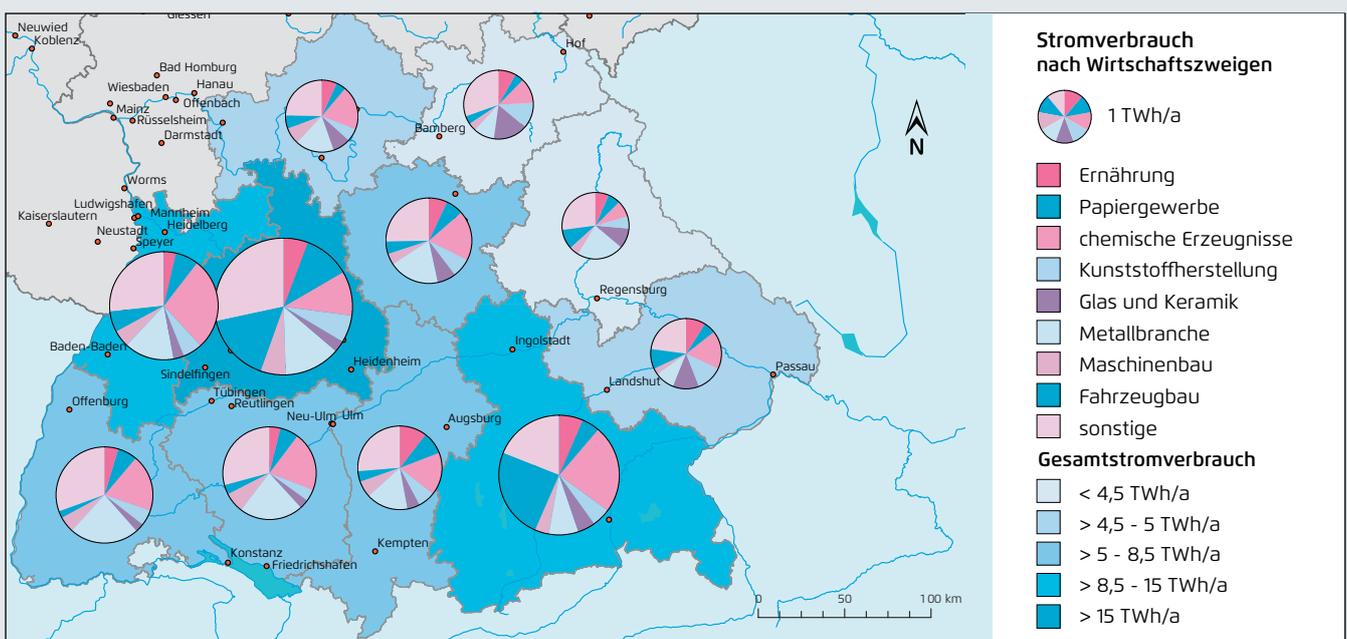
Die Aufteilung des Gesamtstromverbrauchs je Branche und Regierungsbezirk in Süddeutschland zeigt Abbildung 32. Der größte Anteil entfällt, abgesehen von den sonstigen Wirtschaftszweigen, auf die Branchen chemische Erzeugnisse (inklusive Pharmasektor) in Bayern sowie Metallherzeugung, Nichteisen-Metallherzeugung und Metallbearbeitung in Baden-Württemberg. Weitere Sektoren, die einen Großteil des Stromverbrauchs in den beiden Bundesländern ausmachen, sind unter anderem der Maschinen- und Fahrzeugbau, die Papier- und Druckindustrie und die Nahrungsmittelindustrie (Schmid u. a. 2010).

Der maximale Leistungsbedarf der Industrie in Baden-Württemberg und Bayern liegt bei circa 14 GW, wenn man die Industriestromnachfrage sowie die typischen Lastverläufe der Übertragungsnetze beziehungsweise der Verteilnetze in Bayern und Baden-Württemberg zugrunde legt.

Lastkurven der bundeslandweiten Stromnachfrage standen nicht zur Verfügung, sodass der Leistungsbedarf auf Basis des Strombedarfs und der vertikalen Netzlasten im Übertragungsnetz und den größten Verteilnetzen geschätzt wurde. Industrielastgänge zeichnen sich, abgesehen von teilweise etwas erhöhten Kälteerzeugungslasten im Sommer, durch geringe saisonale Schwankungen aus. Während des Produktionsbetriebes treten in Summe ebenfalls nur geringe Schwankungen auf. Markante Laständerungen ergeben sich lediglich durch Reduzierung beziehungsweise Herunterfahren von Produktionsanlagen. Diese Laständerungen können anhand von Schichtmodellen abgeleitet werden. Betriebe, die im Zweischichtbetrieb produzieren, weisen beispielsweise nachts eine deutlich geringere Last als tagsüber auf, wohingegen Betriebe mit Dreischichtmodell oft ganztägig einen ähnlich hohen Verbrauch haben.

Stromverbrauch nach Regierungsbezirken und Branchen (Schmid et al. 2010)

Abbildung 32



Darstellung FfE, basierend auf FfE-Regionenmodell – Stromverbrauch 2006; Wirtschaftszweige nach DESTATIS, 2003 (WZ 03)

Dass auch die Industrie einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten kann, wurde bereits in mehreren Studien am Beispiel flexibilisierbarer energieintensiver Prozesse gezeigt. Neben den energieintensiven Prozessen eignen sich allerdings auch Querschnittstechnologien zum Lastmanagement. Als Querschnittstechnologien werden beispielsweise Wärme- und Kälteerzeugungsanlagen, Druckluftkompressoren, Ventilatoren und andere genannt. Sie werden branchenübergreifend eingesetzt und zeichnen sich durch eine hohe zeitliche Verfügbarkeit und eine regionale Verteilung aus (Gruber 2011).

Aktueller Wissensstand bei Querschnittstechnologien

Das Potenzial von Querschnittstechnologien zum Lastmanagement wurde bisher in der Dissertation von Klobasa (Klobasa 2007) und der dena-Netzstudie II (Agricola u. a. 2010) untersucht. In der VDE-Studie (Apel 2012) wird Druckluft als Lastmanagementmaßnahme zwar thematisiert, aber kein Potenzial dafür ausgewiesen. Bei Klobasa wird ein Potenzial für Kühl- und Gefrierprozesse sowie Klimatisierung ausgewiesen. Lastmanagementmaßnahmen mit Druckluftkompressoren werden nach den definierten Kriterien als nicht wirtschaftlich eingestuft, hier wird auf

die Habilitation von Stadler (Stadler 2005) verwiesen. In der Habilitation von Stadler werden unter anderem auf Basis von Simulationen und Modellen die möglichen Lastmanagementpotenziale in den Bereichen Lüftung, Klimakälte und Druckluft ermittelt. Ein Vergleich der von Stadler ausgewiesenen Potenziale mit den Ergebnissen der anderen Studien gestaltet sich schwierig, da die ausgewiesenen Potenziale teils nur für spezielle Anwendungen gelten. Daher werden diese Werte für den weiteren Studienvergleich mit Ausnahme der Druckluft nicht berücksichtigt.

In der dena-Netzstudie II werden die Querschnittstechnologien Druckluft, Lüftung und Prozesskälte (differenziert nach den Branchen Lebensmittel und chemische Industrie) auf deren Lastmanagementpotenzial untersucht.

Die Ergebnisse der Studien sind in Tabelle 8 dargestellt. Beide Studien weisen das technische Potenzial der betrachteten Querschnittstechnologien aus.

Die Resultate der beiden Studien bezüglich Lebensmittelkälte/Kühl- und Gefrierprozesse weichen deutlich voneinander ab. Grund für diese Abweichung dürfte unter anderem

Lastmanagementpotenzial für ausgewählte Querschnittstechnologien

Tabelle 8

Anwendung	Inst. Leistung	Mittl. pos. Leistung (abschaltbar)	Realisierbare pos. Leistung	Mittl. neg. Leistung (zuschaltbar)	Realisierbare neg. Leistung
	in MW	in MW	in MW	in MW	in MW
Druckluft [Agricola u. a. 2010]	4.278	1.598	1.598	2.680	2.680
Druckluft [Stadler 2005]	n. a.	1.598	224	n. a.	91
Belüftung [Agricola u. a. 2010]	1.215	1.075	1.075	141	141
Klimatisierung [Klobasa 2007]	n. a.	n. a.	320	n. a.	n. a.
Prozesskälte chem. Industrie [Agricola u. a. 2010]	572	572	572	0	0
Prozesskälte Lebensmittel [Klobasa 2007]	n. a.	450 bis 570	270	n. a.	n. a.
Prozesskälte Lebensmittel [Agricola u. a. 2010]	2.180	1.478	1.478	703	703

Darstellung nach Agricola et al. (2010), Klobasa (2007), Stadler (2005)

der unterschiedlich hoch angesetzte Stromverbrauch (circa 13 TWh/a nach dena, maximal 5 TWh/a nach Klobasa) sein.

7.1 Datengrundlage und Methodik

Um zu ermitteln, welchen Beitrag Querschnittstechnologien zur Lastverschiebung leisten können, wurde zunächst eine Methodik entwickelt, die in Abbildung 33 dargestellt ist.

Die Datengrundlage für die Auswertung bildeten detaillierte Erhebungen im Rahmen der Lernenden Energieeffizienz-Netzwerke (LEEN) der FfE GmbH (FfE GmbH 2012), die für die Erfassung der Lastmanagementpotenziale für dieses Projekt aufbereitet wurden. Insgesamt wurden Daten aus über 40 Betrieben ausgewertet. Für jeden dieser Betriebe liegen Angaben zum Gesamtstromverbrauch sowie zum Stromverbrauch je Querschnittstechnologie vor. Zudem ist bekannt, wie hoch die installierte Leistung der einzelnen Anlagen je Querschnittstechnologie ist – und ob und wie diese geregelt werden können (keine Regelung, Stufen- oder Drehzahlregelung). Somit konnte die gesamte installierte

Leistung je Querschnittstechnologie berechnet werden. Ebenfalls sind für jeden Betrieb Stromlastgänge in Viertelstunden-Auflösung vorhanden. Anhand des Stromlastgangs konnten so die Betriebszeiten des jeweiligen Betriebs ermittelt werden.

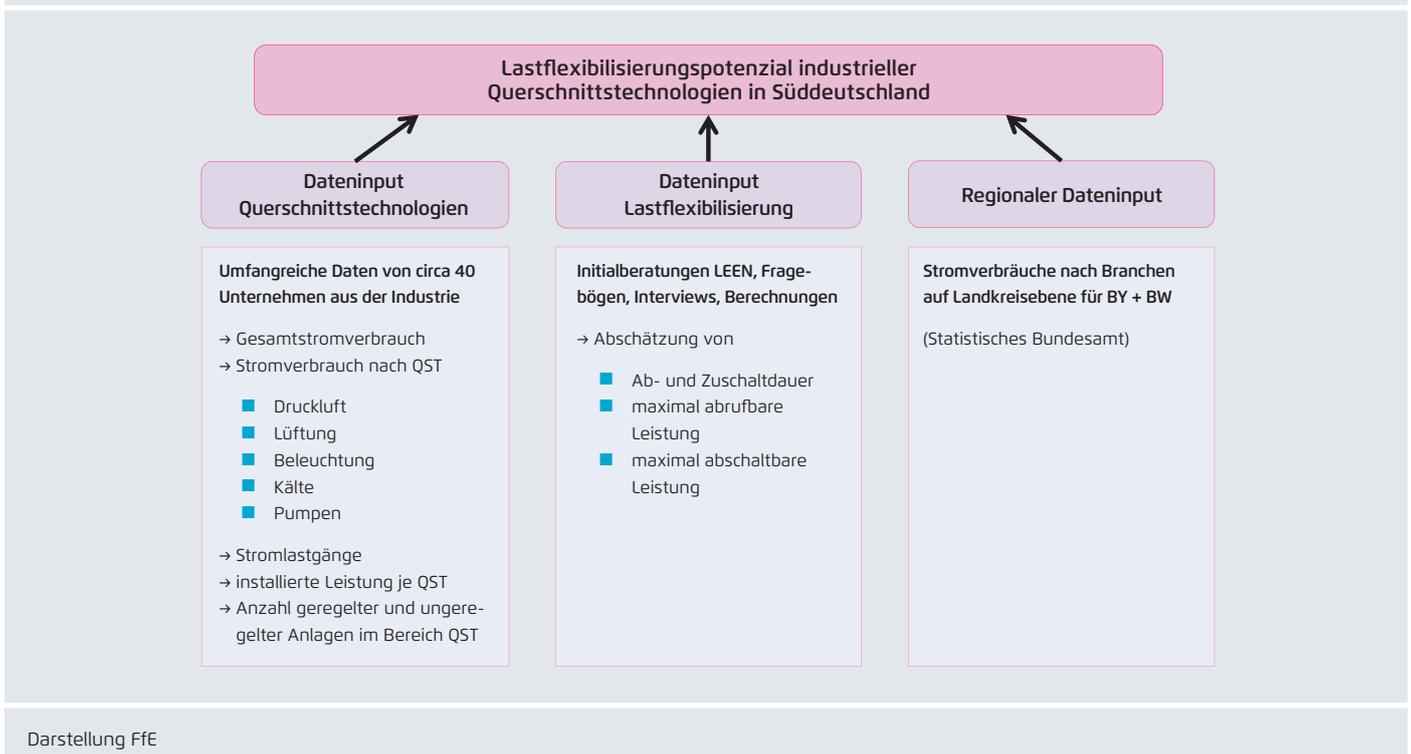
Es wurden folgende Querschnittstechnologien für eine detaillierte Betrachtung gewählt:

- Druckluft
- Lüftung
- Beleuchtung
- Kälte (Prozess- und Klimakälte)
- Pumpen

In den Bereichen Druckluft, Lüftung, Kälte und Pumpen können jeweils die elektrischen Antriebe der verschiedenen Systeme für Lastmanagementmaßnahmen genutzt werden. Bei der Beleuchtung wird durch das Dimmen beziehungsweise Reduzieren der Beleuchtungsstärke ein geringerer Leistungsbedarf erzielt.

Methodik zur Ermittlung des Lastmanagementpotenzials industrieller Querschnittstechnologien (QST)

Abbildung 33



Für die Potenzialermittlung wurde zudem auf die Ergebnisse der Onlinebefragung (vgl. Kapitel 5) zurückgegriffen und es wurden Vor-Ort-Interviews durchgeführt. Neben den Energieverantwortlichen aus Unternehmen wurden auch *Demand-Response*-Dienstleister befragt.

In den detaillierten Gesprächen mit den Energieverantwortlichen der Betriebe aus den von der FfE betreuten Energieeffizienz-Netzwerken wurde unter anderem diskutiert, inwiefern einzelne Anlagen flexibel betrieben werden können beziehungsweise welche weiteren Schritte für eine flexible Betriebsweise erforderlich wären. Dabei wurden realisierbare Potenziale aus den technischen Potenzialen abgeleitet, wobei ein wirtschaftlicher Betrieb ohne die Berücksichtigung von Implementierungskosten angenommen wurde. Die Erkenntnisse aus den verschiedenen Befragungen wurden unter anderem dazu genutzt, um die flexibilisierbare Leistung je Querschnittstechnologie zu ermitteln. Zudem wurden vor allem die Vor-Ort-Befragungen genutzt, um Erkenntnisse bezüglich der Abrufdauer und -häufigkeit bei Querschnittstechnologien zu erhalten. Darüber hinaus wurden weitere Berechnungen hinsichtlich der maximal möglichen Abrufdauer durchgeführt.

Um anschließend das Potenzial für Süddeutschland zu ermitteln, wurden die Stromverbräuche je Branche und Landkreis für Bayern und Baden-Württemberg aus dem Regionenmodell der FfE genutzt (Schmid u. a. 2010).

Folgende Branchen wurden für die Potenzialermittlung betrachtet:

- Ernährung und Tabak
- Papier
- Chemie
- Glas, Keramik, Steine, Erden
- Metallerzeugung, Nichteisen-Metallerzeugung, Metallbearbeitung
- Maschinenbau, Fahrzeugbau
- sonstige Wirtschaftszweige

Stromverbrauch je Querschnittstechnologie und Branche

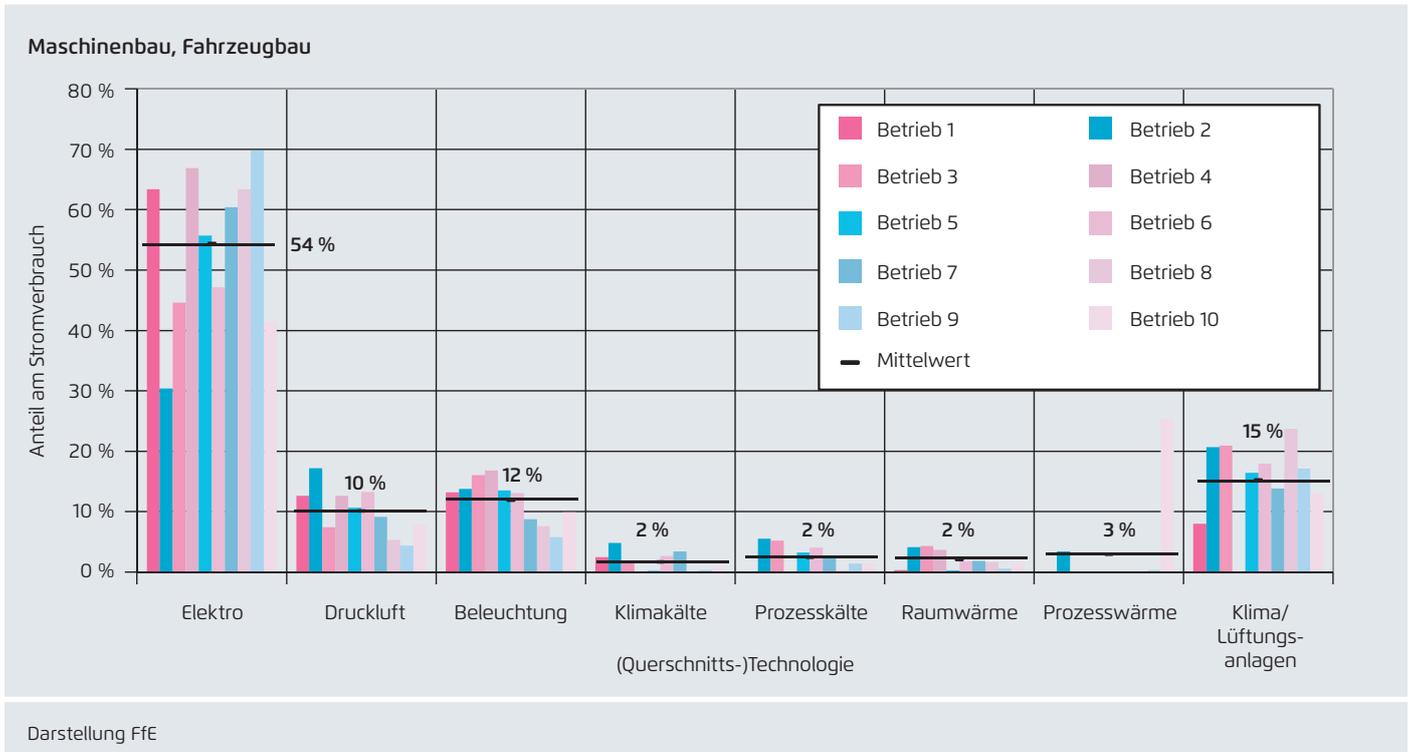
Die untersuchten Betriebe wurden zunächst den unterschiedlichen Branchen zugeordnet. Aufgrund der beschränkten Stichprobengröße wurde darauf geachtet, ähnliche Einsatzbereiche von Querschnittstechnologien zusammenzufassen. Beispielsweise wurden Unternehmen der Branchen Maschinenbau und Fahrzeugbau aufgrund der ähnlichen Nutzung von Lüftungsanlagen, Druckluftkompressoren und Kälteerzeugungsanlagen gemeinsam betrachtet. Die vorhandenen Daten zum Stromverbrauch je Querschnittstechnologie und Betrieb wurden je Branche gemittelt, sodass für alle oben genannten Branchen eine Aufteilung des Stromverbrauchs auf die einzelnen Querschnittstechnologien und auf die Produktionsanlagen vorlag. Abbildung 34 zeigt diese Aufteilung am Beispiel der Branchen Maschinen- und Fahrzeugbau. Der Bereich „Elektro“ (52 Prozent des Gesamtstromverbrauchs) beinhaltet den Stromverbrauch für die Produktionsanlagen sowie für die EDV, letzterer ist jedoch meist vernachlässigbar gering. Die Bereiche Druckluft, Beleuchtung und Lüftung sind neben dem Bereich Elektro mit 10 bis 15 Prozent des Gesamtstromverbrauchs weitere größere Verbraucher. Diese anteiligen Stromverbräuche je Querschnittstechnologie und Branche wurden anschließend durch Vergleich mit Literaturwerten (Rohde 2011) plausibilisiert.

Für die Hochrechnung wurde mit den arithmetischen Mittelwerten gerechnet. Vergleichend wurde die Hochrechnung noch mit einem gewichteten Mittelwert vorgenommen; hierbei käme es zu etwas höheren Potenzialen zur Leistungsreduktion in der Industrie. Die ausgewiesenen Potenziale sind somit als untere Abschätzung zu betrachten. Die hohe Streuung von Betrieb zu Betrieb in Abbildung 34 macht deutlich, dass die Potenziale im Einzelfall erheblich von den ausgewiesenen Durchschnittspotenzialen abweichen können.

Für die Ermittlung der Lastmanagementpotenziale wurden danach zwei Kennwerte je Branche gebildet. Um das regionale Potenzial darstellen zu können, wurde der Stromverbrauch je Landkreis und Branche mit dem Faktor a_i multi-

Aufteilung des Stromverbrauchs nach Technologien am Beispiel Maschinen- und Fahrzeugbau

Abbildung 34



pliziert. Dieser Faktor a_i beschreibt die installierte Leistung je Querschnittstechnologie bezogen auf den Gesamtstromverbrauch in der jeweiligen Branche i .

$$a_i = \frac{P_{inst,QST,i}}{E_{el,ges,i}}$$

i = Branche

$P_{inst,QST}$ = installierte Leistung QST

$E_{el,ges}$ = Gesamtstromverbrauch der untersuchten Betriebe

Mittlere Last bezogen auf die installierte Leistung je Querschnittstechnologie und Branche

Das realisierbare Lastmanagementpotenzial der einzelnen Technologien ist abhängig von der mittleren Leistungsaufnahme der Anlagen. Je höher die mittlere Last bezogen auf die installierte Leistung der Querschnittstechnologie ist, desto höher ist auch das positive Lastmanagementpotenzial, da mehr Last reduziert beziehungsweise abgeschaltet werden kann. Daher wird für die drei Betriebsfälle Normalbetrieb, reduzierter Betrieb und Grundlastfall die mittlere Last

berechnet. In Abbildung 35 ist ein Tageslastgang (Stromlastgang) dargestellt, es wird die jeweilige Last – unterschieden nach Normalbetrieb (alle Abteilungen produzieren), reduziertem Betrieb (nur ein Teil der Abteilungen produziert zum Beispiel in der dritten Schicht) und Grundlastbetrieb (produktionsfreie Zeit) – ermittelt.

Durch den Faktor $f_{i,b}$ wird anschließend dargestellt, wie hoch die durchschnittliche Leistungsaufnahme im Normalbetrieb ($b = 1$: alle Abteilungen produzieren), im reduzierten Betrieb ($b = 2$: nur ein Teil der Abteilungen produziert zum Beispiel in der dritten Schicht) oder im Grundlastfall ($b = 3$: produktionsfreie Zeit) ist.

$$f_{i,b,QST} = \frac{\emptyset P_{QST,i,b}}{P_{inst,QST,i}}$$

i = Branche

b = Betriebsart

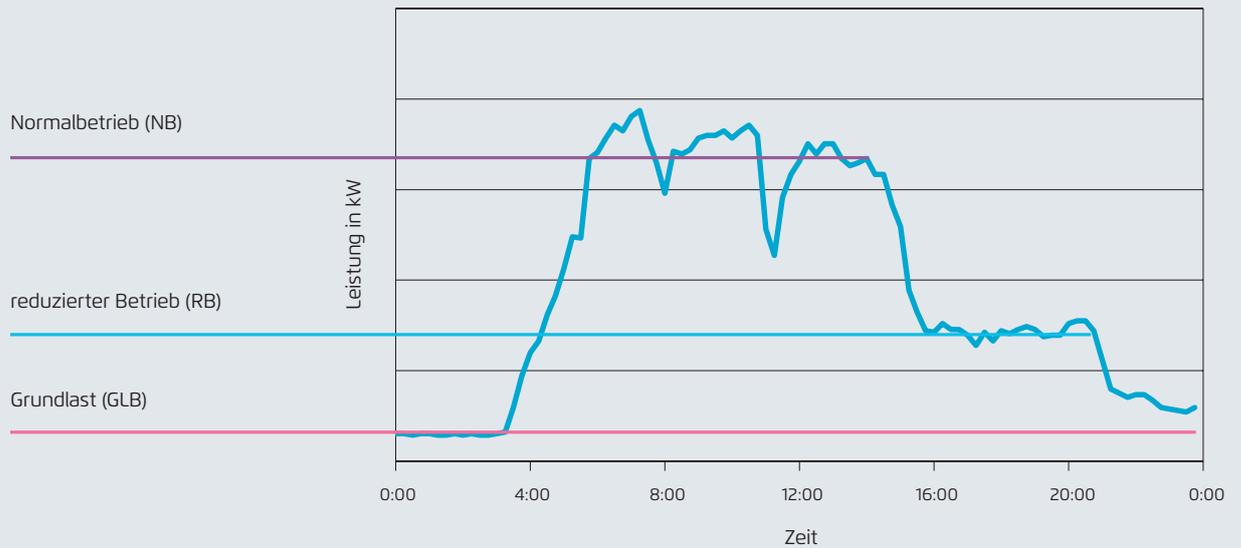
$\emptyset P_{QST,i,b}$ = mittlere Leistungsaufnahme QST bei Betriebsart b

$P_{inst,QST}$ = installierte Leistung QST

Mittlere Last in Abhängigkeit des Betriebszustands am Beispiel eines Tageslastgangs

Abbildung 35

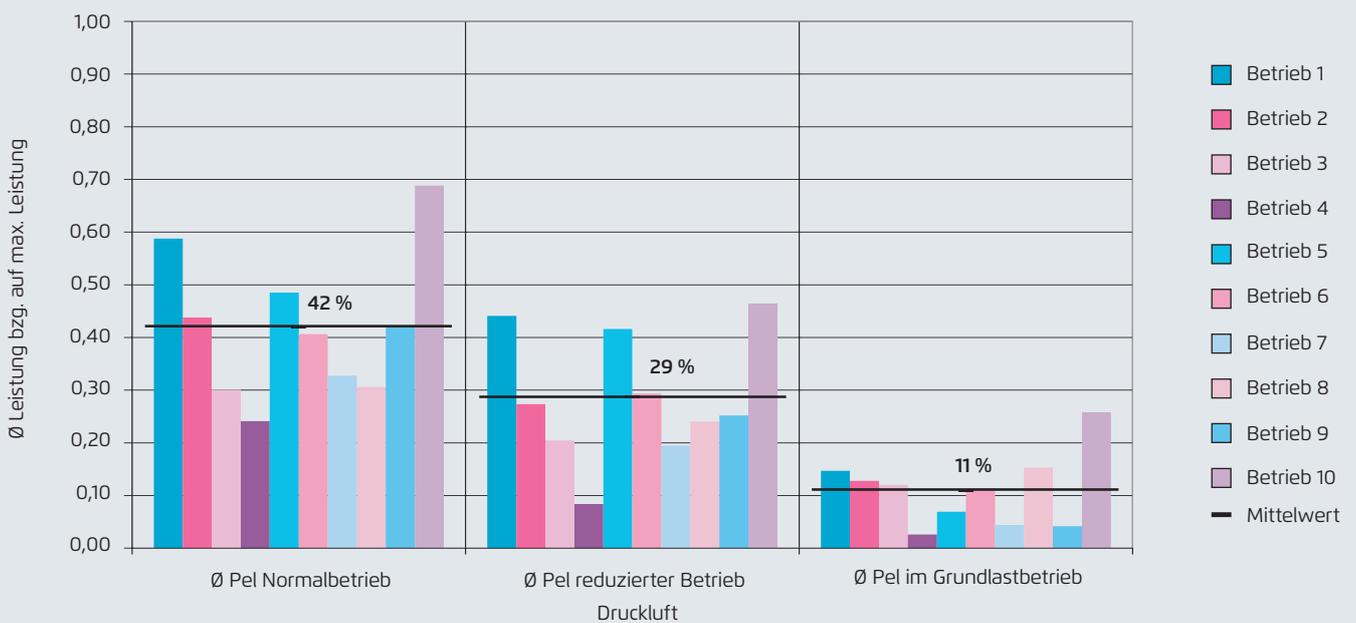
Tageslastgang



Darstellung FfE

Mittlere Last bezogen auf die installierte Leistung in Abhängigkeit des Betriebszustands am Beispiel Maschinen- und Fahrzeugbau

Abbildung 36



Darstellung FfE

Abbildung 36 zeigt die mittlere Last der Druckluftkompressoren bezogen auf die installierte Leistung der Kompressoren (f-Faktor) wiederum am Beispiel des Maschinen- und Fahrzeugbaus.

Es ist ersichtlich, dass die mittlere Last der Kompressoren im normalen Betriebsfall bei etwa 42 Prozent der installierten Leistung liegt, somit sind noch ausreichend Redundanzen im Fall eines Kompressorausfalls vorhanden. Die mittlere Last verringert sich im reduzierten Betrieb auf etwa 29 Prozent, zu produktionsfreien Zeiten wird das Druckluftnetz in den meisten Betrieben auch mit Druck beaufschlagt, da einzelne Verbraucher nicht vom Druckluftnetz getrennt werden können. Diese Verbraucher sowie Leckagen verursachen eine mittlere Last von circa elf Prozent der installierten Leistung der Druckluftkompressoren während der produktionsfreien Zeit.

Einflussgrößen auf das Lastmanagementpotenzial

Folgende limitierende Faktoren bezüglich der Lastflexibilisierung flossen in die Potenzialbestimmung mit ein:

- Nichtverfügbarkeit von Anlagen: Wenige Anlagen stehen für einen Abruf aufgrund von Wartung, Reparatur oder sonstigen Instandhaltungsmaßnahmen nicht zur Verfügung.
- Nicht abschaltbare Anlagen: Für einige Anlagen gelten gesetzliche Vorschriften, wie beispielsweise für Lüftungsanlagen im pharmazeutischen Bereich. Dort muss in einigen Bereichen eine ständige Luftwechselrate von 30 pro Stunde eingehalten werden. In diesem Fall ist es nicht möglich, die Anlage flexibel zu betreiben. Auch bei Absauganlagen kann der Volumenstrom oft nicht reduziert werden.
- Vorhandensein, Größe und Art eines Speichers: Sofern ein Speicher (zum Beispiel Druckluft-, Wärme- oder Kältespeicher) vorhanden ist, können Erzeugung und Verbrauch voneinander entkoppelt werden, was eine Flexibilisierung von Anlagen begünstigt. Die Größe des Speichers bestimmt unter anderem die Abrufdauer.
- Zuschalten von Anlagen ohne Speicherwirkung wird nicht betrachtet: In den Bereichen Beleuchtung und Lüf-

tung kann keine Speicherung von überschüssiger Energie erfolgen, durch das Erhöhen des Volumenstroms oder das Zuschalten von Lüftungsanlagen sowie die Erhöhung der Beleuchtungsstärke wird lediglich ein Mehrverbrauch generiert. Diese Anlagen weisen daher kein negatives Potenzial auf.

- Mindestbetriebsgröße: Unternehmen mit einem Stromverbrauch von weniger als 5.000 MWh pro Jahr werden für die Potenzialermittlung zur Lastflexibilisierung nicht berücksichtigt, da dort meist nur Anlagen mit geringerer installierter Leistung vorhanden sind und die Aufschaltung auf ein automatisiertes System in diesem Fall zu hohe Investitionen mit sich bringen würde.
- Sonstige Wirtschaftszweige: Da diese Gruppe sehr heterogen ist, wurde das ermittelte Potenzial durch einen zusätzlich limitierenden Faktor etwas reduziert.

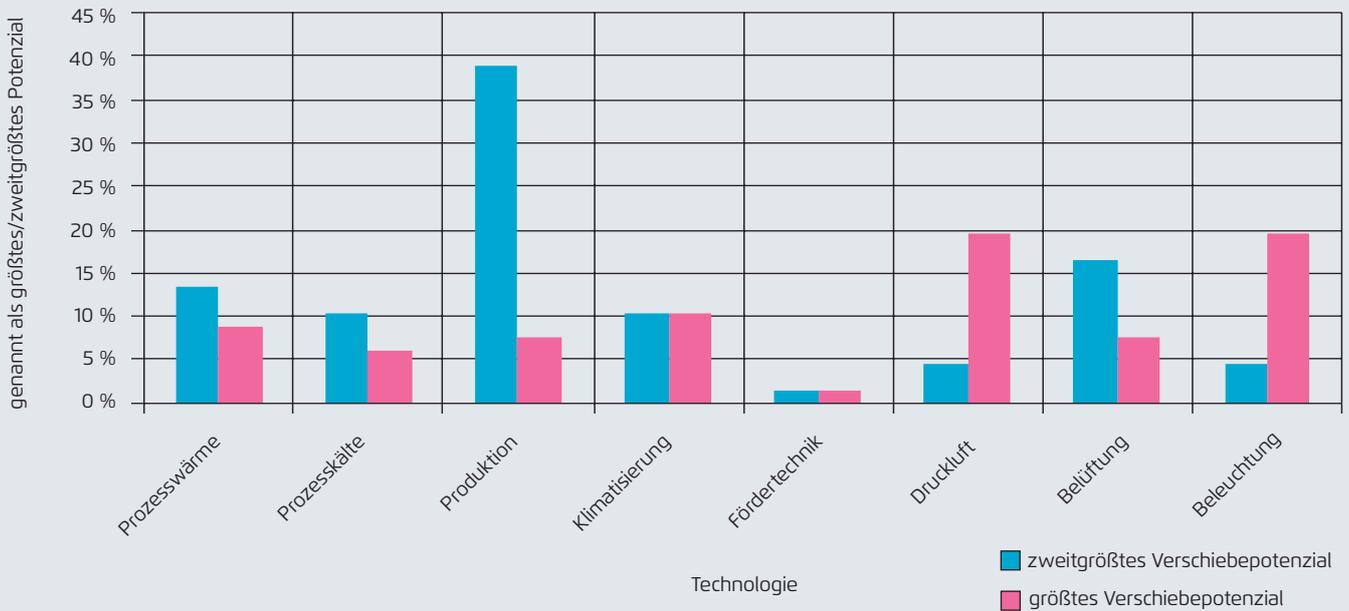
Abrufdauer und -häufigkeit

Neben der Ermittlung der flexibilisierbaren Lasten sind die Dauer und die Häufigkeit des Abrufs von entscheidender Bedeutung. Für die Erhebung der zur Verfügung stehenden Energiemenge pro Abruf wurden Angaben von Betrieben im Onlinefragebogen sowie in den Vor-Ort-Interviews herangezogen. Zudem wurden eigene Berechnungen bezüglich der Speicherkapazitäten durchgeführt und Erkenntnisse aus den Initialberatungen nach LEEN zu flexibilisierbaren Querschnittstechnologien genutzt. Um die Verfügbarkeit zu unterschiedlichen Zeitpunkten bewerten zu können, wurden separate Berechnungen in Abhängigkeit der drei Betriebsarten angestellt.

Die Betriebe wurden im Onlinefragebogen befragt, welche Technologien ihrer Meinung nach das größte und zweitgrößte Potenzial für Lastmanagementmaßnahmen aufweisen. Die relative Häufigkeit der Nennungen je Technologie ist in Abbildung 37 dargestellt. So gab der Großteil der Betriebe (circa 39 Prozent) Produktionsanlagen als größtes Potenzial für Lastmanagementmaßnahmen an. Auch sehr hohes Potenzial wurde Lüftungsanlagen (16 Prozent) zugeschrieben. Allerdings wurden beim zweitgrößten Potenzial am häufigsten Druckluft und Beleuchtung (jeweils circa 19 Prozent) genannt.

Technologien mit größtem beziehungsweise zweitgrößtem Potenzial für Lastmanagementmaßnahmen laut Antworten im Onlinefragebogen

Abbildung 37



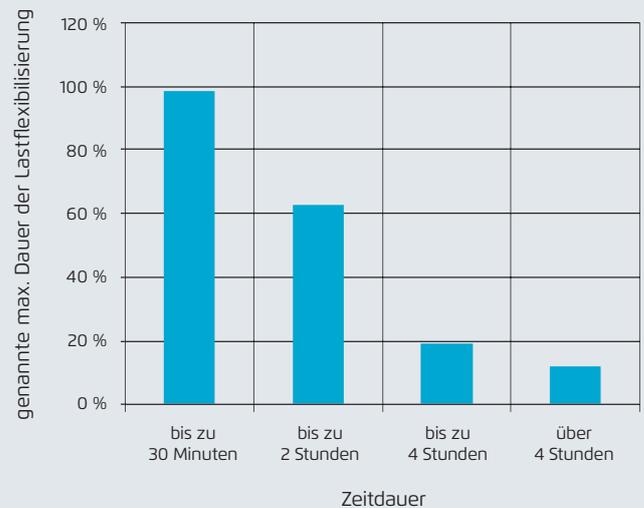
Darstellung FfE

Fast alle Betriebe gaben in der Onlinebefragung an, dass die flexibilisierbare Last für bis zu 30 Minuten abschalt- oder reduzierbar wäre (vgl. Abbildung 38). Nur noch 60 Prozent der Befragten könnten die Last bis zu zwei Stunden abschalten. Bis zu vier Stunden oder darüber hinaus können nur noch wenige Betriebe (circa zehn Prozent) ihre Last abschalten oder reduzieren.

Die Ergebnisse der Vor-Ort-Befragungen ergaben, dass der Großteil der Betriebe hohes Potenzial in den Bereichen Lüftung und Kälteerzeugung sieht. Die Unternehmen, mit denen Interviews durchgeführt wurden, gaben fast alle an, dass ein Teil ihrer Lüftungsanlagen über Zeiträume von 15 bis 30 Minuten, in Einzelfällen auch bis zu einer Stunde, flexibilisiert werden könnten. Teilweise würde bei einem Abruf der Volumenstrom reduziert werden, in Einzelfällen könnte die Lüftungsanlage auch kurzzeitig abgeschaltet werden, dies ist jedoch vom Betrieb und saisonal abhängig (bei sehr geringen Außentemperaturen im Winter sehen die Energieverantwortlichen eine Abschaltung der Lüftungsanlage kritisch). Es gibt dagegen auch Bereiche, in denen die

Maximale Abrufdauer für Lastmanagementmaßnahmen laut Antworten im Onlinefragebogen

Abbildung 38



Darstellung FfE

Volumenströme von Lüftungsanlagen aus verschiedenen Gründen nicht reduziert werden können.

Kälteerzeugungsanlagen für die Prozess- und Klimakälte können ebenfalls flexibilisiert werden, allerdings ist dies meist abhängig vom Vorhandensein eines Speichers. Im Bereich der Klimatisierung ist ein Reduzieren oder Abschalten von Kälteerzeugungsanlagen meist unkritisch. Besonders geeignet im Bereich Prozesskälte ist die Kälteerzeugung für Kühlräume, doch muss beachtet werden, dass Temperatursollwerte nicht deutlich über- oder unterschritten werden. Meist hat eine um ein bis zwei Kelvin höhere oder geringere Raumtemperatur keinen Einfluss auf die Produktqualität. Sofern ein Speicher vorhanden ist, können Lasten auch über einen längeren Zeitraum von bis zu mehreren Stunden verschoben werden. Einige der befragten und untersuchten Betriebe betreiben bereits heute ihre Kälteerzeugungsanlagen nachts, um den günstigeren Strompreis zur Niedertarifzeit zu nutzen oder um Spitzen im Lastgang tagsüber zu reduzieren.

Die genannten Anlagen in den Bereichen Lüftung und Kälteerzeugung sind bei einigen Betrieben bereits in das betriebliche Lastmanagement integriert. Sofern eine Überschreitung der maximal zulässigen Last droht, werden diese Anlagen zuerst abgeschaltet. In Einzelfällen kann sogar ein Teil der Beleuchtung für das Spitzenlastmanagement reduziert (gedimmt) werden.

Im Vergleich zu den Antworten im Onlinefragebogen sehen die vor Ort befragten Betriebe kein Lastmanagementpotenzial im Bereich Druckluftproduktion. Sie bewerten eine Abschaltung oder Reduzierung von Kompressoren kritisch, da diese Energieform jederzeit für Produktionszwecke zur Verfügung stehen muss. Bei einem Ausfall der Druckluftversorgung können Einflüsse auf die Produktion die Folge sein. Eigene Berechnungen haben zudem ergeben, dass eine Leistungsänderung für die Dauer der Erhöhung des Netzdrucks um maximal zwei Bar beziehungsweise die Dauer einer Absenkung des Netzdrucks um maximal 0,5 Bar nur über wenige Sekunden möglich wäre. Das Zeitintervall, das für die Druckerhöhung oder -reduzierung benötigt wird, ist somit sehr gering. In der Berechnung wurde berücksichtigt,

dass das Druckniveau sowohl im Netz als auch im Druckluftspeicher erhöht beziehungsweise reduziert wird. Ursache für die abweichenden Antworten im Fragebogen könnten beispielsweise andere Einsatzzwecke der Druckluft sein. Statt der Steuerung von Anlagen könnte die Druckluft zum Beispiel nur für Reinigungszwecke oder diskontinuierliche Arbeiten eingesetzt werden.

Auch im Bereich Beleuchtung sahen die Interviewpartner vor Ort wenig bis kein Potenzial, was den Angaben im Onlinefragebogen etwas widerspricht. Daher wurde für die Potenzialermittlung folgender Ansatz gewählt: Eine kurzzeitige Reduktion der Last für die Beleuchtung kann nur erfolgen, wenn nach Vorgaben des Betriebs die aktuelle Beleuchtungsstärke über den Anforderungen nach Arbeitsstättenrichtlinie liegt und eine tageslichtabhängige Steuerung mit Dimmfunktion vorhanden ist. Sofern sich der Betrieb bereit erklärt, die Beleuchtungsstärke kurzzeitig etwas abzusenken, jedoch mindestens die Anforderungen nach Arbeitsstättenrichtlinie zu erfüllen, kann ein Beitrag zur Lastflexibilisierung geleistet werden. Alle anderen Arten der Lastflexibilisierung sind demnach der Energieeffizienzsteigerung zuzuordnen. Wird die Beleuchtung zur Flexibilisierung eingesetzt, besteht allerdings auch die Möglichkeit, die Beleuchtungsstärke über einen längeren Zeitraum von bis zu vier Stunden zu reduzieren, da dies einen geringeren Einfluss auf die Behaglichkeit des Mitarbeiters hat als ein wiederholtes Erhöhen oder Reduzieren der Beleuchtungsstärke.

7.2 Potenziale

Betrachtet man die geeigneten Technologien entsprechend der vorher genannten limitierenden Faktoren, ergibt sich der größte Leistungsbedarf, der für das Lastmanagement genutzt werden kann, bei den Querschnittstechnologien in den Sektoren Maschinenbau und Fahrzeugbau sowie bei den sonstigen Wirtschaftszweigen (siehe Abbildung 71 im Anhang).

Es zeigt sich, dass vor allem in den Bereichen Kälte und Lüftung hohes Lastmanagementpotenzial gesehen wird. Etwa ein Viertel der Abschaltpotenziale lassen sich über die Re-

duzierung der Lüftungsleistung realisieren. Der Leistungsbedarf ist auch für die Druckluft sehr hoch, allerdings sind diese Anwendungen nur sehr kurzzeitig zu verlagern.

Im Vergleich zum Normalbetrieb verringert sich im reduzierten Betriebsfall das abschaltbare Potenzial etwas, im Gegenzug erhöht sich das zuschaltbare Potenzial, da die durchschnittliche Last im reduzierten Betriebsfall geringer ist (vgl. Abbildung 72 im Anhang).

Im Grundlastfall (vgl. Abbildung 73) ist das positive Potenzial nochmals deutlich geringer, das negative Potenzial dagegen am höchsten, da ein Großteil der Anlagen über einen kurzen Zeitraum zugeschaltet werden könnte.

Berücksichtigt man die Abrufdauer, könnten im Normalbetrieb für die Dauer von einer Stunde etwa 480 MW abgeschaltet werden (siehe Abbildung 39). Im Verhältnis zur mittleren Last der betrachteten Querschnittstechnologien, die bei etwa 4,4 GW liegt, entspricht der flexibilisierbare

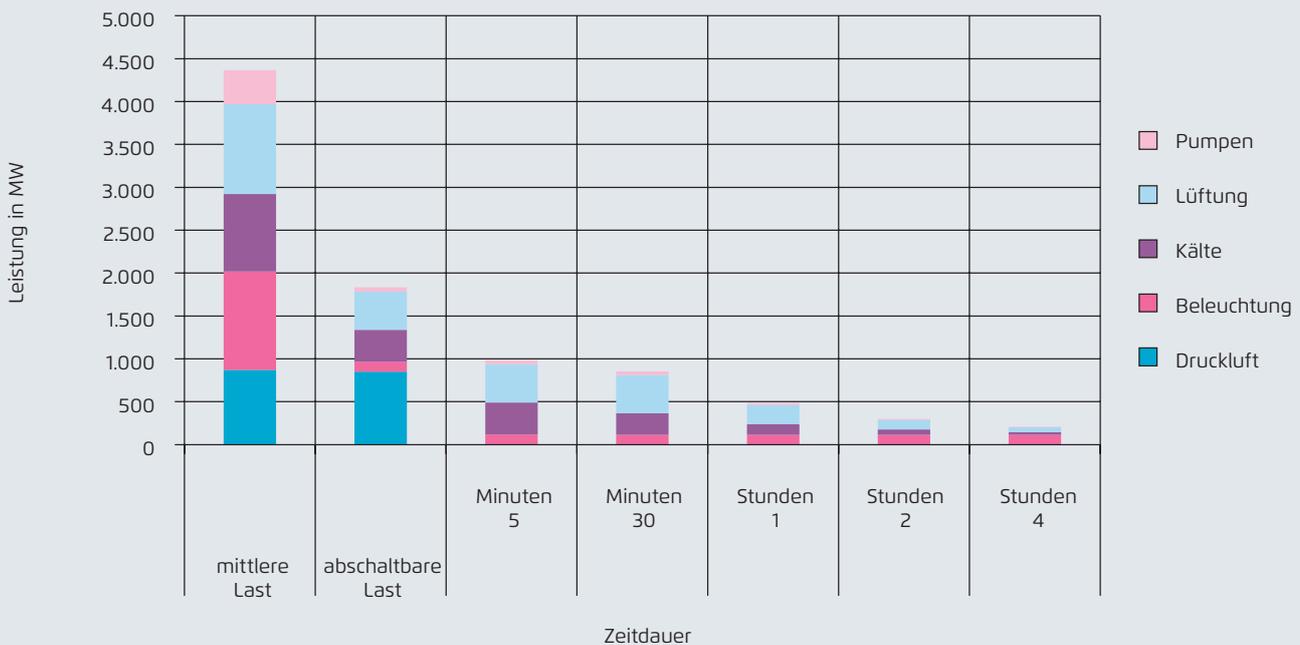
Anteil somit etwa elf Prozent. Im Vergleich zur gesamten mittleren Verbrauchslast der Industrie von 14 GW in Süddeutschland beträgt der Anteil lediglich 3,4 Prozent.

Der relative Beitrag der einzelnen Branchen zur Flexibilisierung von Querschnittstechnologien über einen Zeitraum von einer Stunde unterscheidet sich erheblich. Die mittlere Last im Normalbetrieb kann um 0,4 bis maximal 4,6 Prozent in Abhängigkeit der Branche reduziert werden.

Diese Angaben werden auch durch die Onlinebefragung der Unternehmen bestätigt. Die lastgewichteten Angaben der Unternehmen weisen eine Verlagerung von sieben bis acht Prozent der mittleren Last aus, wenn man sämtliche Branchen betrachtet. Unternehmen aus den Sektoren Maschinenbau, Fahrzeugbau und Elektrotechnik, die in der Regel Querschnittstechnologien als ihr größtes Potenzial genannt haben, weisen ein lastgewichtetes Verlagerungspotenzial von circa sechs Prozent aus. Auf dieser Basis ist die durch-

Abschaltbare Leistung durch Flexibilisierung von Querschnittstechnologien in Süddeutschland (Normalbetrieb) in Abhängigkeit der Abrufdauer – technisches Potenzial für geeignete Betriebe ohne Kostenbetrachtung für die Implementierung (Personal und I&K)

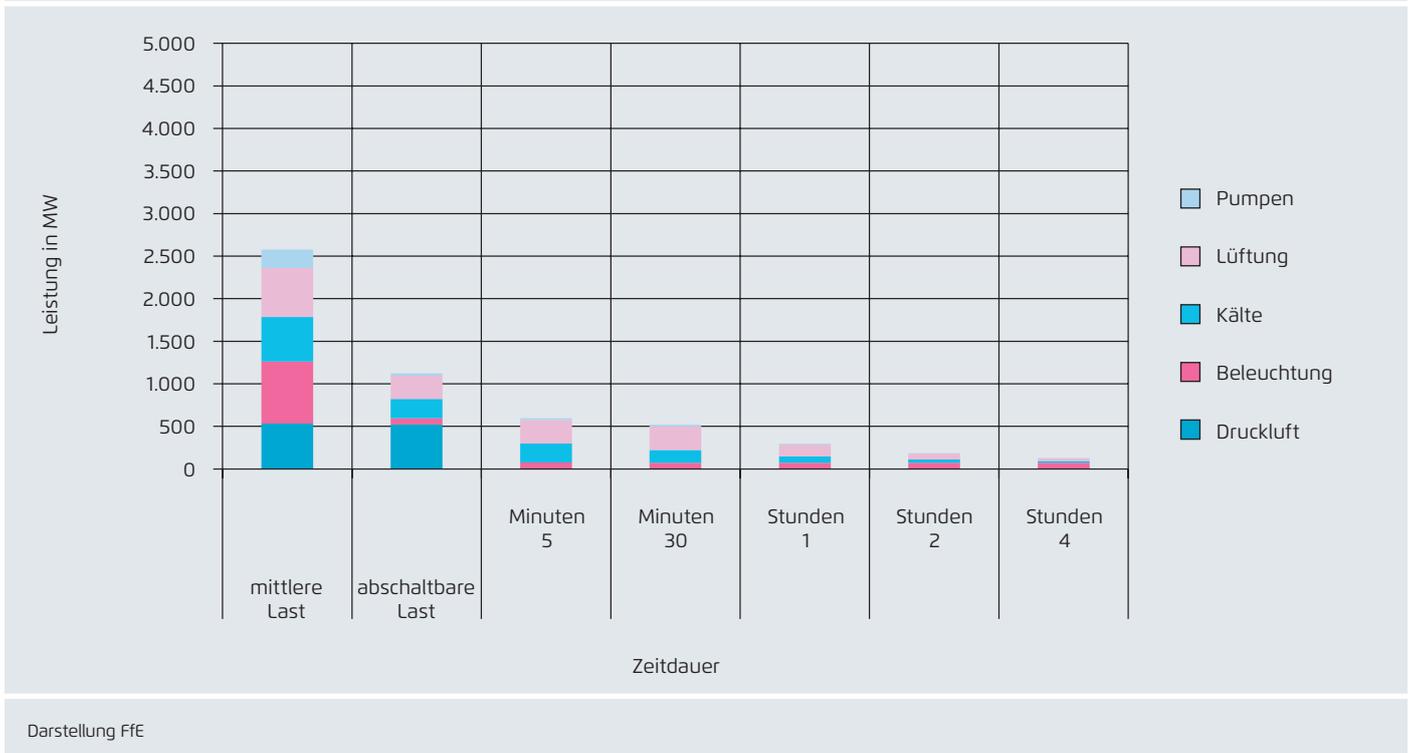
Abbildung 39



Darstellung FfE

Abschaltbare Leistung durch Flexibilisierung von Querschnittstechnologien in Süddeutschland (reduzierter Betrieb) in Abhängigkeit der Abrufdauer – technisches Potenzial für geeignete Betriebe ohne Kostenbetrachtung für die Implementierung (Personal und I&K)

Abbildung 40



geführte Potenzialabschätzung eher als konservativ einzuschätzen.

Im reduzierten Betrieb sind über die gleiche Zeitdauer noch etwa 300 MW (vgl. Abbildung 40), im Grundlastbetrieb noch circa 120 MW reduzierbar oder abschaltbar.

Insgesamt sind die größten Potenziale bei Lüftungsanlagen und Kälteerzeugern zu erwarten, da eine Abschaltung oder Reduzierung über Zeiträume von 15 Minuten bis zu maximal einer Stunde oft keinen direkten Einfluss auf die Produktion hat. Allerdings gibt es auch in diesen Bereichen eine Reihe von Anlagen, die aus verschiedenen Gründen nicht abgeschaltet werden können.

Es ist auffällig, dass viele der Unternehmen in der Onlinebefragung angaben, dass sie im Bereich Druckluft Lastmanagementpotenziale sehen. Diese Angabe erscheint bei genauerer Betrachtung eher zu optimistisch. Wird Druckluft für Produktionsprozesse benötigt, hat eine Abschaltung

häufig Produktionsausfälle zur Folge. Die Speicher sind in der Regel lediglich so groß dimensioniert, dass die Druckluftkompressoren nur im Sekundenbereich Lasten zu- oder abschalten können. Für eine Abschaltung können daher nur Druckluftanwendungen genutzt werden, die nicht direkt mit dem Produktionsprozess verknüpft sind, zum Beispiel Drucklufterinsatz für Reinigungszwecke.

Obwohl auch die Beleuchtung häufig als Option bei der Onlinebefragung genannt wurde, ist dieses Potenzial begrenzt, da eine mögliche Reduzierung der Beleuchtungsstärke generell zunächst der Energieeffizienzsteigerung zuzuschreiben ist. In Ausnahmefällen kann die Beleuchtungsstärke, sofern sie höher ist als nach Arbeitsstättenrichtlinie vorgegeben, über einen längeren Zeitraum (zum Beispiel vier Stunden) gedimmt werden. Dies kann jedoch die Behaglichkeit und somit die Produktivität von Mitarbeitern beeinflussen.

Eine Erhöhung des Potenzials wäre durch die Installation von zusätzlichen Speichern möglich. Im Folgenden wird dargestellt, welche Kosten seitens des Betriebs durch die Erweiterung von Speicherkapazitäten in den Bereichen Druckluft und Kälte entstehen.

Da bei den betrachteten Möglichkeiten zur Lastflexibilisierung bei Querschnittstechnologien näherungsweise keine variablen Kosten im Falle eines Abrufs anfallen, könnten die Kosten für eine Flexibilitätserhöhung durch Speicher auf die abgerufene elektrische Energie zur Spitzenlastreduktion umgelegt werden. Für die folgenden Beispielberechnungen werden die Investitionen mittels der Annuitätenmethode mit einem Zinssatz von zehn Prozent sowie einer Laufzeit von 20 Jahren bewertet. Des Weiteren werden in Anlehnung an die maximalen Abrufe im Rahmen der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) (siehe Kapitel 10) 208 Aktivierungen über jeweils eine Stunde zugrunde gelegt.

Für die Bereitstellung einer verschiebbaren Leistung von einem MW über eine Stunde durch die Speichererweiterung der Druckluftherzeugung (13 Bar Druckniveau auf 7 Bar absenken) würden Investitionen in Höhe von etwa 2,8 Millionen Euro anfallen. Als Grundlage für die gemittelte Berechnung der Investitionen dienen hier Preislisten verschiedener Anbieter von Druckluftspeichern. Unter zusätzlicher Berücksichtigung von Wartungs- und Betriebskosten ist bei 208 Abrufen über jeweils eine Stunde im Jahr mit circa 2.000 Euro/MWh zu rechnen. Bei lediglich zehn Abrufen erhöht sich dieser Betrag auf knapp 40.000 Euro/MWh. Diese Ergebnisse enthalten zudem Kosten für den Raumbedarf der Druckluftspeicher.

Die Investitionen für die Speichererweiterung eines Eispeichers zur Lastverschiebung von einem MW betragen circa 31.000 Euro. Werden weiterhin der Raumbedarf sowie fixe Wartungs- und variable Energiekosten in Betracht gezogen, fallen bei 208 Abrufen im Jahr Kosten in Höhe von circa 160 Euro/MWh an, die sich bei nur zehn Abrufen auf rund 680 Euro/MWh erhöhen.

8. Bewertung der verfügbaren Lastmanagementpotenziale im Bereich elektrische Speicherheizungen und Wärmepumpen (FfE)

In Süddeutschland beträgt der jährliche Stromverbrauch für elektrische Speicherheizungen (el. Sph.) circa 5,8 TWh und für Wärmepumpen circa 1,6 TWh. Der Verbrauch konnte anhand der Angaben von Verteilnetzbetreibern und Energieversorgern hochgerechnet werden. Beide Technologien verfügen über einen Wärmespeicher, durch den der Wärmeverbrauch zeitlich vom Stromverbrauch entkoppelt werden kann. Aufgrund dieser Voraussetzungen eignen sich elektrische Speicherheizungen und Wärmepumpen für Lastmanagementmaßnahmen.

8.1 Technische Rahmenparameter

Wärmepumpen

Wärmepumpen gewinnen ihre thermische Energie, indem sie einem Quellmedium unter Nutzung von elektrischer Energie Wärme entziehen und diese auf das zu beheizende System übertragen. Das Verhältnis aus gewonnener thermischer Energie zu eingesetzter elektrischer Energie beschreibt dabei die Arbeitszahl, die bei modernen Anlagen einen Wert von drei bis vier hat. In Abhängigkeit der Wärmequelle lassen sich Wärmepumpen in die drei Technologien Sole-, Grundwasser- und Luftwärmepumpe unterteilen (Viessmann 2007; Wagner u. a. 2010).

Elektrische Speicherheizungen

Die Verbreitung von elektrischen Speicherheizungen beruhte ursprünglich auf dem Gedanken, die Stromnachfrage in Schwachlastzeiten zu erhöhen, um so eine höhere Ausnutzung von konventionellen Kraftwerken zu erreichen. Da die Schwachlastzeiten üblicherweise nachts auftreten, werden die elektrischen Speicherheizungen häufig als Nachtspeicherheizung (NSH) bezeichnet. Elektrische Speicherheizungen wandeln die in den Schwachlastzeiten

aufgenommene elektrische Energie in thermische Energie um und speichern sie in ihrem Kern. Sie werden über einen speziellen Nebentarif zu günstigeren Strompreisen abgerechnet, die auf einer erheblichen Netzentgeltreduktion basieren; dazu werden üblicherweise separate Stromzähler installiert (Stadler 2005).

Bestandsentwicklung von elektrischen Speicherheizungen und Wärmepumpen

Die Entwicklung des Bestands von elektrischen Speicherheizungen ist schwer vorherzusagen, da diese stark vom regulatorischen Rahmen und von Vermarktungsmodellen bestimmt wird. Ursprünglich wurde mit Paragraph 10 a der Energieeinsparverordnung (EnEV) 2009 ein partielles Betriebsverbot von elektrischen Speicherheizungen ab dem 31. Dezember 2019 festgelegt. Voraussetzung für dieses Verbot war, dass sich die Speicherheizungen in Wohngebäuden mit mehr als fünf Wohneinheiten befinden, das Alter der Speicherheizungen 30 Jahre überschreitet und die Raumwärme ausschließlich über die Speicherheizungen zur Verfügung gestellt wird (EnEV 2009).

In der Bundesratssitzung vom 7. Juni 2013 wurde die 4. Novelle des Energieeinsparungsgesetzes mit entsprechender Änderung der Energieeinsparverordnung und damit die Zurücknahme des Verbots von elektrischen Speicherheizungen ab 2019 beschlossen. Dies wurde damit begründet, dass elektrische Speicherheizsysteme einen Beitrag zur Energiewende leisten könnten, indem sie überschüssigen Wind- und Sonnenstrom aufnehmen (EnEV 2009; EnEG 2013).

Auch die Entwicklung des Bestands von Wärmepumpen ist von den regulatorischen Rahmenbedingungen, zu denen auch die Netzentgeltermäßigungen gehören, und von Vermarktungsmodellen abhängig. Der Bundesverband Wärme-

pumpen zeichnet zwei verschiedene Szenarien bezüglich der Entwicklung des Wärmepumpenmarktes: Szenario eins stellt eine konservative Schätzung dar, während Szenario zwei optimistischere Annahmen zugrunde liegen. Danach erhöht sich in Szenario eins die Zahl der installierten Wärmepumpen von 0,45 Millionen im Jahr 2011 auf 1,1 Millionen im Jahr 2020 (2030: 1,8 Millionen). Nach Szenario zwei ist bis 2020 eine Steigerung auf 1,4 Millionen (2030: 3,4 Millionen) zu verzeichnen (BWP 2012).

Nach dieser Studie ist bis 2020 mit einer Verdopplung bis Verdreifachung der installierten Wärmepumpen (Stand 2011) zu rechnen. Die Zahl der in Zukunft installierten elektrischen Speicherheizungen kann dagegen nur schwer abgeschätzt werden; sie ist unter anderem abhängig von weiteren politischen Entscheidungen.

8.2 Datengrundlage

Für die Potenzialermittlung wurde zunächst der aktuelle Stromverbrauch von Wärmepumpen und elektrischen Speicherheizungen ermittelt. Dazu wurden Daten von Verteilnetzbetreibern und Energieversorgern ausgewertet, welche die jeweiligen Verbrauchswerte in ihrem Netzgebiet in gemeindescharfer Auflösung enthalten. Da nicht alle Datensätze die Jahresstromverbräuche von Wärmepumpen und elektrischen Speicherheizungen direkt ausweisen, wurden die Daten teilweise mit Vergleichswerten und Berechnungen angepasst. Über Versorgungsgrade und Informationen zur installierten Leistung konnten weitere Justierungen und Überprüfungen der Werte vorgenommen werden.

Lag der angegebene Versorgungsgrad über 30 Prozent, wurden die Verbrauchswerte aufgrund der gemeindespezifischen Daten ermittelt. Für Gemeinden mit einem Versorgungsgrad unter 30 Prozent wurden die Werte über die Daten des gesamten Versorgungsgebietes hochgerechnet. War nur die Information vorhanden, ob es sich um ein voll- oder teilversorgtes Gebiet handelt, wurden die Verbrauchswerte der teilversorgten Gemeinden ebenfalls über die gesamte Datenmenge hochgerechnet.

Bei den Daten der LEW Verteilnetz GmbH konnte bei 84 Prozent der Gemeinden mit einem Versorgungsgrad von 100 Prozent gerechnet werden. Von den Gemeinden hatten 8,5 Prozent einen Versorgungsgrad unter 30 Prozent und weitere 7,5 Prozent der Gemeinden einen Versorgungsgrad zwischen 30 Prozent und 100 Prozent. Die Datensätze von E.ON Bayern unterscheiden nur zwischen teil- und vollversorgt. Die von E.ON Bayern versorgten Gemeinden sind zu 20 Prozent teilversorgt und zu 80 Prozent vollversorgt. Bei den Daten von EnBW Vertrieb ist keine Unterscheidung bezüglich des Versorgungsgrades angegeben. Daher wurden diese unverändert übernommen.

Mittels der Datensätze konnten 67 Prozent der Gemeinden des untersuchten Gebietes erfasst werden. Nach der Bereinigung der Daten erfolgte die Hochrechnung der Gebiete, für die keine oder unzureichende Daten vorlagen – auf der Grundlage der vorhandenen 59 Prozent der Gemeinden des betrachteten Gebietes. Mit den Stromverbrauchswerten von privaten Haushalten aus dem Regionenmodell der fFE können die Verbräuche von elektrischen Speicherheizungen und Wärmepumpen für die Gebiete, für die keine Daten vorliegen, mit folgender Formel ermittelt werden:

$$\begin{aligned} \text{Stromverbrauch el. Sph./WP}_{\text{Gemeinde}} &= \\ &= \frac{\text{Gesamtstromverbrauch}_{\text{Gemeinde}}}{\text{Gesamtstromverbrauch}_{\text{Datengebiet}}} * \text{Stromverbrauch el. Sph./WP}_{\text{Datengebiet}} \end{aligned}$$

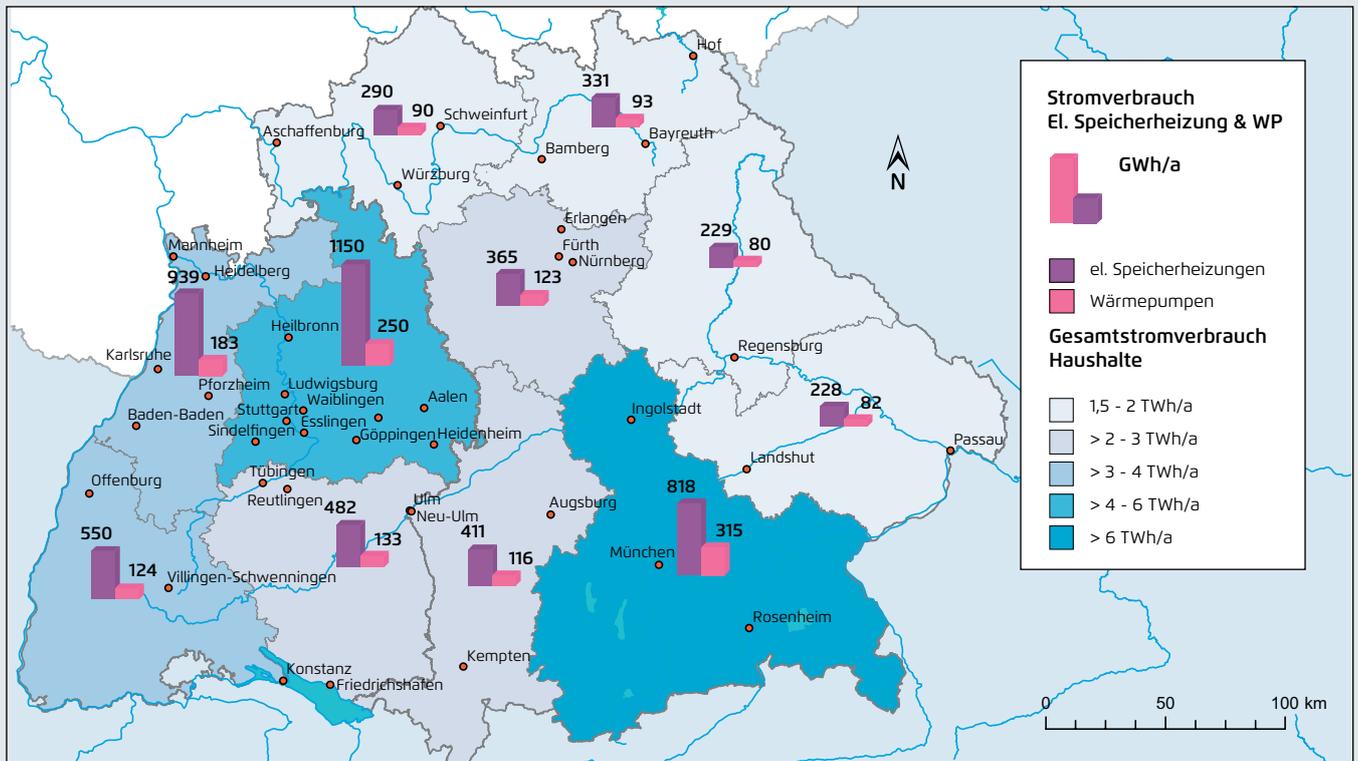
(grafische Darstellung der Datengrundlage im Anhang)

Aus den Berechnungen ergibt sich, dass in Bayern und Baden-Württemberg zusammen der jährliche Stromverbrauch von elektrischen Speicherheizungen etwa 5,8 TWh beträgt; bei Wärmepumpen liegt dieser Wert bei etwa 1,6 TWh. Die Verteilung der Jahresstromverbräuche auf die Regierungsbezirke ist in Abbildung 41 dargestellt.

Elektrische Speicherheizungen und Wärmepumpen werden über temperaturabhängige Lastprofile (siehe Abbildung 42 und Abbildung 43) beliefert, die von den jeweiligen Verteilnetzbetreibern vorgegeben werden. Aufgrund der Übersichtlichkeit sind nur die Lastprofile für einige ausgewählte Temperaturen dargestellt.

Jahresstromverbrauch von elektrischen Speicherheizungen und Wärmepumpen in Bayern und Baden-Württemberg

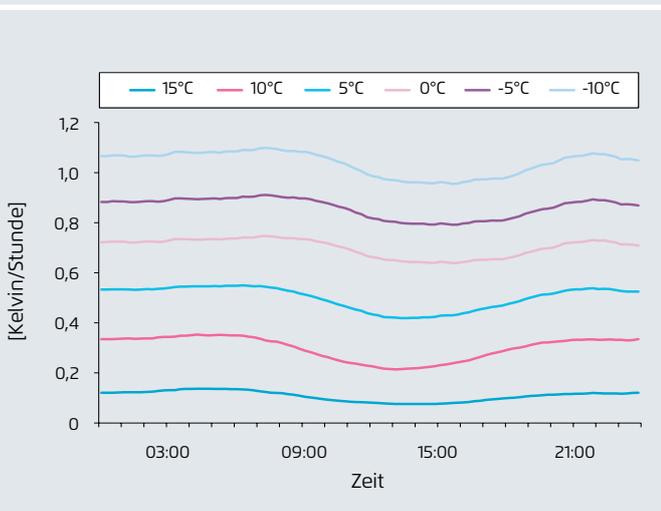
Abbildung 41



Darstellung FfE, basierend auf FfE-Regionenmodell 2012, Statistisches Bundesamt (Destatis); E.ON Bayern (VNB), LEW Verteilnetz GmbH (VNB) und EnBW Vertrieb (EVU) 2010 - 2011

Temperaturabhängige Lastprofile für Wärmepumpen auf dem Gebiet der LEW Verteilnetz GmbH

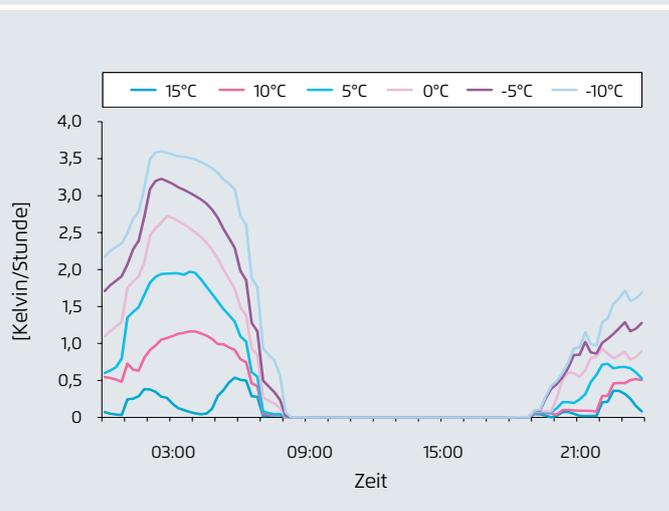
Abbildung 42



Darstellung FfE nach LEW (2009)

Temperaturabhängige Lastprofile für elektrische Speicherheizungen auf dem Gebiet der LEW Verteilnetz GmbH

Abbildung 43



Darstellung FfE nach LEW (2013)

Die temperaturabhängigen Lastprofile stellen die Gesamtheit der Anlagen dar. Die Lastprofile von Wärmepumpen verlaufen relativ gleichmäßig über den Tag, teilweise sind die Abschaltungen zu einzelnen Stunden erkennbar. Bei elektrischen Speicherheizungen wird das Maximum typischerweise nachts und das Minimum tagsüber erreicht. Die Höhe der Lastprofile wird durch die zugrunde gelegte Referenztemperatur bestimmt.

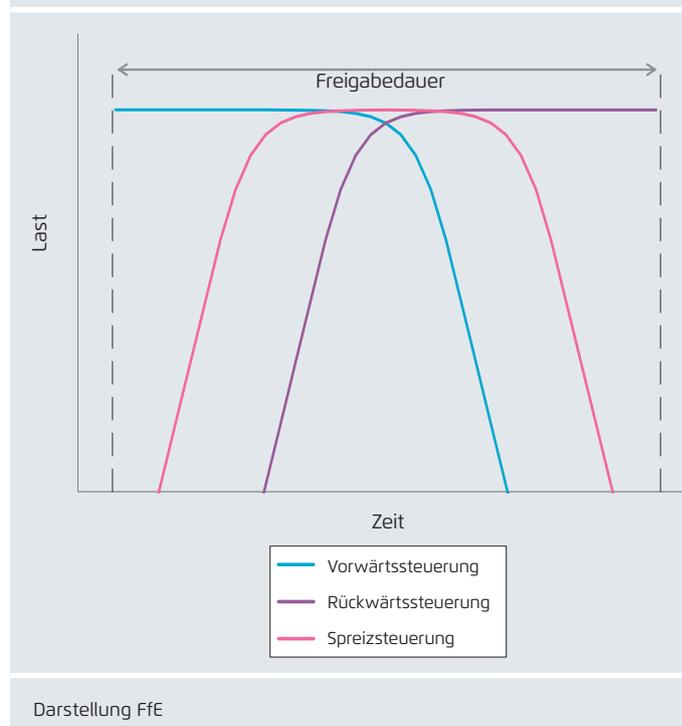
Bei den elektrischen Speicherheizungen setzt sich das Lastprofil aus verschiedenen Lademodellen zusammen – der Vorwärtssteuerung, der Rückwärtssteuerung und der Spreizsteuerung. Alle drei Modelle arbeiten grundsätzlich mit der Außentemperatur und der Restwärme im Speicher. Ziel ist es, nur so viel Energie zu laden, wie in der folgenden Abgabephase verbraucht wird. In der Zeit vor der Beladung wird der Temperaturverlauf über den Außentemperaturfühler der Aufladesteuerung aufgezeichnet, um den Ladungssollwert zu ermitteln. Die Freigabe zur Ladung erfolgt letztendlich zeit- oder funkgesteuert durch den Netzbetreiber. Dabei sendet der Netzbetreiber ein Rundsteuersignal aus, welches als Übertragungsweg entweder das Stromverteilnetz oder einen Langwellenfunkkanal nutzt. Der Rundsteuerempfänger der jeweiligen Anlage wandelt das Signal in eine Steuerinformation um.

Bei der vorwärtsgesteuerten Fahrweise erfolgt die Speicherbeladung bereits zu Beginn des Ladefensters; je nach Ladezustand und Außentemperatur schalten die Heizungen schrittweise ab. Hingegen erfolgt bei der rückwärtsgesteuerten Fahrweise ein konsequentes Zuschalten der Heizungen, die ihren Sollwert erst zum Ende des Freigabezeitraums erreichen. Die Spreizsteuerung verlagert die Last in die Mitte der Ladefreigabezeit oder an den Anfang und an das Ende. Die Varianten sind schematisch in Abbildung 44 dargestellt.

Mit den temperaturabhängigen Lastprofilen sowie den ermittelten Jahresverbrauchswerten kann der aggregierte Lastverlauf der elektrischen Speicherheizungen und Wärmepumpen folgendermaßen ermittelt werden:

Varianten der Ladungssteuerung von elektrischen Speicherheizungen

Abbildung 44



Zunächst wird die sogenannte äquivalente Tagesmitteltemperatur als gewichteter Mittelwert aus Tagesmittel des Liefertages (T_m) und der drei Vortage ($T_m(d1)$, $T_m(d2)$, $T_m(d3)$) berechnet, nach der Formel:

$$T_{m,\ddot{a}} = 0,5 * T_{m(d)} + 0,3 * T_{m(d-1)} + 0,15 * T_{m(d-2)} + 0,05 * T_{m(d-3)}$$

Aus der äquivalenten Tagesmitteltemperatur lässt sich die Temperaturmaßzahl (TMZ) für den ausgewählten Tag berechnen:

$$TMZ(d) = \text{Maximum} \left((T_{\text{Bezug}} - T_{m,\ddot{a}}); K \right)$$

Dabei ist T_{Bezug} die Bezugstemperatur und K die Begrenzungskonstante (variiert je nach Verteilnetzbetreiber, bei E.ON Bayern AG: $T_{\text{Bezug}} = 17 \text{ °C}$, $K = 1$).

Die für die vergangenen Jahre gültigen äquivalenten Tagesmitteltemperaturen beziehungsweise Temperaturmaßzahlen werden auf den Internetseiten der Verteilnetzbetreiber veröffentlicht.

Die spezifische elektrische Arbeit (a_{-1}) für eine Anlage ergibt sich schließlich als Quotient des Jahresverbrauchs (Z in kWh) und der Summe der Temperaturmaßzahlen dieses Jahres.

$$a_{-1} = \frac{Z}{\sum_{365} TMZ}$$

Das Lastprofil einer Anlage $P(t)$ für einen bestimmten Tag ergibt sich aus der Multiplikation des für diesen Tag gültigen temperaturabhängigen Lastprofils $p(t)$ mit der spezifischen elektrischen Arbeit (a_{-1}).

$$P(t) = p(t) * a_{-1}$$

Durch Addition aller Anlagen lässt sich schließlich für jede Temperatur der Gesamtlastgang ermitteln.

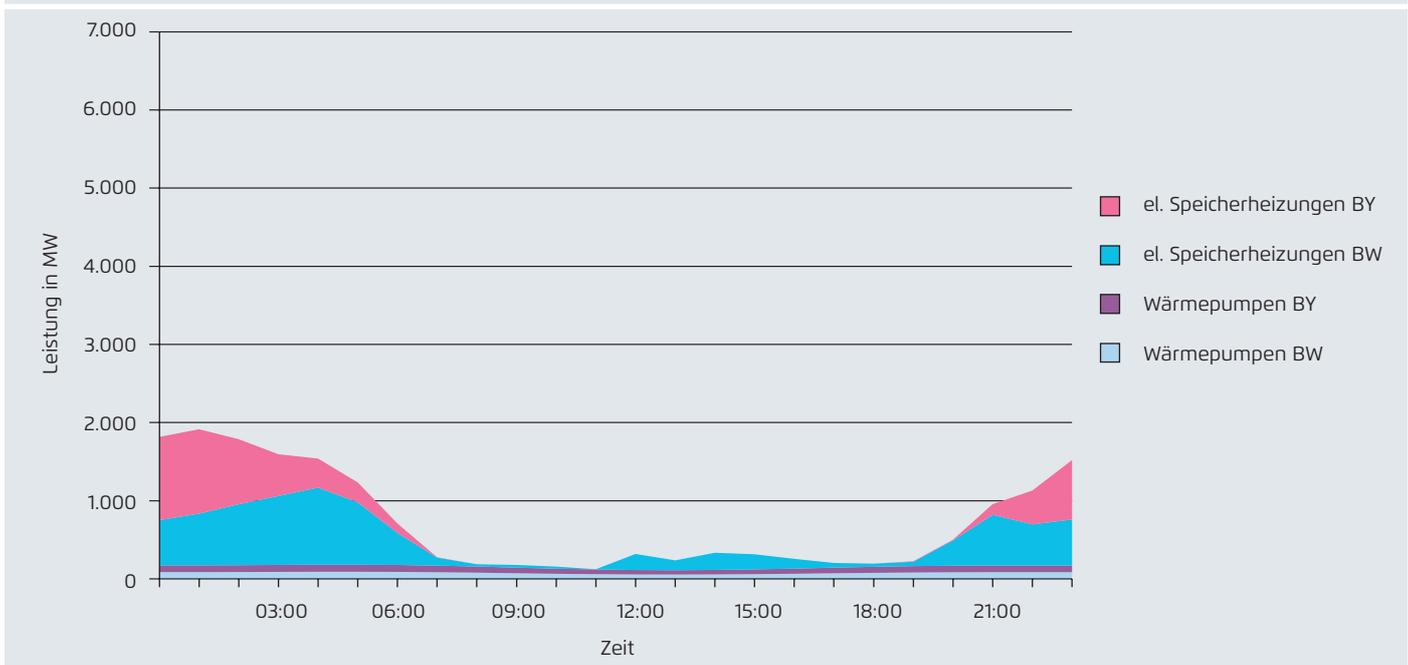
In Abbildung 45 ist der Gesamtlastgang der elektrischen Speicherheizungen und Wärmepumpen in Süddeutschland für eine äquivalente Tagesmitteltemperatur von 10 °C dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die Hochlastbereiche von

elektrischen Speicherheizungen im Tagesverlauf typischerweise in den Nachtstunden liegen – Wärmepumpen hingegen eine relativ konstante Last aufweisen. Bei dem Lastverlauf von elektrischen Speicherheizungen sind Unterschiede zwischen Bayern und Baden-Württemberg zu erkennen, die aus den unterschiedlichen Lastprofilen der Verteilnetzbetreiber resultieren.

Bei einer äquivalenten Tagesmitteltemperatur von zehn Grad Celsius beträgt die Spitzenlast in Süddeutschland 1.900 MW. Durch den Vergleich mit den Lastgängen für eine Tagesmitteltemperatur von null Grad Celsius in Abbildung 46 (beziehungsweise zehn Grad Celsius in Abbildung 47) wird die Temperaturabhängigkeit deutlich. Bei null Grad Celsius beträgt die Last in der Spitze knapp 4.200 MW und unterschreitet im Tagesverlauf nie 400 MW. Bei minus zehn Grad Celsius wird in den frühen Morgenstunden eine Spitzenlast von bis zu 6.200 MW erreicht.

Lastgang der elektrischen Speicherheizungen und Wärmepumpen in Baden-Württemberg und Bayern (äquivalente Tagesmitteltemperatur 10 °C)

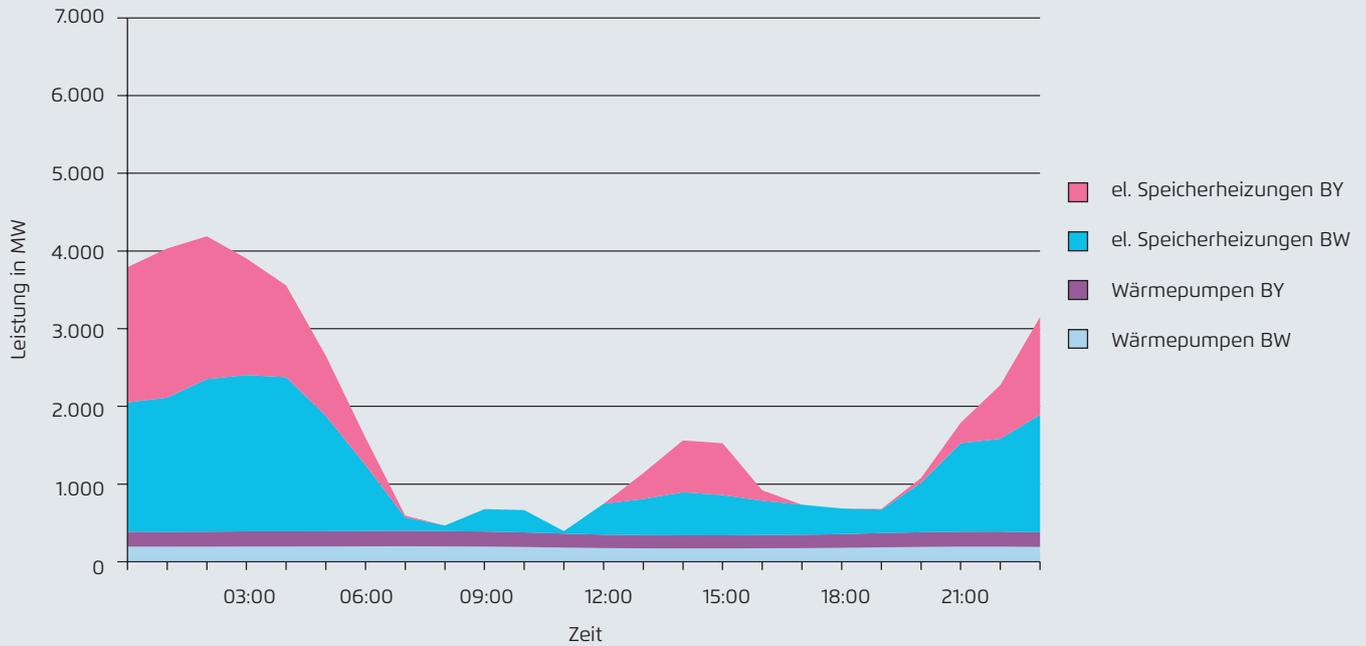
Abbildung 45



Darstellung FfE

Lastgang der elektrischen Speicherheizungen und Wärmepumpen in Baden-Württemberg und Bayern (äquivalente Tagesmitteltemperatur 0 °C)

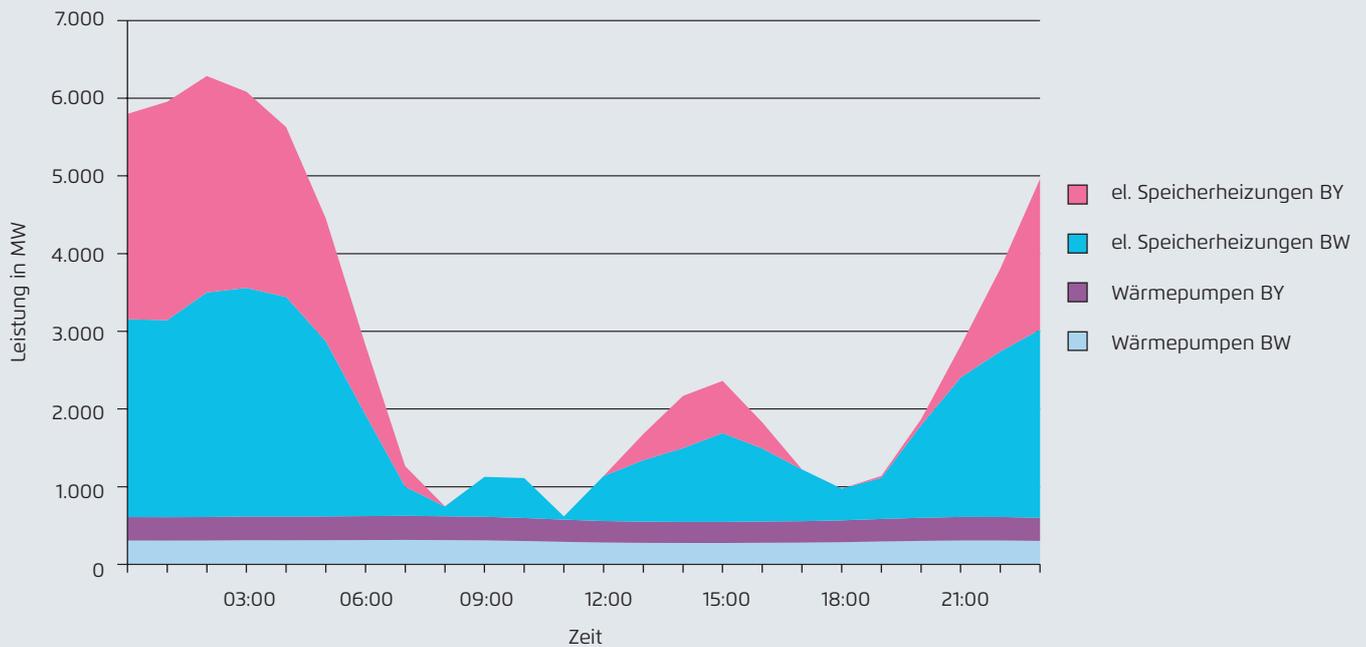
Abbildung 46



Darstellung FfE

Lastgang der elektrischen Speicherheizungen und Wärmepumpen in Baden-Württemberg und Bayern (äquivalente Tagesmitteltemperatur -10 °C)

Abbildung 47



Darstellung FfE

8.3 Methodik zur Ermittlung der Lastmanagementpotenziale

Die generierten Lastverläufe für die elektrische Wärmebereitstellung in Süddeutschland dienen als Grundlage für die Ermittlung der Lastmanagementpotenziale. Zum Verständnis der Rolle von elektrischen Speicherheizungen und Wärmepumpen wurden die Technik, die aktuelle Handhabung, die Marktmechanismen sowie optimierte Einsatzmöglichkeiten in Gesprächen mit Vertretern von E.ON Metering, E.ON Bayern, LEW Verteilnetz und EnBW Vertrieb diskutiert. Es wurden Methoden entwickelt, um Lastverschiebungspotenziale unter verschiedenen Prämissen zu ermitteln. Dabei wurden sowohl Methoden, die eine vorherige Planung voraussetzen, als auch Ansätze, mit denen ohne vorherige Planung kurzfristig auf Ereignisse reagiert werden kann, berücksichtigt.

Wärmelastgänge wurden in stündlicher Auflösung für die Abschätzung des Lastverschiebungspotenzials über ein firmeninternes Gebäudesimulationsmodell und ein Ener-

gieberaterprogramm (FIB 2009) erstellt. Für elektrische Speicherheizungen wurden vier verschiedene Arten von Lastverschiebungsmaßnahmen entwickelt, die im Folgenden beschrieben sind. Die für Wärmepumpen ermittelten Lastverschiebungspotenziale basieren – aufgrund der relativ homogenen Verteilung der Last über den Tagesverlauf und der beschränkten Abschaltzeit – auf einer einheitlichen Methode.

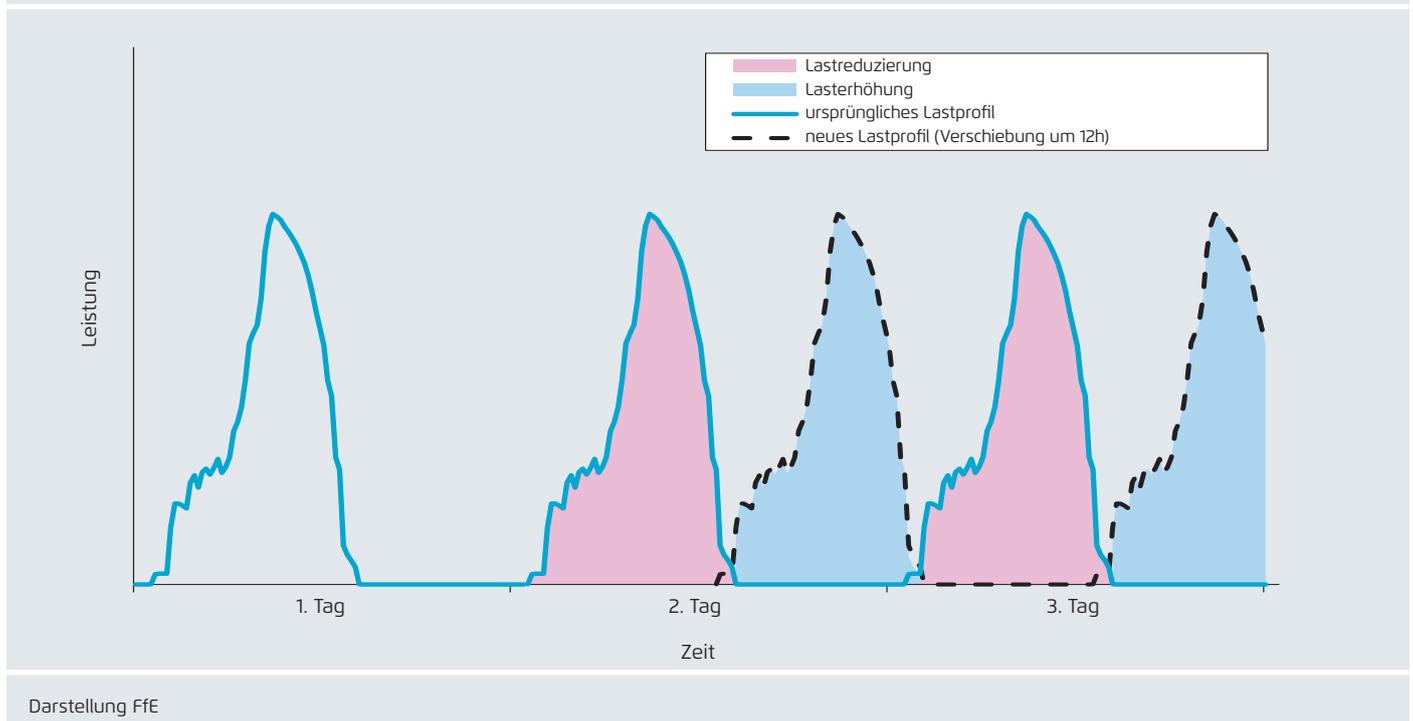
Potenzialermittlung der elektrischen Speicherheizungen

Variante 1: Verschiebung des Lastprofils

Ein möglicher Anwendungsfall für die im Folgenden betrachtete Variante „Verschiebung des Ladefensters von der Nacht in den Tag“ könnte sich im Falle einer hohen Photovoltaikstromerzeugung ergeben. Auf diese Weise kann der nächtliche Einsatz fossiler Kraftwerke reduziert und gleichzeitig erneuerbar erzeugter Photovoltaikstrom sinnvoll integriert werden.

Variante 1: Darstellung der Lastmanagementpotenziale von elektrischen Speicherheizungen durch Verschiebung des Lastprofils

Abbildung 48



Darstellung FfE

Elektrische Speicherheizungen sind so dimensioniert, dass eine Vollladung des Speichers circa acht Stunden benötigt und ein voller Speicher selbst am kältesten Tag des Jahres ausreicht, um den Wärmebedarf in den restlichen 16 Stunden eines Tages zu decken (Stadler 2005).

Aufgrund dieser Speicherdimensionierung ist es möglich, die Speicherbeladung beliebig auf einen anderen Zeitraum des Tages zu legen. Diese Verschiebung kann unter den aktuellen Rahmenbedingungen allerdings nicht spontan erfolgen, sondern erfordert einen Tag für die Umstellung. Da die Beladung von elektrischen Speicherheizungen über Rundsteuersignale oder in das Gerät integrierte Zeitschaltuhren freigegeben wird, könnte diese Variante ohne Investitionen in Steuerungs- und Kommunikationstechnik umgesetzt werden. Es wäre allerdings eine Anpassung vor Ort erforderlich, um die Zeitschaltuhren einzustellen oder um eine ausreichende Beladung während des Ladezeitfensters am Tag zu gewährleisten. Ansonsten würde der Speicher bei einer höheren Außentemperatur während des Ladezeitfensters

zur Tageszeit geringer beladen als bei niedrigeren Außentemperaturen bei einer nächtlichen Beladung.

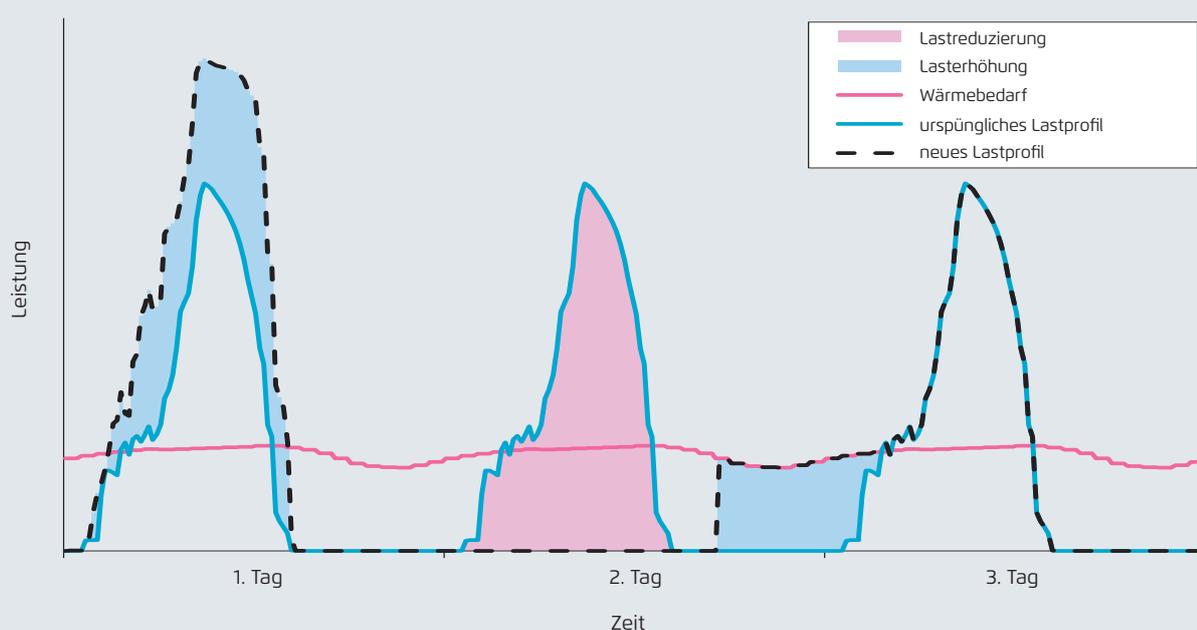
Variante 2: Vorgezogene Speicherladung

Für den Fall eines vorhersehbaren Versorgungsengpasses könnte die Speicherbeladung in die Schwachlastzeit vorgezogen werden, um die Lasten aus dem kritischen Zeitfenster zu schieben. Der Fokus liegt dabei nicht auf der Nutzung hoher Erzeugung, sondern auf der Überbrückung des erwarteten Engpasses. Wenn die vorgezogene Last nicht aus erneuerbaren Energiequellen zu decken ist, kann diese in diesem Szenario auch durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellt werden.

Die Motivation zur vorgezogenen Speicherbeladung kann jedoch auch im Aufkommen einer hohen Erzeugungsleistung beruhen. Bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen könnten die Speicher zum Beispiel vorzeitig beladen und dadurch zukünftig anstehende Lasten zur Beladung reduziert werden.

Variante 2: Darstellung der Lastmanagementpotenziale von elektrischen Speicherheizungen durch vorgezogene Ladung

Abbildung 49



Darstellung FfE

Derzeit werden die Speicher der elektrischen Speicherheizungen in Abhängigkeit der Außentemperatur jeweils nur so weit geladen, dass der Wärmebedarf bis zur nächsten Freigabedauer gedeckt werden kann. Der Speicher wird demnach nur an den kältesten Tagen komplett vollgeladen. Die nicht genutzte Speicherkapazität kann somit an allen anderen Tagen für Lastverschiebungsmaßnahmen verwendet werden. Hierbei könnte während der Freigabedauer mehr Wärme gespeichert werden, als durch das eigentlich gültige temperaturabhängige Lastprofil vorgesehen wäre. Der Wärmebedarf kann nun länger aus dem Speicher gedeckt und die Ladeleistung der folgenden Ladung reduziert werden. Dabei muss beachtet werden, dass bei höheren Außentemperaturen der Speicher aufgrund von drohender Raumüberhitzung nicht komplett vollgeladen werden kann. Der jeweils maximal erlaubte Ladezustand in Abhängigkeit der Außentemperatur wird aus der Habilitation von Stadler übernommen (Stadler 2005).

Die Variante 2 (siehe Abbildung 49) kann dazu dienen, einen absehbaren Versorgungsengpass (zum Beispiel durch

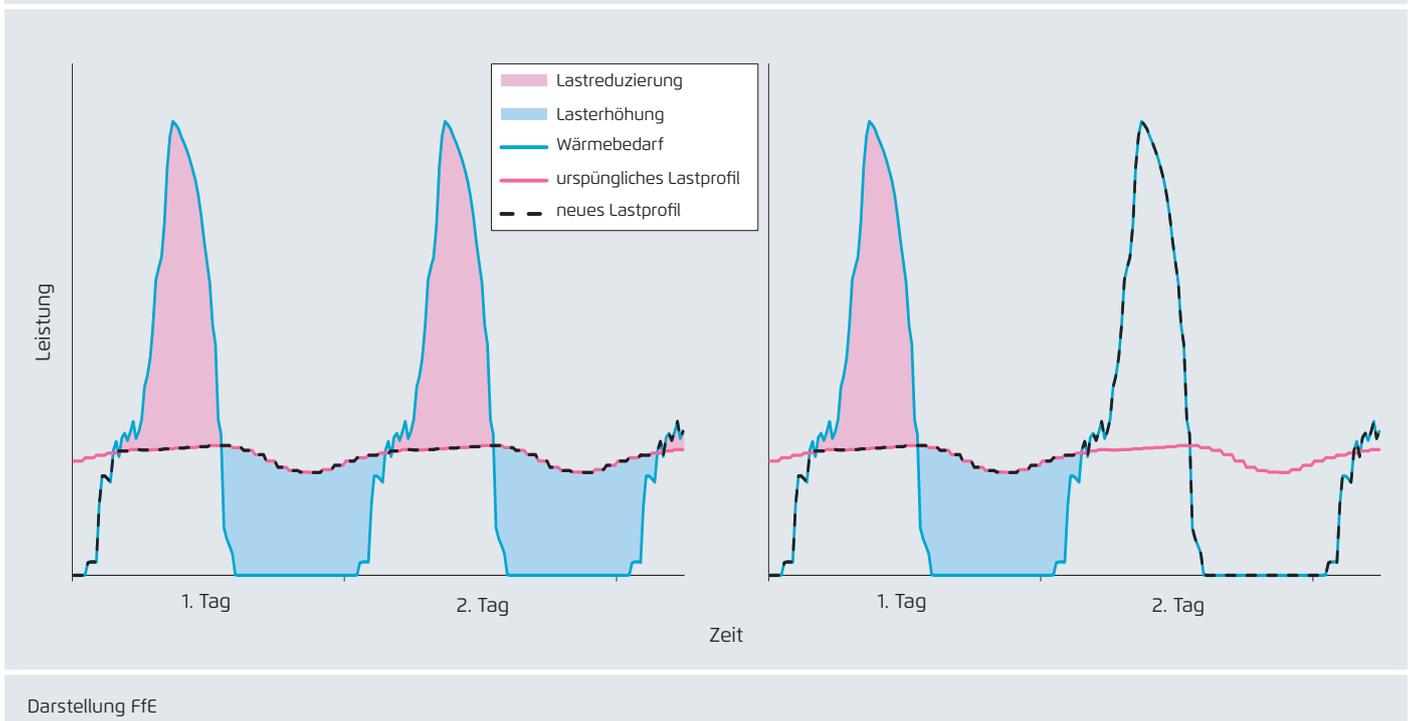
eine prognostizierte Windflaute) zu vermeiden, indem der Strombedarf aktiv im Vorhinein erhöht wird (erster Tag), um ihn später absenken zu können (Beginn des zweiten Tages). Sobald die zusätzlich gespeicherte Energie verbraucht ist, muss die Last mindestens gleich dem Wärmebedarf sein (Ende des zweiten Tages). Für die Umsetzbarkeit wären Investitionen in Steuerungs- und Kommunikationstechnik nötig, da derzeit nur der Beginn des Beladungszeitraums gesteuert werden kann, nicht aber die aufzunehmende Energiemenge; diese wird nur durch einen anlageninternen Temperaturfühler beeinflusst.

Variante 3: Reduzierung auf den Wärmebedarf

Bei unvorhergesehenen Engpässen, zum Beispiel einer geringeren Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen, kann das Lastprofil während des Ladevorgangs ohne Vorausplanung und unabhängig vom Speicherfüllstand auf den reinen Wärmebedarf reduziert werden und als Direktheizung genutzt werden.

Variante 3: Darstellung der Lastmanagementpotenziale von elektrischen Speicherheizungen durch Reduktion der Last auf den Wärmebedarf

Abbildung 50



Dabei ist zu beachten, dass in der Folgezeit Lasterhöhungen auftreten, da der Wärmebedarf bis zur nächsten Freigabedauer nicht mehr aus dem Speicher gedeckt werden kann. In der Folge kann entweder weiterhin der Wärmebedarf abgerufen oder in das ursprüngliche Lastprofil zurückgewechselt werden. Der Vorteil dieser Variante liegt darin, dass das Abschaltpotenzial ohne Vorlaufzeit und ohne Kenntnis des Speicherzustands zur Verfügung steht. Für die Umsetzung wären allerdings ebenfalls Investitionen in Steuerungs- und Kommunikationstechnik nötig.

Variante 4: Lastabschaltung unter Berücksichtigung des Speicherzustands

Bei unvorhergesehenen Engpässen, zum Beispiel durch den Ausfall eines Kraftwerkes, kann das Lastprofil – in Abhängigkeit des Speicherfüllstandes – für einen beschränkten Zeitraum komplett reduziert werden, um beispielsweise Zeit für die Aktivierung zusätzlicher Erzeugungsleistung zu gewinnen.

Der Eingriff kann spontan ohne Vorausplanung erfolgen. Die Dauer der Abschaltung ist durch den Speicherfüllstand begrenzt. Sobald der Wärmebedarf nach der Abschaltung nicht mehr aus dem Speicher gedeckt werden kann, muss der Lastgang mindestens wieder dem Wärmebedarf entsprechen. Außerdem muss der Speicher in der Folge wieder beladen werden, was zu einer späteren Lasterhöhung führt. Für die Umsetzung dieser Variante sind ebenfalls Investitionen in die Steuerungs- und Kommunikationstechnik nötig.

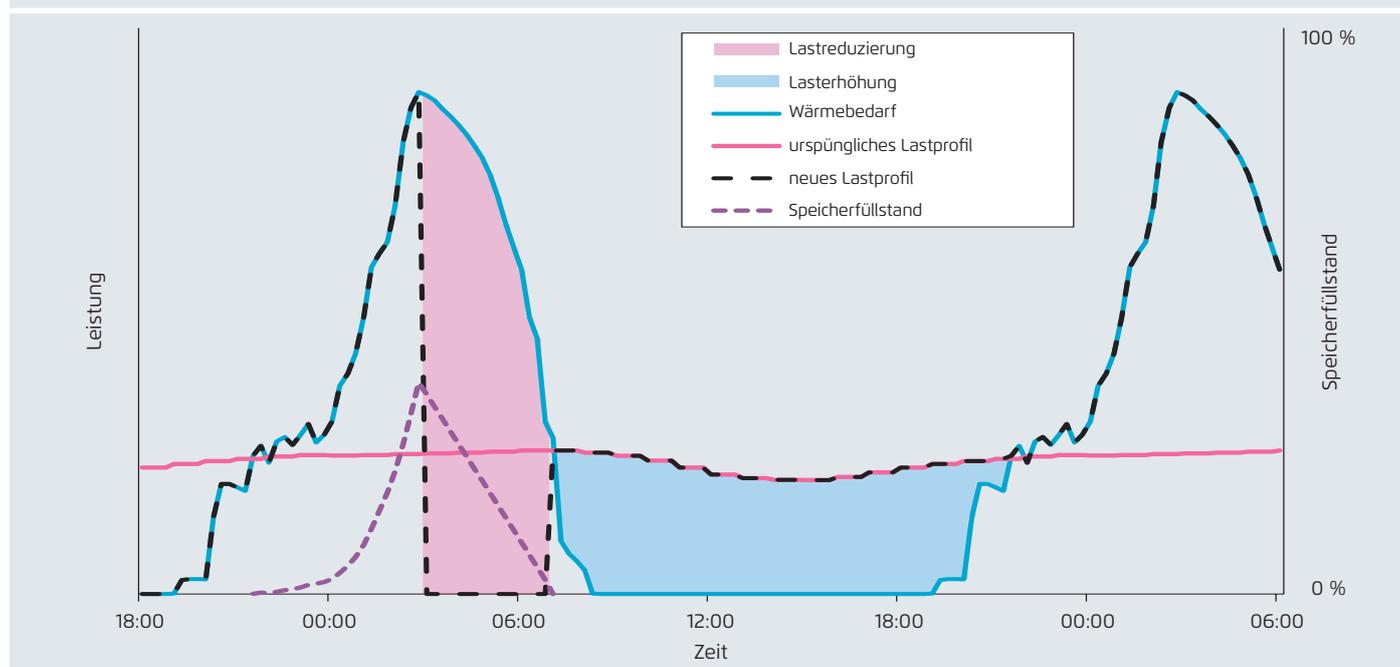
Die vier beschriebenen Varianten sind in Tabelle 9 vergleichend gegenübergestellt.

Potenzialermittlung der Wärmepumpen

Dem Verteilnetzbetreiber werden sogenannte Sperrzeiten für Wärmepumpen zugesichert, die ihm Flexibilität bei der Gestaltung der Lastgänge geben. Im Netzgebiet der E.ON Bayern AG beispielsweise kann die Versorgung der Wärmepumpen täglich für maximal vier Stunden unterbrochen werden. Zusammenhängend darf die Unterbrechung jedoch

Variante 4: Darstellung der Lastmanagementpotenziale von elektrischen Speicherheizungen mit Berücksichtigung des Speicherfüllstands

Abbildung 51



Darstellung FfE

Übersicht der vier Varianten der Potenzialermittlung von elektrischen Speicherheizungen

Tabelle 9

	Variante 1	Variante 2	Variante 3	Variante 4
realisierbar mit installierter Steuerungs- und Kommunikationstechnik	X			
neue Steuerungs- und Kommunikationstechnik nötig		X	X	X
vor Abschaltung Vorausplanung nötig	X	X		
spontane Abschaltung ohne Vorausplanung möglich			X	X

Darstellung FfE

nicht länger als eine Stunde andauern und die Betriebszeit zwischen zwei Abschaltungen muss mindestens so lange sein wie die vorhergehende Sperrzeit. Bei den anderen Netzbetreibern finden sich ähnliche Vorschriften. Die täglich mögliche Unterbrechung schwankt dabei zwischen drei und sechs Stunden, die maximale Dauer einer einzelnen Sperrung zwischen einer und zwei Stunden. Diese Sperrzeiten können vereinfachend als die Lastmanagementpotenziale von Wärmepumpen gesehen werden. Die elektrische Leistungsaufnahme der Wärmepumpen kann somit unter Berücksichtigung der beschriebenen Randbedingungen jederzeit für die Dauer von ein bis zwei Stunden unterbrochen werden.

8.4 Potenziale

Die Potenziale für eine Leistungsreduktion sind sowohl von der Temperatur als auch von der Tageszeit abhängig. Daher wurden die Lastverschiebungspotenziale tageszeitabhängig für unterschiedliche Temperaturbereiche berechnet. Die mittlere Leistung der temperaturabhängigen Standardlastprofile ist mit der Häufigkeitsverteilung der Temperaturen eines typischen Jahres (Testreferenzjahr) in Abbildung 52 dargestellt.

Im dargestellten Jahresverlauf in Abbildung 53 ist erkennbar, dass die Lasten von elektrischen Speicherheizungen und Wärmepumpen im Winter typischerweise am höchsten sind und im Sommer nahe null liegen. Der Maximalwert

der mittleren Tageslast für Speicherheizungen und Wärmepumpen in Summe liegt im Testreferenzjahr bei 2.900 MW. Das Minimum wird im Sommer mit rund 100 MW erreicht. Außerdem liegen die Hochlastbereiche von elektrischen Speicherheizungen im Tagesverlauf typischerweise in den Nachtstunden. Wärmepumpen weisen hingegen eine relativ konstante Last auf.

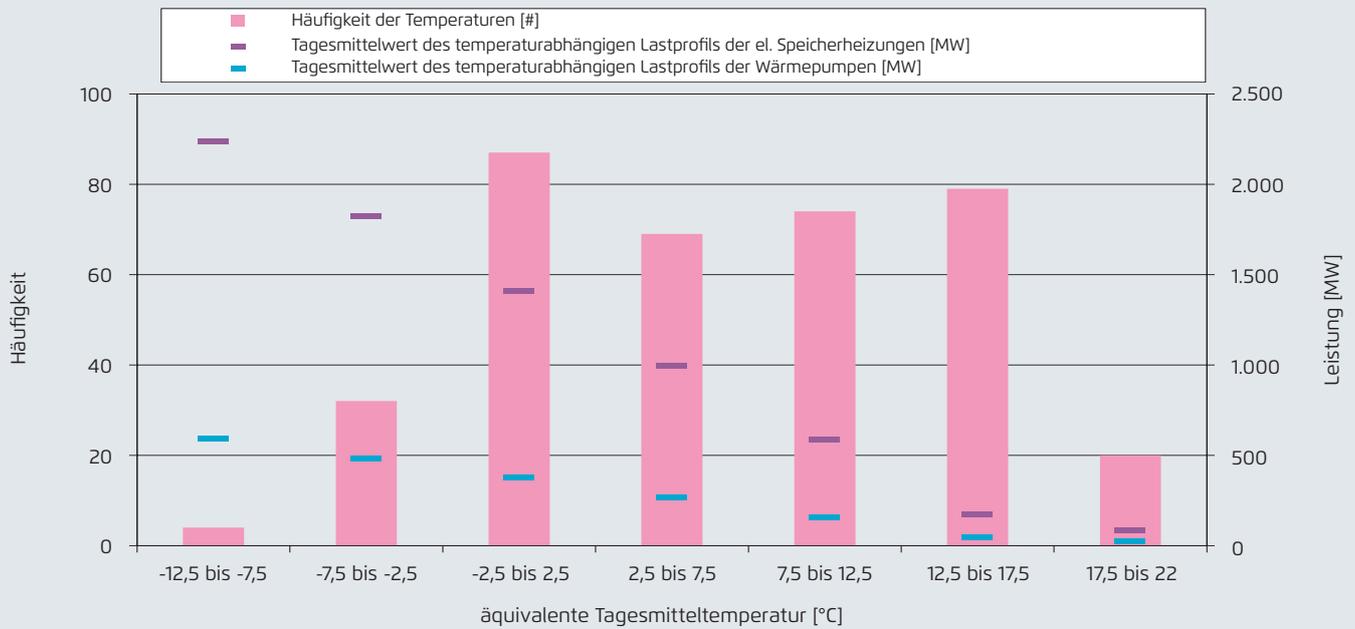
Elektrische Speicherheizungen

Im Folgenden werden die Lastreduzierungs­potenziale von elektrischen Speicherheizungen bei einer Verschiebung des Lastprofils um zwölf Stunden (Variante 1) dargestellt. In den Diagrammen werden die maximalen und minimalen Werte der mittleren Last für verschiedene Zeitbereiche angegeben. Die Werte geben die mittlere Last über die entsprechende Dauer wieder. Da die Lasten von elektrischen Speicherheizungen im Verlauf eines Tages häufig bei null liegen, liegen die minimalen Werte entsprechend ebenso bei oder nahe null. Aufgrund der Verschiebung des Ladeprofiles ist der maximale Beitrag zur Spitzenlastreduktion nicht gleich der maximalen Last. Bei einer Beibehaltung des Profilverlaufs reduzieren die ursprüngliche Mittagsnachladung oder eine Grundlast den maximalen Beitrag, da diese ebenfalls entsprechend verschoben werden und dann in das Zeitfenster des maximalen Beitrags fallen.

Es zeigt sich, dass an einem Tag mit einer äquivalenten Tagesmitteltemperatur von zehn Grad Celsius für eine Stunde

Häufigkeit der Temperaturbereiche in Süddeutschland nach gültigen Testreferenzjahren und zugehörige Mittelwerte des Ladelastgangs von elektrischen Speicherheizungen und Wärmepumpen

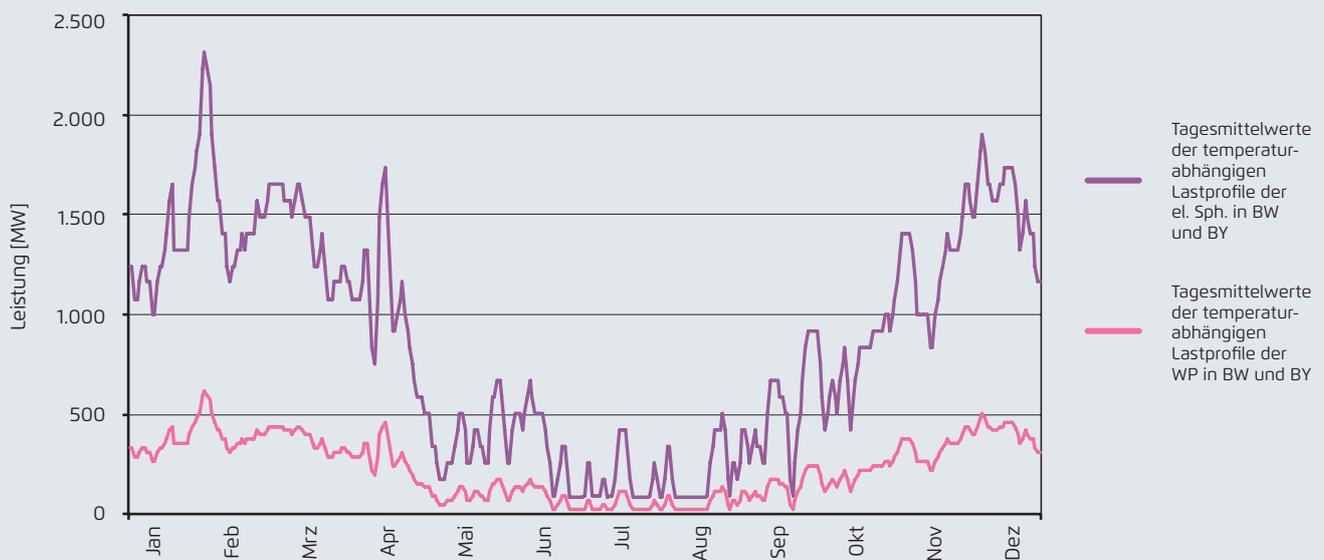
Abbildung 52



Darstellung FfE

Ladeleistung von elektrischen Speicherheizungen (el. Sph.) und Wärmepumpen (WP) in Süddeutschland auf Grundlage der gültigen Testreferenzjahre

Abbildung 53



Darstellung FfE

ein Beitrag zur Spitzenlastdeckung von maximal 1.600 MW mittlerer Last geleistet werden kann. Dies ist allerdings nicht für jede beliebige, sondern nur für eine bestimmte Stunde möglich. Im schlechtesten Fall kann kein Beitrag zur Reduzierung der Spitzenlast geleistet werden. Über die Dauer von zwölf Stunden lässt sich mit dieser Methode ein maximaler Beitrag von 980 MW mittlere Last realisieren. Dies ist aber ebenfalls nur für einen bestimmten Abschaltblock von zwölf Stunden möglich. Für die anderen 24 vorstellbaren Startpunkte lässt sich nur ein geringeres Potenzial realisieren. Bei einer äquivalenten Tagesmitteltemperatur von null Grad Celsius steigt der maximale Beitrag auf 3.000 MW für eine Stunde; über die Dauer von zwölf Stunden lassen sich maximal 1.800 MW bereitstellen. Für den seltenen Fall einer Tagesmitteltemperatur von minus zehn Grad Celsius – im Testreferenzjahr gibt es vier Tage mit einer Tagesmitteltemperatur von minus 7,5 bis minus 12,5 Grad Celsius – erhöhen sich die Potenziale weiter. Bei einer Spitzenlast von rund 5.700 MW beträgt der maximale Beitrag zur Senkung für eine Stunde 4.600 MW. Über die Dauer von zwölf Stunden lässt sich im besten Fall eine mittlere Last von 2.900 MW reduzieren. Im Anhang sind die Ergebnisse grafisch dargestellt.

Bei einer vorgezogenen Speicherbeladung (Variante 2) können die Speicherheizungen in Abhängigkeit der äquivalenten Tagesmitteltemperatur für längere Zeit vom Netz getrennt werden. Es wird sowohl die Energiemenge, die in der Nacht zusätzlich zum eigentlichen Bedarf in den Speicher geladen wird, als auch die darauf folgende Zeit, in der durch eine vermiedene Beladung ein Beitrag zur Spitzenlastreduktion geliefert werden kann, dargestellt (siehe Anhang). Neben der Zeitdauer der tatsächlichen Lastreduzierung (im Vergleich zu einer üblichen Beladung) ist die Dauer ausgewiesen, in der auch im Falle einer üblichen Beladung keine Last am Netz gewesen wäre.

Die Abschaltdauer beginnt immer in den Morgenstunden mit Beendigung des Ladevorgangs. Zum Beispiel können die Speicherheizungen bei einer äquivalenten Tagesmitteltemperatur von fünf Grad Celsius nach einer zusätzlichen Beladung in der Nacht von zwölf GWh in der Folge 19 Stunden vom Netz genommen werden. Damit würden die Speicher-

heizungen erst in den frühen Morgenstunden des nächsten Tages wieder ans Netz gehen. Nach den eigentlich gültigen temperaturabhängigen Lastprofilen würde die Ladung bereits in den frühen Abendstunden beginnen. So könnte zum Beispiel eine erwartete Lastspitze am Abend um die dann eigentlich vorherrschende Last der elektrischen Speicherheizungen reduziert werden.

Bei einer äquivalenten Tagesmitteltemperatur von minus zehn Grad Celsius können 600 MWh Strom zusätzlich in die Speicher geladen werden, was in der Folge insgesamt zu einer Zeit ohne Last von etwa fünf Stunden führt (wobei davon in drei Stunden die Last wirklich reduziert wird und in den restlichen zwei Stunden ohnehin keine Beladung stattgefunden hätte). Bei der äquivalenten Tagesmitteltemperatur von plus zehn Grad Celsius können die Speicherheizungen bei einer zusätzlichen Beladung von rund 13 GWh in einer Nacht in der Folgezeit über 24 Stunden vom Netz genommen werden. Dabei wird berücksichtigt, dass bei steigender Temperatur die Speicher nicht mehr komplett geladen werden dürfen, um Raumüberhitzungen zu vermeiden.

Die temperaturabhängigen Lastprofile der Verteilnetzbetreiber unterscheiden sich insbesondere tagsüber folgendermaßen:

- LEW Verteilnetz GmbH: Last während des Tages durchgehend auf null
- E.ON Bayern AG: Mittagsnachladung
- EnBW Regional AG: tagsüber durchgehend niedriges Grundlastband

Es ergeben sich für die Netzgebiete zum Teil erhebliche Unterschiede bei der Abschaltdauer beziehungsweise der zusätzlichen Zeit ohne Last. Da zum Beispiel im EnBW-Gebiet die Gesamtlast der elektrischen Speicherheizungen fast durchgehend ein Grundlastband beschreibt, ist die Abschaltdauer überdurchschnittlich lang – wobei aber nur eine sehr geringe Last reduziert werden kann (und die zusätzliche Zeit ohne Last bei null liegt).

Um trotz dieser Unterschiede eine einzige Abschaltdauer für Süddeutschland ausweisen zu können, wurde für jedes

Netzgebiet ein Skalierungsfaktor ermittelt. Dieser wird in Abhängigkeit der zusätzlich in der Nacht geladenen Energiemenge der unterschiedlichen Netzgebiete gebildet. Mit diesem Faktor wird ein gewichteter Mittelwert aus den Werten für die Abschaltdauer sowie die zusätzliche Zeit ohne Last gebildet.

Bei einer Reduzierung der Last von elektrischen Speicherheizungen auf den Wärmebedarf (Variante 3) kann in den Zeitbereichen mit den geringsten Lasten nahezu kein Beitrag für eine Spitzenlastreduktion geliefert werden. Für eine Tagesmitteltemperatur von plus zehn Grad Celsius ergibt sich in der Stunde mit dem höchsten Potenzial ein Beitrag zur Spitzenlastreduktion von 900 MW. Für die Dauer von zwölf Stunden können bestenfalls 400 MW mittlere Leistung bereitgestellt werden. Für die Tagesmitteltemperatur von null Grad Celsius liegt der maximale Beitrag für eine Stunde bei 2.300 MW, für zwölf Stunden bei 1.050 MW mittlerer Leistung.

Für niedrigere Temperaturen erhöht sich das Potenzial weiter. Bei minus zehn Grad Celsius steigt der maximale Beitrag auf 3.100 MW mittlere Leistung (Abschaltdauer eine Stunde) beziehungsweise 1.500 MW mittlere Leistung (Abschaltdauer zwölf Stunden). Im Anhang sind die Ergebnisse grafisch dargestellt.

Bei der Lastabschaltung unter Berücksichtigung des Speicherfüllstandes (Variante 4) kann kein Gesamtpotenzial

für Süddeutschland angegeben werden, da sich die Lastprofile der verschiedenen Verteilnetzbetreiber – wie oben beschrieben – zu stark unterscheiden. Die Lastprofile der EnBW Regional sinken zum Beispiel im Tagesverlauf nie auf null, sodass unter Umständen sehr lange Abschaltzeiten möglich sind, wobei die abschaltbare Leistung dabei nur sehr gering ist.

Die maximalen Abschaltzeiten variieren somit an einem Tag mit der äquivalenten Tagesmitteltemperatur zehn Grad Celsius je nach Netzgebiet zwischen sechs und zwölf Stunden, bei der äquivalenten Tagesmitteltemperatur minus zehn Grad Celsius liegen sie in allen untersuchten Netzgebieten zwischen fünf und zehn Stunden. Die maximale Abschaltleistung liegt bei minus zehn Grad Celsius bei über 5.000 MW und bei zehn Grad Celsius bei knapp 1.300 MW. Die Leistungen sind aber nur bei einem bestimmten Abschaltzeitpunkt zu erreichen und gelten auch nur für die erste Stunde der Abschaltung und nicht für den gesamten Abschaltzeitraum. Die mittlere Leistung, die bei diesen Abschaltzeitpunkten über die gesamte Abschaltdauer reduziert werden kann, ist zum Teil erheblich geringer.

Wärmepumpen

Die Ermittlung der Abschaltpotenziale der Wärmepumpen in Süddeutschland basiert auf einer flexiblen Abschaltzeit der Anlagen, die an die jeweiligen Sperrzeiten der Verteilnetzbetreiber angelehnt ist. Bevor die Wärmepumpen erneut

Übersicht der Lastmanagementpotenziale von elektrischen Speicherheizungen und Wärmepumpen

Tabelle 10

äquivalente Tagesmitteltemperatur	El. Speicherheizungen Variante 1		El. Speicherheizungen Variante 3		Wärmepumpen	
	Minimum in MW	Maximum in MW	Minimum in MW	Maximum in MW	Minimum in MW	Maximum in MW
-10 °C	0	4.610	0	3.150	550	630
0 °C	0	3.010	0	2.300	340	400
10 °C	0	1.620	0	910	110	180

Darstellung FfE

gesperrt werden können, wird die Nachholung der reduzierten Last berücksichtigt. Im Anhang sind die maximalen und minimalen Werte der mittleren Last und der Abschaltpotenziale der jeweiligen Abschaltintervalle für die verschiedenen Tagesmitteltemperaturen dargestellt. Die gesamte Last der Wärmepumpen kann für eine Stunde reduziert werden. In Abhängigkeit der Tageszeit können bei einer äquivalenten Tagesmitteltemperatur von plus zehn Grad Celsius demnach zwischen 110 und 180 MW abgeschaltet werden. Aufgrund der geringen Speicherkapazitäten zeigt sich, dass die Lastreduzierungsspotenziale mit zunehmender Dauer schnell abnehmen. Bei einem Zeitbereich von zwölf Stunden beträgt die mittlere abschaltbare Leistung etwa 14 MW.

Bei null Grad Celsius können für eine Stunde 340 bis 400 MW und für zwölf Stunden etwa 40 MW abgeschaltet werden. Für minus zehn Grad Celsius steigt das Potenzial auf 540 bis 620 MW für eine Abschaltdauer von einer Stunde und auf circa 60 MW für zwölf Stunden.

Zusammengefasst werden die Lastmanagementpotenziale von elektrischen Speicherheizungen und Wärmepumpen in Tabelle 10 dargestellt.

9. Realisierbares Potenzial für ein Lastmanagement in der Industrie und bei Wärmepumpen/elektrischen Speicherheizungen

9.1 Potenziale im Bereich energieintensive Industrie und Querschnittstechnologien

9.1.1 Beitrag zur Versorgungssicherheit

Aus Systemsicht können Lastmanagementpotenziale dann einen Beitrag zur Versorgungssicherheit liefern, wenn sie in kritischen Situationen verfügbar sind. Die Berichte der Bundesnetzagentur zeigen, dass kritische Situationen mit einer Aktivierung der Kaltreserve in den Wintermonaten Dezember 2011 und Februar 2012 aufgetreten sind (siehe hierzu auch Kapitel 4 und Abschnitt 12 im Anhang). Das kritische Zeitfenster lag einige Male zwischen 19 und 20 Uhr, das durch eine hohe Stromnachfrage und keine Photovoltaikleistung gekennzeichnet ist. *Redispatch*-Maßnahmen zur Stabilisierung des Netzes sind aber auch tagsüber und in den Morgenstunden durchgeführt worden. Der Abruf an Regelernergie verteilt sich über den gesamten Tag, wobei im Jahr 2012 häufiger in den Tagesstunden Regelernergie abgerufen worden ist. Unterschiede zwischen der Abrufhäufigkeit im Winter und im Sommer lassen sich wenig ausmachen. Diese Charakteristik kann zumindest zum Teil durch flexible Lasten erfüllt werden. Die Befragungen in Kapitel 5.3 haben gezeigt, dass eine Aktivierung von Lasten zwischen 20- und 50-mal pro Jahr von den Unternehmen als realisierbar eingeschätzt wurde. Damit lassen sich ein Teil der *Redispatch*- und Regelernergieabrufe mit Lasten durchführen. Bei der zeitlichen Verfügbarkeit sind die Abrufe zum Teil länger, als sie typischerweise durch Lasten realisiert werden können. Diese stehen in der Regel zwischen ein und vier Stunden zur Verfügung.

Der Beitrag der energieintensiven Prozesse zur Versorgungssicherheit hängt aufgrund der kontinuierlichen Produktionsweise nur sehr wenig von der Tageszeit ab, sondern steht das gesamte Jahr über zur Verfügung. Bei Prozes-

sen in der Papier- oder Zementindustrie sind die Potenziale am Wochenende zum Teil sogar höher als in der Woche. Die Aktivierungsdauern sind in der Regel innerhalb von 15 Minuten bis zu einer Stunde aktivierbar. Das Potenzial insgesamt beträgt für ein systemstützendes Lastmanagement circa 450 MW (siehe Tabelle 11). Häufig werden diese Prozesse bereits für ein internes Spitzenlastmanagement oder für eine optimierte Beschaffung eingesetzt. Dieses betriebliche Lastmanagement ist in der Regel nur begrenzt an die aktuelle Systemsituation gekoppelt. Situationen, die ein *Redispatch* notwendig machen oder die einen hohen Regelernergieabruf bedingen, gehen nicht zwangsläufig mit hohen Börsenstrompreisen einher. Aus diesem Grund besteht in einer Kopplung dieser Nachfrage an die Systemsituation eine Möglichkeit, die Versorgungssicherheit zu erhöhen.

Das Lastflexibilisierungspotenzial der Querschnittstechnologien ist abhängig von den Schichtmodellen der Unternehmen. Die Potenziale stehen in unterschiedlichem Maße über die Tageszeit verteilt zur Verfügung und können kurzfristig über geringe Zeiträume von 15 Minuten bis zu mehreren Stunden (in Einzelfällen) abgerufen werden. An Sonn- und Feiertagen sind die Last und somit die Abschaltpotenziale am geringsten. An Werktagen zur Hauptbetriebszeit

Realisierbares und bisher genutztes Lastmanagementpotenzial in energieintensiven Anwendungen

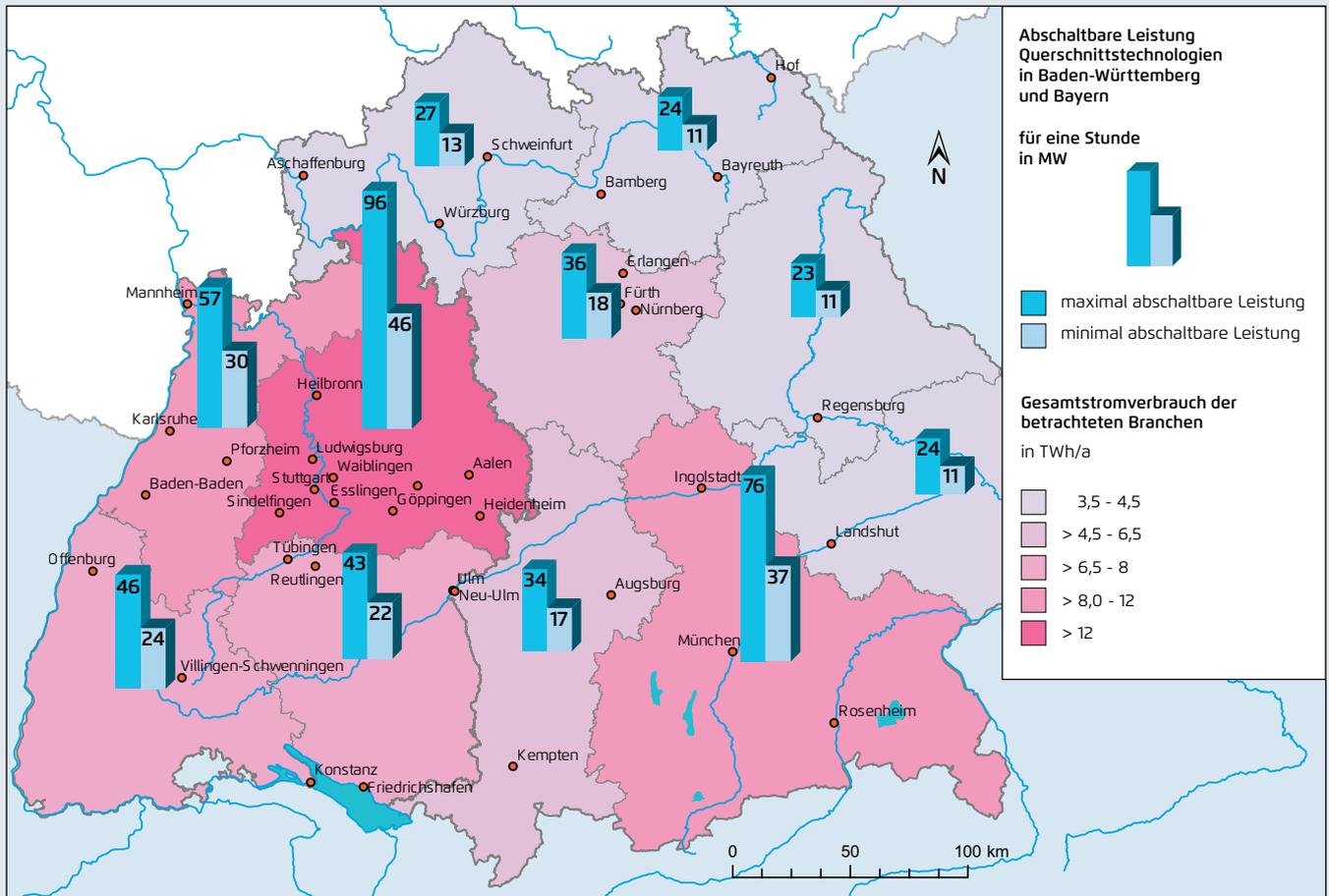
Tabelle 11

Realisierbares Lastmanagementpotenzial	ca. 450 MW
bisher genutzt für <i>Redispatch</i>	-
bisher genutzt im Regelergiemarkt	ca. 76 MW
bisher genutzt für opt. Beschaffung	geschätzt 300 bis 400 MW

Abschätzung Fraunhofer ISI

Maximal und minimal abschaltbare Leistung der Querschnittstechnologien über eine Stunde

Abbildung 54



Darstellung FfE, basierend auf Daten des Statistischen Bundesamts und eigenen Berechnungen

sind die Abschaltpotenziale somit erwartungsgemäß am höchsten. Die maximal und minimal über eine Stunde zur Verfügung stehenden Abschaltpotenziale sind in Abbildung 54 dargestellt. Das maximale Abschaltpotenzial liegt bei etwas unter 480 MW, das minimale bei etwa 270 MW. Das minimale Potenzial entspricht nicht der Summe aller berechneten Potenziale im Grundlastbetrieb, da nicht davon ausgegangen werden kann, dass alle Betriebe sonntags im Grundlastbetrieb sind. Stattdessen wurde für jede Branche abgeschätzt, welcher Anteil der Betriebe sonntags im jeweiligen Betriebszustand (Normalbetrieb, reduzierter Betrieb, Grundlastbetrieb) ist und auf dieser Basis das minimale Potenzial ermittelt. Jahreszeitliche Schwankungen sind

vernachlässigbar. Die Lasten sind relativ homogen zu den Industrielasten im Netz verteilt und können auch zur Behebung von lokalen Engpasssituationen verwendet werden. In entsprechenden Situationen könnten beispielsweise auch die Lasten von Kälteerzeugungsanlagen vorzeitig erhöht werden.

9.1.2 Hemmnisse und Ansätze zur Umsetzung

Hemmnisse

Im Rahmen der Studie wurden die relevantesten Hemmnisse für eine weitere Umsetzung der Lastmanagement-

potenziale zur Steigerung der Netzstabilität identifiziert. Eine wichtige Voraussetzung für Unternehmen ist, dass die Lastmanagementpotenziale nur aktiviert werden können, wenn sie den betrieblichen Anforderungen gerecht werden. Die Ausgestaltung der geeigneten Anreize wie etwa durch den Regelle Energiemarkt oder die Verordnung zu abschaltbaren Lasten entscheidet, welche Potenziale in welchem Umfang und zu welchen Kosten aktiviert werden können. Als wichtigstes Hemmnis, Lastmanagement zu betreiben, werden von den befragten Unternehmen Produktionsstörungen und Auswirkungen auf die Produktqualität genannt. Zum Teil werden Störungen der Arbeitsabläufe befürchtet, wenn Lastmanagementpotenziale auf Anforderung aktiviert werden. Darüber hinaus schätzen viele Unternehmen die derzeitigen Bedingungen, um sich an einem Lastmanagement zu beteiligen, als zu restriktiv ein. Längere Vorankündigungszeiten, die in die Produktionsplanung integriert werden können, sowie Aktivierungszeiträume von maximal zwei Stunden wurden von vielen Unternehmen als notwendige Rahmenbedingungen genannt. Typischerweise sind abschaltbare Lasten in einer Größenordnung von einigen Hundert kW bis zu mehreren MW verfügbar. Diese Leistungsklassen werden beispielweise im Rahmen der Verordnung zu abschaltbaren Lasten aufgrund der Mindestleistung ausgeschlossen. Weiterhin wurde von den Unternehmen auch die Möglichkeit, kurzfristig auf veränderte Produktionsanforderungen zu reagieren und Lastmanagementpotenziale dann nicht anbieten zu müssen, als wichtige Bedingung genannt. Für viele Unternehmen sind auch die derzeitigen finanziellen Anreize, um sich an Lastmanagementmaßnahmen zu beteiligen, zu gering.

Umsetzung und Kosten

Heute wird von den Unternehmen zum Teil ein betriebliches Lastmanagement umgesetzt, das heißt, die Unternehmen optimieren ihre betriebliche Strombeschaffung. Dabei nutzen sie Lastmanagementpotenziale, um ihre betrieblichen Spitzenlasten in ihrem Unternehmen zu reduzieren oder ihre Strombeschaffung zu optimieren. Diese Lastmanagementmaßnahmen können, aber müssen nicht zwangsläufig systemdienlich sein. Ein systemstützendes Lastmanagement, das zum Beispiel auf Anforderung des Netzbetreibers

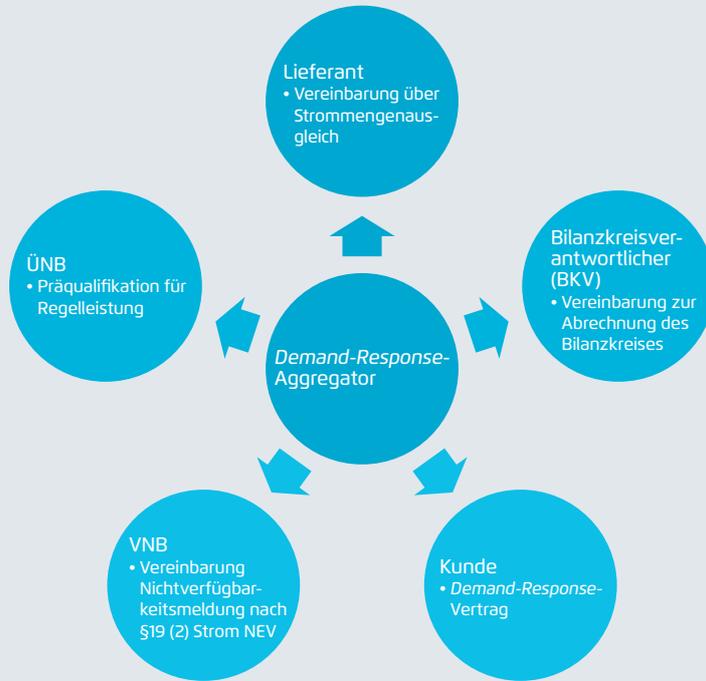
Regelenergie zur Verfügung stellt, wird nur von einem sehr geringen Anteil der Unternehmen aktiv durchgeführt. Für die Implementierung eines Lastmanagements fallen Anfangsinvestitionen an, die sich aus den Erlösen finanzieren müssen. So rechnen die Unternehmen für den Einbau der notwendigen Technik sowie die Planung des Lastmanagements mit Kosten von einigen Tausend Euro. Attraktiv wird es für die Unternehmen, wenn sie durch eine Beteiligung mehr als fünf Prozent ihrer Stromkosten sparen können. Bei größeren Unternehmen mit hohen Stromkosten können auch niedrigere prozentuale Einsparungen bereits attraktiv sein.

Ein weiterer Kritikpunkt bezieht sich auf die Aktivierung negativer Leistung. Wenn der Abruf eine Lastspitze erzeugt, erhöht sich der zu zahlende Leistungspreis für die Netznutzung. Diese zusätzlichen Kosten sind mit den erzielten Erlösen zu verrechnen und können diese sogar überschreiten. Anbieter negativer Leistung müssen dies bei der Kalkulation berücksichtigen und werden durch diesen Umstand möglicherweise an einer Teilnahme gehindert. Folglich wird das Angebot negativer Leistung verringert, beziehungsweise es wird zu höheren Preisen angeboten, wodurch sich die Kosten für die Regelleistungsbeschaffung erhöhen können.

Die bisher beschriebenen Anforderungen und Hemmnisse zeigen, dass Dienstleister für die Umsetzung der Lastmanagementpotenziale von großer Bedeutung sind. Sie können über ein Pooling von Anlagen den Unternehmen die notwendige Flexibilität bieten und gleichzeitig den Netzbetreibern gesichert Leistung zur Verfügung stellen. Die größten Hemmnisse für eine Umsetzung sehen diese Akteure in der bestehenden Aufteilung der Rollen der Marktteilnehmer. Durch die Entflechtung des Energiemarktes fällt auf jeden Teilnehmer nur eine Rolle, wodurch eine Steuerung der Lasten zugunsten des Gesamtsystems verhindert wird. *Demand-Response*-Aggregatoren fällt es aufgrund der Vielzahl der Marktrollen schwer, sich im Markt zu etablieren, da sie mit jedem Teilnehmer separate Abkommen treffen müssen (vgl. Abbildung 55).

Bilaterales Vertragswerk eines Demand-Response-Aggregators

Abbildung 55



Darstellung FfE

9.2 Potenziale im Bereich Wärmepumpen und elektrische Speicherheizungen

9.2.1 Beitrag zur Versorgungssicherheit

Die aktuellen Lastprofile von elektrischen Speicherheizungen und Wärmepumpen unterliegen starken temperaturabhängigen Schwankungen. Ein Abschaltpotenzial steht daher überwiegend an kalten Tagen während der Nacht zur Verfügung. In den Spitzenlastfenstern im Winter (18 bis 20 Uhr) ist in der Regel nur ein geringes Potenzial verfügbar. Die Verfügbarkeit der Lastreduzierungs-potenziale von Wärmepumpen ist durch das relativ homogene Tageslastprofil höher, sodass hier jederzeit für eine kurze Dauer Lasten reduziert werden können. Bei den elektrischen Speicherheizungen kann darüber hinaus, abhängig von Tageszeit und Temperatur, die Last auch erhöht werden. Bei den Wärmepumpen kann von einem zunehmenden Potenzial ausgegangen werden, da eine Verdopplung bis Verdreifachung des Bestandes aus dem Jahr 2011 bis zum Jahr 2020 erwartet wird.

9.2.2 Hemmnisse und Ansätze zur Umsetzung

Hemmnisse

Die Realisierung von Lastreduzierungs-potenzialen bei elektrischen Speicherheizungen und Wärmepumpen als Reaktion auf Marktsignale ist momentan aus regulatorischen Gründen nicht möglich, da sowohl die Verantwortung für die Prognose (Erstellung der Lastprofile) als auch die Schaltung bei den Verteilnetzbetreibern liegt. Die Lastprofile müssen von den Energieversorgern entsprechend in ihrem Fahrplan berücksichtigt werden.

Umsetzung und Kosten

Lastmanagementmaßnahmen erfordern Investitionen für technische Nachrüstungen, die in Abhängigkeit der angewendeten Methode zur Verschiebung der Lasten unterschiedlich hoch ausfallen. Die Verlagerung der Lasten von der Nacht in den Tag ist technisch bereits heute möglich, es müsste lediglich eine einmalige Anpassung an den Einstel-

lungen der Steuergeräte vorgenommen werden. Ein Vorziehen der Lasten zur Entlastung bevorstehender Engpässe oder die Bereitstellung des Mindestbedarfs der Anlagen würde eine technische Nachrüstung und entsprechende Implementierungskosten erfordern – in Abhängigkeit der vorgesehenen Lastverschiebungsmethoden. Wenn einmal diese Investitionen getätigt worden sind, werden für eine durchgeführte Lastverschiebung – abgesehen von organisatorischen Kosten – keine weiteren Kosten anfallen. Bei einer flexiblen Fahrweise könnten viertelstundenscharfe Referenzmessungen typischer Anlagen für die Erstellung und Abrechnung der Profile herangezogen werden.

Das momentane Regelwerk (§ 13 Abs. 1 Satz 1 und 2 Strom-NZV) sieht vor, dass der Verteilnetzbetreiber die Lastprognosen für die Standardlastprofilkunden erstellt. Jeder Lieferant skaliert seine Lieferung anhand der Standardlastprofile (SLPs) und den Vorjahreswerten seiner Kunden. Dem Verteilnetzbetreiber ist vor allem daran gelegen, eine geringe Abweichung zu den prognostizierten Lasten zu erzielen. Abweichungen können zu Ausgleichsenergiezahlungen führen. Damit verbundene Kosten werden zwar über die Netzentgelte verrechnet, können aber zu einer schlechteren Bewertung des Netzbetreibers durch die Bundesnetzagentur und folglich zu geringeren Vergütungen führen. Eine kurzfristige oder flexible Ausrichtung an der Situation im System oder am Markt stellt jedoch keinen Vorteil dar. Die Kosten der Strombeschaffung und der Verursachung von Regelleistung stehen dabei im Hintergrund. Der für die Beschaffung zuständige Lieferant kann seine Lieferungen nicht an den Markt- oder Systempreisen ausrichten und keine wirtschaftliche Optimierung vornehmen.

Als Lösungsansatz wird eine Erstellung und Gestaltung des Belieferungsprofils durch den Lieferanten diskutiert, dem in diesem Rahmen ebenfalls die Schaltung der Anlagen übertragen werden könnte. Der Lieferant würde Preissignale, welche die jeweilige Erzeugungs- und Verbrauchssituation widerspiegeln, stärker berücksichtigen und die Belieferung flexibel gestalten. Eine Verschlechterung der Prognose ist nicht zu erwarten, da der Lieferant verpflichtet ist, einen genauen Fahrplan des Verbrauchs abzuliefern. So kann der Lieferant vor allem bei elektrischen Speicherheizungen und

Wärmepumpen die Verschiebepotenziale der Technologien ausnutzen, um den Stromverbrauch flexibel und kurzfristig in Niedrigpreiszeiten zu verschieben. Da andererseits Hochpreiszeiten in der Regel ein Signal für Erzeugungsknappheiten sind, könnte durch dieses Verfahren eine höhere Netzstabilität erreicht werden. Bei einer Teilnahme am Regelleistungsmarkt könnten ebenfalls zusätzliche Erlöse erzielt werden und ein Beitrag zur Systemsicherheit geleistet werden. Eine wesentliche Voraussetzung hierfür ist, dass die Lieferung und Abrechnung nicht mehr auf Basis von standardisierten Lastprofilen erfolgt. Durch die Installation von Steuerungseinrichtungen für die Regelung der Anlagen durch den Lieferanten sind zusätzliche Investitionen nötig.

Eine alleinige Ausrichtung an bestehenden Preissignalen lässt jedoch Kapazitätsgrenzen des Stromnetzes unberücksichtigt. Daher wird von einigen Akteuren die Etablierung einer sogenannten Netzampel im Verteilnetz vorgeschlagen, um die Lasten flexibel an die Situation im Netz anzupassen. Von „grünen“ über „gelbe“ zu „roten“ Situationen nimmt die Rolle des reinen Marktes ab und die Entscheidungsgewalt beim Netzbetreiber zu (Lücking 2013; Wiechmann 2012).

Neben den beschriebenen mittelfristigen Lösungsansätzen, könnte eine Nutzung der aufgezeigten Lastmanagementpotenziale auch kurzfristig realisierbar sein. Die Leistungsaufnahme der elektrischen Speicherheizungen und Wärmepumpen wird bisher über die Freigabedauer beziehungsweise Sperrzeit durch die Verteilnetzbetreiber beeinflusst. Durch allgemein geltende gesetzliche Vorschriften (verpflichtendes Lastprofil, Pflicht zu Schaltung in Engpassituationen) oder Anreize (Saldo im Bilanzkreis) für die Verteilnetzbetreiber könnte die vorhandene Infrastruktur genutzt werden, um elektrische Speicherheizungen und Wärmepumpen gemäß der Netzstabilität und Versorgungssicherheit zu schalten.

Es gibt bereits Projekte und Arbeitsgruppen, in denen die flexible Beladung von elektrischen Speicherheizungen oder der flexible Betrieb von Wärmepumpen in der Praxis erprobt beziehungsweise diskutiert wird. Im Folgenden werden die präsentesten Projekte und Arbeitsgruppen kurz

dargestellt, um einen Eindruck über Aktivitäten in diesem Bereich zu vermitteln.

wirtschaftliche Umsetzung und politische Rahmenbedingungen diskutiert.

Von der E.ON Metering GmbH wird in einem Feldversuch zum Beispiel das gesteuerte Laden von elektrischen Speicherheizungen in 45 Haushalten getestet (E.ON 2013). In dem Projekt „Windheizung“ wurden von der RWE AG zusammen mit der tekmar Regelsysteme GmbH und Siemens Energy die starren Ladezeiten von Fußbodenpeicherheizungen in 50 Testhaushalten aufgehoben und diese stattdessen flexibel beladen. Momentan wird der Versuch auf 30 elektrische Speicherheizungen ausgeweitet (Rumeni 2012). Die Vattenfall Europe Wärme AG erprobt in dem Projekt „Das virtuelle Kraftwerk“ unter dem Motto „Windstrom trifft Wärme“ den flexiblen Einsatz von Wärmepumpen und Blockheizkraftwerken. Bis Ende 2013 sollen 200.000 Wohneinheiten im Rahmen des Projektes mit Wärme versorgt werden (Vattenfall 2011).

In den genannten Projekten soll der Wärmebedarf durch die flexible Steuerung der Anlagen unter Berücksichtigung des Systemzustands gedeckt werden. Sie zielen unter anderem auf eine bessere Nutzung Erneuerbarer Energien, die Erbringung von Systemdienstleistungen, Komfortgewinnen und Kostensenkungen ab.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie hat eine Arbeitsgruppe „Intelligente Netze und Zähler“ einberufen, die das Ziel verfolgt, technische, sozio-ökonomische, rechtliche und politische Rahmenbedingungen zu identifizieren und daraus Handlungsempfehlungen für den Aufbau eines intelligenten Netzes abzuleiten (BMWi 2013). In einer Arbeitsgruppe der Energietechnischen Gesellschaft im Verband der Elektrotechnik wird unter dem Titel „Wärme- und Kälteversorgung in flexiblen Energieversorgungssystemen mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien“ unter anderem der Einsatz von elektrischen Speicherheizungen und Wärmepumpen für Lastmanagementmaßnahmen diskutiert. Ziel dieser Arbeitsgruppe ist die Darstellung der zukünftigen Rolle von stromgeführten Wärme- und Kältesystemen in einem Stromsystem mit einem hohen Anteil fluktuierender Erzeugung. Dabei werden Technologien, Potenziale,

10. Wirtschaftliche Betrachtung von Lastmanagement

Für die Umsetzung von möglichen Anreizsystemen beziehungsweise Vergütungsmodellen ist es von Interesse, in welchem Rahmen die Kosten für die Bereitstellung flexibler Erzeuger oder Verbraucher liegen und welche Erlöse an bestehenden Märkten erzielt werden können. Ein Versorgungsengpass im Stromnetz kann entweder durch eine Erhöhung der Erzeugungsleistung oder durch eine Reduzierung der Verbraucherlast am jeweils entsprechenden Standort behoben werden.

Um Lastmanagement im Unternehmen betreiben zu können, sind in der Regel Anfangsinvestitionen in Steuerungs- und Kommunikationstechnik notwendig. Nur bei sehr wenigen Unternehmen, die bereits zum Beispiel am Regelleistungsmarkt teilnehmen und ihre Anlagen dafür schon präqualifiziert haben, fallen kaum Investitionen an. Bei den meisten anderen Unternehmen, die bisher ein Lastmanagement nur für eine betriebliche Optimierung oder gar nicht einsetzen, sind Investitionen notwendig. Schätzungen der befragten Dienstleister gehen hier von einigen Tausend Euro pro Unternehmen aus, die für eine Anbindung an eine externe Kontrolleinheit notwendig sind. Mögliche weitere Kosten bei einer Aktivierung der Potenziale sind zusätzliche Personalkosten, zusätzliche Materialkosten sowie Kosten durch einen Produktionsausfall. Letztgenannte Kosten spielen bei den im Rahmen der Studie ausgewiesenen Potenzialen eine untergeordnete Rolle, da die Potenziale unter der Prämisse erhoben wurden, dass weder Komfort noch Wertschöpfung wesentlich eingeschränkt werden.

Bisher erfolgt die Anpassung üblicherweise durch eine Erhöhung der Erzeugungsleistung konventionell betriebener Kraftwerke. Der Kraftwerkseinsatz der letzten Jahre zeigt, dass Pumpspeicherkraftwerke und Gaskraftwerke am häufigsten für die Deckung von Spitzenlasten eingesetzt wurden. Da im Stundenbereich diese Funktion auch durch Lastmanagement erbracht werden könnte, werden im Folgenden die Kosten für den Betrieb einer typischen Gasturbine für die Deckung weniger Spitzenlaststunden dargestellt. Eine allgemeine Kostendarstellung von Lastmanagement ist auf-

grund der verschiedenen Möglichkeiten von Lastmanagement und der spezifischen Gegebenheiten nicht möglich und daher werden die Kosten einer Gasturbine mit den Kosten für den Netzbetreiber für Lastmanagement im Rahmen der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) verglichen. Zusätzlich werden die für Lastmanagement im Regelleistungsmarkt theoretisch erzielbaren Erlöse aufgezeigt.

Ein großer Vorteil von Gasturbinen gegenüber Lastmanagementmaßnahmen besteht darin, dass die Erzeugungsleistung weitestgehend unabhängig von Tageszeit, Wochentagen oder saisonalen Einflüssen grundsätzlich verfügbar ist. Abgesehen von geplanten und ungeplanten Betriebsstillständen kann die Erzeugungsleistung zwischen null und der maximalen Nennleistung variiert werden, ohne dass andere Restriktionen berücksichtigt werden müssen.

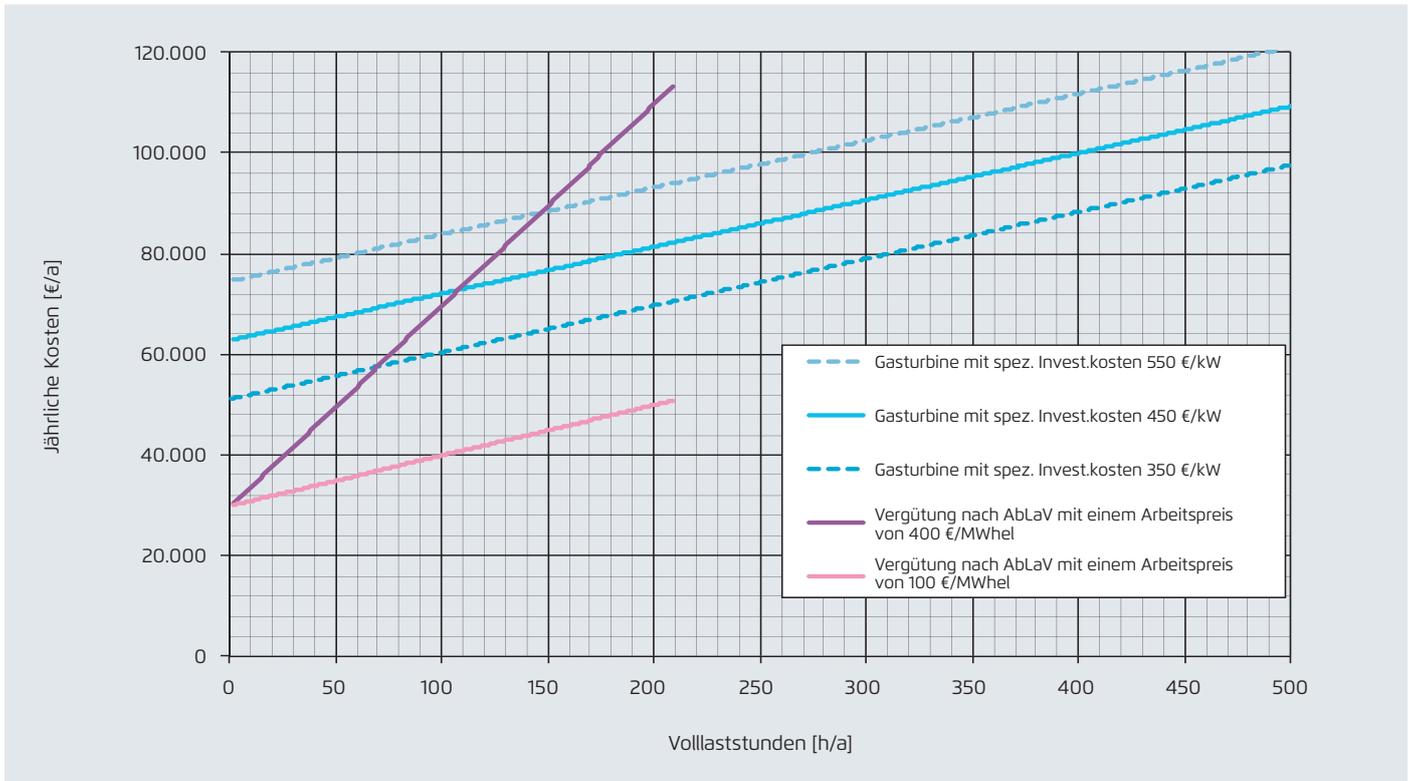
Ein Vorteil von Lastmanagement ist hingegen, dass die Nachfrage zu gewissen Zeiten auch erhöht werden kann. Dies kann insbesondere bei notwendigen Netzeingriffen, wie dem *Redispatch* hilfreich sein. Darüber hinaus zeigen Erfahrungen aus den USA, dass Verlässlichkeit und Genauigkeit bei der Befolgung von Systemanforderungen entsprechend sein kann (Hurley u. a. 2013).

In der AbLaV ergeben sich aus der maximal möglichen Abrufdauer 208 Abrufstunden. Daher werden im Folgenden die jährlichen Kosten einer Gasturbine für 208 Volllaststunden berechnet. Die Berechnungsannahmen zur Gasturbine finden sich im Anhang. Die tatsächliche Abrufdauer im Rahmen der AbLaV wird voraussichtlich maximal wenige Stunden betragen, zum Vergleich werden daher ebenfalls die Kosten für zehn Abrufstunden angegeben. Den Vergleich zwischen Vergütungen nach der AbLaV und den Kosten einer Gasturbine zeigt Abbildung 56.

Die AbLaV bietet für die Bereitstellung von einem MW abschaltbarer Leistung eine Vergütung in Höhe von 30.000 Euro/MW pro Jahr und ein Arbeitsentgelt in variabler Höhe von 100 bis 400 Euro/MWh, woraus sich bei einer

Vergleich der jährlichen Kosten pro MW einer Gasturbine und der Vergütung nach der AbLaV

Abbildung 56



Darstellung FfE

maximalen Abrufdauer von 208 Stunden eine Gesamtvergütung für ein angebotenes Megawatt zwischen 50.800 und 113.200 Euro ergibt. Bei einer angenommenen Abrufdauer von zehn Stunden würde die jährliche Vergütung zwischen 31.000 und 34.000 Euro liegen.

Für den Betrieb einer Gasturbine mit spezifischen Investitionen von 450 Euro/kW, die ausschließlich für die Deckung der Spitzenlast in 208 Stunden des Jahres aktiviert werden würde, müsste beispielsweise mit Gesamtkosten pro installiertem MW in Höhe von knapp 82.200 Euro pro Jahr gerechnet werden. Bei diesen Einsatzzeiten liegen die Kosten einer Gasturbine in der möglichen Spannweite der Vergütungen nach der AbLaV. Für den Fall von lediglich zehn Volllaststunden liegen die jährlichen Kosten für die betrachtete Gasturbine pro MW bei 63.800 Euro. Hier zeigt sich, dass für wenige Einsatzstunden im Jahr die Vergütungen im Rahmen der AbLaV deutlich günstiger sind als die Kosten für eine Gasturbine (siehe auch Anhang Tabelle 15.)

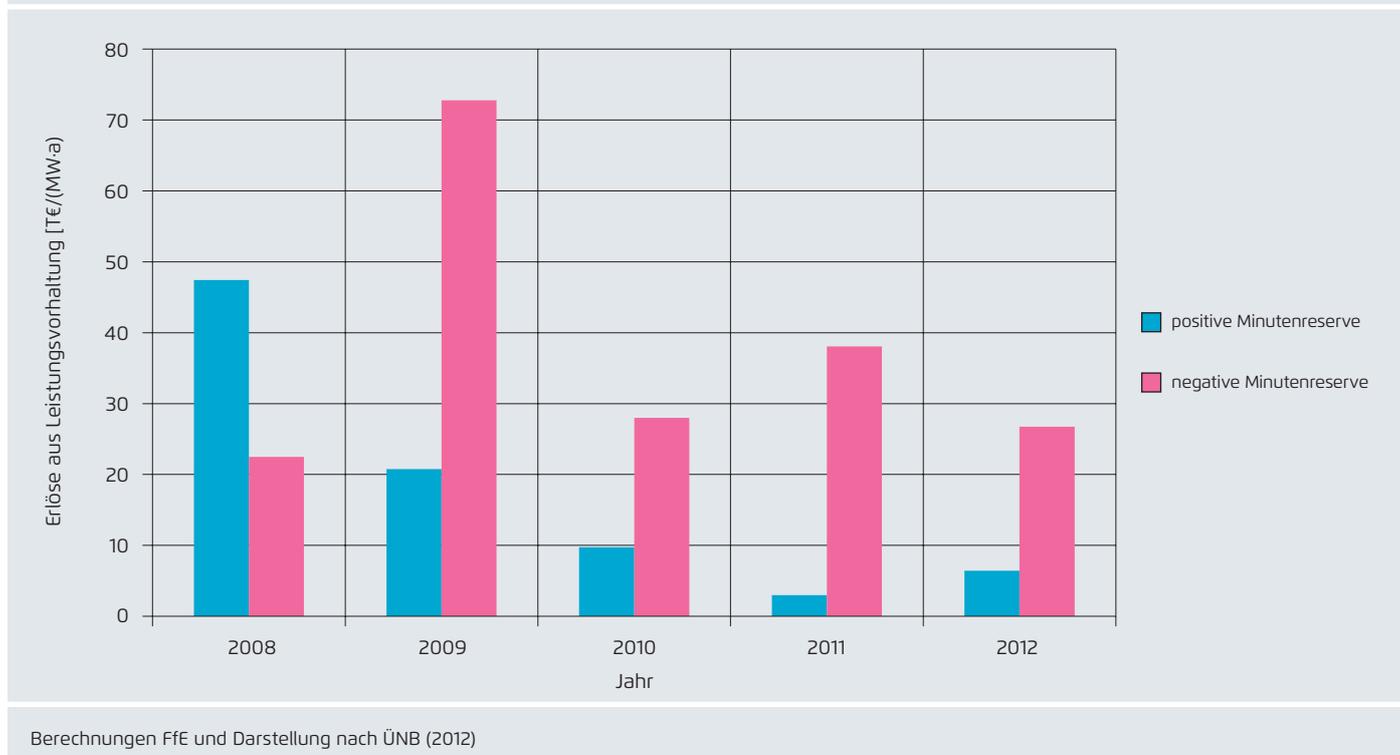
Erzielbare Erlöse am Regelleistungsmarkt

Am Regelleistungsmarkt können mit der Bereitstellung flexibler Lasten Erlöse erzielt werden. Nach Aussage von TenneT TSO GmbH waren zum Zeitpunkt der Studiererstellung zwei Anbieter in der Regelzone von TenneT für positive Minutenreserve präqualifiziert. Regelleistung wird von den Übertragungsnetzbetreibern ausgeschrieben und im Bedarfsfall abgerufen, um kurzfristig Erzeugung und Verbrauch von elektrischer Energie ins Gleichgewicht zu bringen, da es andernfalls zu erheblichen Frequenzschwankungen kommt.

In Abhängigkeit der Erfüllung der Zugangskriterien können die schaltbaren Lasten als Minutenreserve oder als Sekundärregelleistung angeboten werden, wobei die Präqualifikation für die Sekundärregelleistung wesentlich anspruchsvoller ist als bei der Minutenreserve. Positive Regelleistung kann durch die Reduktion der Verbraucherlast und nega-

Theoretische Erlöse für die Bereitstellung von Minutenreserve auf Basis der mittleren Leistungspreise

Abbildung 57



tive Regelleistung durch das Zuschalten von Verbrauchern bereitgestellt werden. Die Erlöse auf Regelleistungsmärkten ergeben sich einerseits durch den Leistungspreis für die Vorhaltung der Flexibilität und andererseits durch den Arbeitspreis, der im Falle der Aktivierung der vorgehaltenen Leistung vergütet wird.

In den letzten Jahren ist eine Abnahme des Leistungspreises für die Vorhaltung positiver Leistung zu beobachten. Für positive Minutenreserve konnten im Jahr 2008 für die kontinuierliche Vorhaltung von einem Megawatt für ein ganzes Jahr im Mittel theoretisch rund 45.000 Euro (siehe Abbildung 57) erzielt werden. Im Jahr 2012 wurde die Vorhaltung kaum noch vergütet, sodass sich Erlöse fast ausschließlich über die Arbeitspreise ergaben.

Für positive Sekundärregelleistung (siehe Abbildung 58) lassen sich höhere Erlöse erzielen, aber auch hier ist die Tendenz fallend. Im Jahr 2008 konnten noch 110.000 Euro/MW pro Jahr erzielt werden. Im Jahr 2012 lag die Vergütung nur noch bei 22.000 Euro/MW pro Jahr. Die mittleren Arbeits-

preise für positive Minutenreserve (siehe Abbildung 59) liegen relativ konstant um die 200 Euro/MWh beziehungsweise bei circa 100 Euro/MWh für positive Sekundärregelleistung (siehe Abbildung 60).

Die Leistungsvergütungen für negative Leistung lagen im Jahr 2008 mit rund 22.000 Euro/MW pro Jahr für Minutenreserve beziehungsweise knapp 60.000 Euro/MW pro Jahr für Sekundärregelleistung ungefähr bei der Hälfte der Vergütung der positiven Leistung. Für Minutenreserve sind diese im Jahr 2012 auf rund 25.000 Euro/MW pro Jahr und für Sekundärregelleistung auf rund 100.000 Euro/MW pro Jahr gestiegen. Die Arbeitspreise der negativen Minutenreserve lagen zwischen 2008 und 2010 knapp über null Euro/MWh. Mittlerweile wird der zusätzliche Stromverbrauch im Mittel sogar mit knapp 70 Euro/MWh im Falle eines Abrufs vergütet. Für die negative Sekundärregelleistung lagen die mittleren Arbeitspreiserlöse in dem betrachteten Zeitraum bei drei bis neun Euro/MWh (ÜNB 2012).

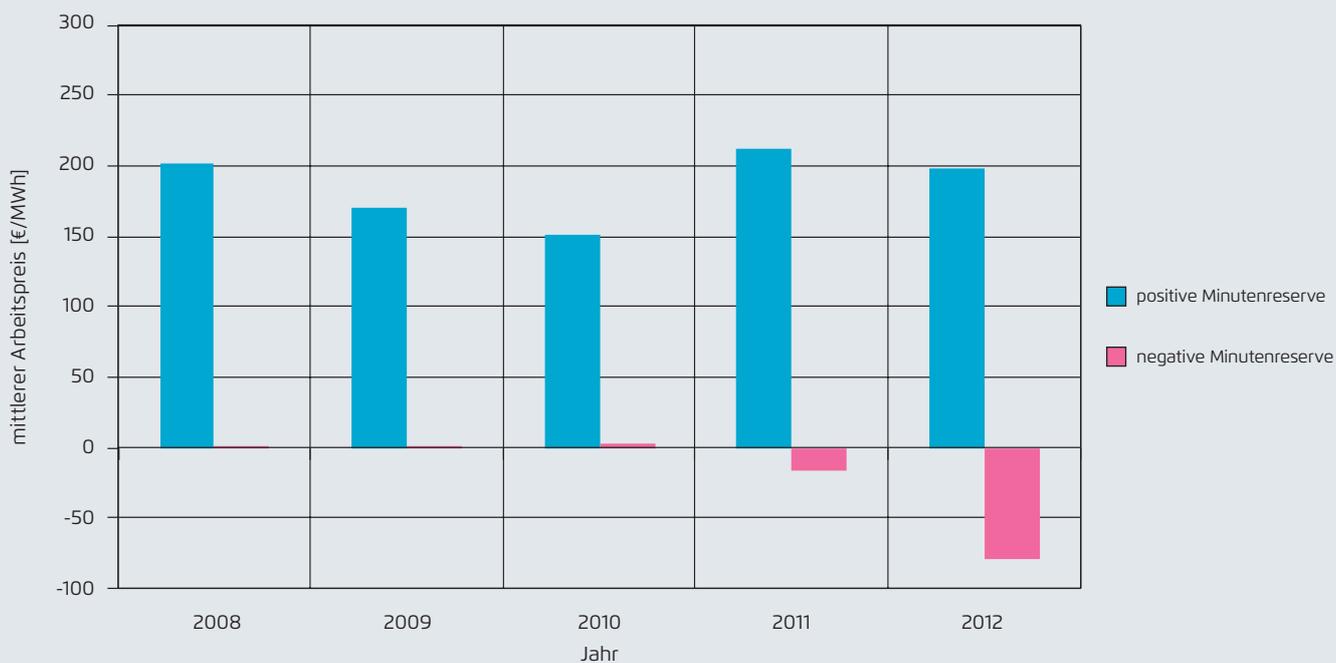
Theoretische Erlöse für die Bereitstellung von Sekundärregelleistung auf Basis der mittleren Leistungspreise Abbildung 58



Berechnungen FfE und Darstellung nach ÜNB (2012)

Mittlere Arbeitspreise für Minutenreserve

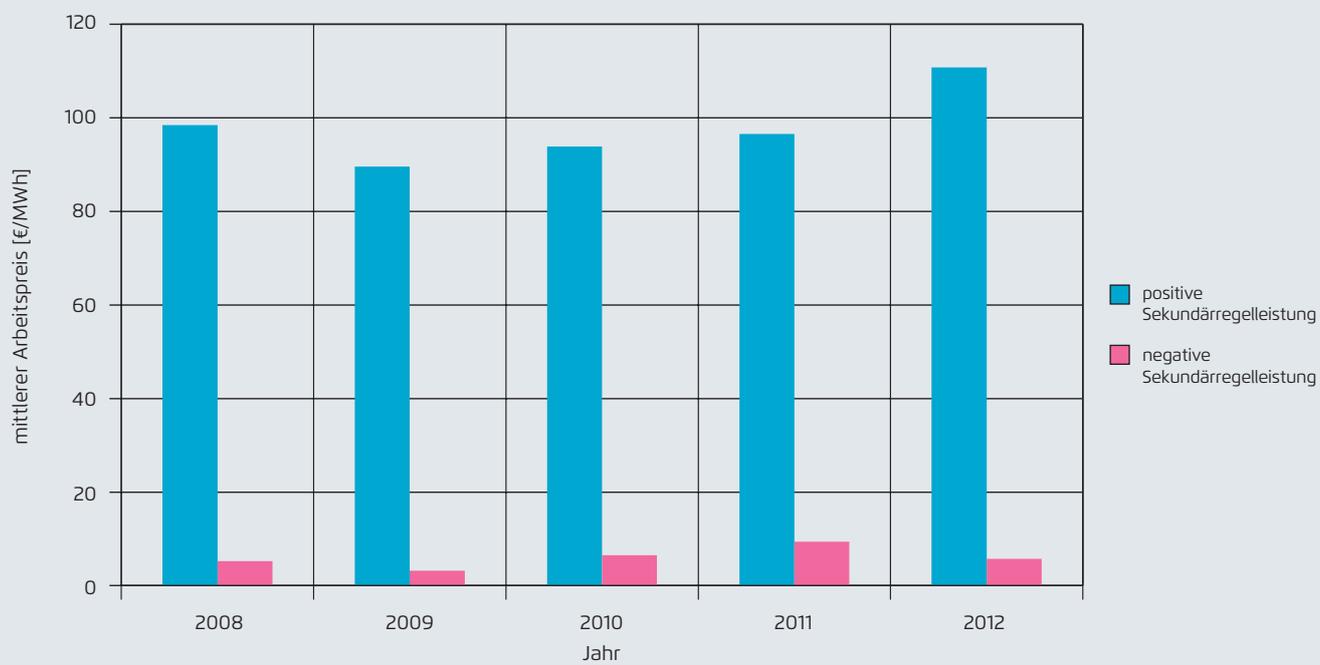
Abbildung 59



Berechnungen FfE und Darstellung nach ÜNB (2012)

Mittlere Arbeitspreise für Sekundärregelleistung

Abbildung 60



Berechnungen FfE und Darstellung nach ÜNB (2012)

11. Schlussfolgerungen

Als zentrale Anwendungsfelder stehen zum einen die energieintensiven Prozesse im Fokus, die neben dem heute bereits umgesetzten betrieblichen Lastmanagement auch für ein netz- und marktkonformes Lastmanagement genutzt werden könnten. Darüber hinaus existieren zusätzliche Potenziale im Bereich der Querschnittstechnologien, insbesondere bei den Lüftungs- und Klimatisierungsanwendungen im industriellen Bereich, die Leistungsklassen von bis zu mehreren Hundert kW umfassen können. Schließlich bietet sich auch im Bereich der elektrischen Wärmeerzeugung (Wärmepumpen und elektrische Speicherheizungen) die Möglichkeit, bestehende Potenziale stärker markt- und netzkonform auszunutzen.

Die verschiedenen Potenziale weisen unterschiedliche Abhängigkeiten von saisonalen, tagesabhängigen und tageszeitlichen Einflüssen auf. Aus Tabelle 12 geht hervor, ob diese Einflüsse auf die unterschiedlichen Potenzialarten gering (-), mäßig (o) oder ausgeprägt (+) sind. Dabei zeigt sich, dass bei den Industrieprozessen, im Gegensatz zu elektrischen Speicherheizungen und Wärmepumpen, saisonale und tageszeitliche Einflüsse eher begrenzt sind und diese Anwendungen kontinuierlich zur Verfügung stehen.

Darstellung der Einflüsse auf das Potenzial Tabelle 12

	Saisonale Einflüsse	Tagesabhängige Einflüsse	Tageszeitliche Einflüsse
Energieintensive Prozesse	-	-	-
Querschnittstechnologien Industrie	-	o	o
Wärmepumpen	+	-	o
Elektrische Speicherheizungen	+	-	+

Darstellung FfE

Tabelle 13 zeigt für die untersuchten Bereiche die realisierbaren Potenziale für eine Lastabschaltung bei einer Abschaltdauer von einer Stunde. Es ist zu beachten, dass das maximale Lastmanagementpotenzial bei elektrischen Speicherheizungen und Wärmepumpen nur an wenigen Tagen und nur in einer bestimmten Stunde des Tages verfügbar ist.

Zusammenfassung der realisierbaren, inkl. bereits genutzter, Lastmanagementpotenziale in Baden-Württemberg

Tabelle 13

	Lastreduzierungspotenzial für eine Stunde		Bereits genutztes Potenzial	
	Minimum in MW	Maximum in MW	Beitrag zur Spitzenlastreduktion in MW	Regelenergie in MW
Energieintensive Prozesse	nahezu zeitunabhängig > 400		300 - 400	76
Querschnittstechnologien Industrie	Grundbetrieb, Sonntag ≈ 240	Normalbetrieb, Werktag, Tag ≈ 480	0	0
Wärmepumpen	Sommer ≈ 30	Winter (-10 °C) ≈ 630	geringer Beitrag	0
Elektrische Speicherheizungen	Sommer, Tag 0	Winter, Nacht (-10 °C) ≈ 4.610	kein Beitrag, da Anlagen nicht am Netz	0

Darstellung Fraunhofer ISI und FfE

Das genannte realisierbare Potenzial steht insbesondere zur Regellenergiebereitstellung und zur Deckung eines *Redispatch*-Bedarfs zur Verfügung. Für die Deckung von Spitzenlasten, die in der Regel im Winter zwischen 18 und 20 Uhr auftreten, stehen vor allem die Lastmanagementpotenziale der Querschnittstechnologien zur Verfügung. Die energieintensiven Prozesse sind zu diesen Spitzenlasten in der Regel bereits größtenteils reduziert, da die Strompreise zu den Zeiten der Spitzenlasten erfahrungsgemäß besonders hoch sind. Daher stehen die energieintensiven Prozesse kaum für zusätzliches Lastmanagementpotenzial für eine Reduktion der systemweiten Spitzenlast zur Verfügung. Ein geringer Beitrag kann durch Lastmanagementpotenziale von Wärmepumpen geleistet werden. Elektrische Speicherheizungen kommen für eine Spitzenlastreduzierung in diesem Zeitfenster ebenfalls kaum infrage, da sie nur unwesentlich zu der Last beitragen. Die Höhe des potenziellen Lastmanagementbeitrags von Wärmepumpen und elektrischen Speicherheizungen ist darüber hinaus temperaturabhängig und kann im Sommer verschwindend gering sein.

Eine Nutzung der Lastmanagementpotenziale am Regelleistungsmarkt ist abhängig von der zeitlichen Verfügbarkeit und der geforderten Vorhaltdauer. Da die energieintensiven Prozesse den geringsten Schwankungen unterliegen und hohe Leistungen aufweisen, eignen sich diese besonders für den Regelleistungsmarkt. Bei den Querschnittstechnologien sind aufgrund tageszeitlicher und tagesabhängiger Einflüsse Abstriche zu machen. Die Möglichkeit der

Teilnahme von Wärmepumpen und elektrischen Speicherheizungen unterliegt starken saisonalen Schwankungen. Bei elektrischen Speicherheizungen kommen zusätzlich die tageszeitlichen Einflüsse als limitierender Faktor hinzu.

Die Ergebnisse der Studie zeigen auch, dass Lastmanagementpotenziale bei den industriellen Querschnittstechnologien von den angestrebten Verlagerungsdauern abhängen. Bei Verlagerungsdauern von nur 30 Minuten stehen circa 850 MW an Querschnittstechnologien für ein Lastmanagement zur Verfügung. In Summe ergeben sich bei dieser Verlagerungsdauer zusammen mit den energieintensiven Prozessen Potenziale von über einem GW in Süddeutschland, die zum Teil bereits für ein betriebliches Lastmanagement genutzt werden. Bei längeren Verlagerungsdauern von einer Stunde reduziert sich das Potenzial dann auf circa 880 MW (siehe Tabelle 14). Auch hier steht insbesondere bei den energieintensiven Prozessen nur ein geringer Teil des Potenzials für eine Reduktion der systemweiten Spitzenlast zur Verfügung. Die genannten Potenziale können insbesondere als Regellenergie bzw. zum *Redispatch* eingesetzt werden.

Bei den Vorankündigungszeiten lassen sich zwei Gruppen unterscheiden. Zum einen Anwendungen, die kurzfristig innerhalb einer Stunde aktiviert werden können; zum anderen Anwendungen, die im Rahmen einer Produktionsplanung mit längeren Vorlaufzeiten (8 bis zu 24 Stunden) aktiviert werden. Die typischen Leistungsklassen liegen

Realisierbares Lastmanagementpotenzial in Abhängigkeit der Verlagerungsdauer im industriellen Bereich

Tabelle 14

Bereich	Verlagerungsdauer	
	30 Minuten	1 Stunde
Querschnittstechnologien Industrie		
Normalbetrieb Werktag	850 MW	480 MW
Grundbetrieb Sonntag	420 MW	240 MW
energieintensive Prozesse*	> 400 MW	> 400 MW
Summe (bereits genutzt für Regellenergie) (bereits genutzt für systemweite Spitzenlastreduktion)	820 – 1.250 MW (76 MW) (300 – 400 MW)	640 – 880 MW (76 MW) (300 – 400 MW)

* Potenziale zur Reduktion der systemweiten Spitzenlast größtenteils bereits genutzt

Darstellung Fraunhofer ISI und FfE

pro Unternehmen bei einigen Hundert kW bis zu einigen MW. Nur sehr wenige Unternehmen könnten Potenziale mit mehr als zehn MW zur Verfügung stellen.

Die finanziellen Anreize für ein Lastmanagement sollten zunächst ausreichend sein, um die Anfangsinvestitionen (Implementierung und Planung des Lastmanagements sowie Kosten für notwendige Steuerungstechnik) abzudecken. Typischerweise erwarten die Unternehmen Kosten von einigen Tausend Euro als Anfangsinvestition, bevor sie an einem Lastmanagementprogramm teilnehmen können. Attraktiv wird es für die Unternehmen, wenn sie durch eine Beteiligung mehr als fünf Prozent ihrer Stromkosten sparen können. Bei größeren Unternehmen sind gegebenenfalls auch geringere Anreize ausreichend.

Bei einer Ausgestaltung von Lastmanagementprogrammen sollten die Charakteristika der Lastmanagementpotenziale entsprechend berücksichtigt werden. Die derzeitigen Anknüpfungsmöglichkeiten für ein Lastmanagement (Verordnung zu abschaltbaren Lasten beziehungsweise Regelleistungsmarkt) bieten derzeit entweder zu restriktive Regelungen, um daran teilzunehmen, oder nur sehr begrenzte finanzielle Anreize.

Um weitere Hemmnisse abzubauen und auch bisher nicht genutzte Anwendungen für ein Lastmanagement zu erschließen, bieten sich Demonstrationsvorhaben etwa im Bereich der Lüftungs- und Klimatisierungsanwendungen an. Hierdurch könnte gezeigt werden, welche Auswirkungen sich auf den Betrieb und die Produktion eines Unternehmens ergeben und wie eine Beteiligung technisch umgesetzt werden kann. Darüber hinaus ließen sich Handlungsempfehlungen als Ausblick in den Energiemarkt der Zukunft ableiten.

Lastspitzen, die infolge von extern abgerufenen Lastmanagementmaßnahmen wie zum Beispiel dem Abruf von negativer Regelleistung oder dem Nachholbedarf vorangegangener Lastreduzierungen verursacht werden, sollen nicht zu einer Erhöhung des zu zahlenden Leistungspreises für die Netznutzung führen. Dadurch werden potenzielle Anbieter

regelbarer Leistung von einem wettbewerbsfähigen Angebot abgehalten.

Teilweise können potenzielle Anbieter von Regelleistung geforderte Abrufzeiträume oder Angebotsdauern nicht erfüllen. Die Markteintrittsbarrieren zur Teilnahme am Regelleistungsmarkt sollten auf ein Minimum reduziert werden, um die Anzahl der potenziellen Anbieter zu erhöhen.

Außerdem sollten regulatorische Anpassungen angedacht werden. Hier ist zum einen die Rolle der Aggregatoren für schaltbare Lasten zu definieren. Derzeit sind die Lieferanten die zentralen Akteure, die mit Unterstützung von Aggregatoren Lastmanagement im Strommarkt umsetzen. Eine Standardisierung der Rolle von Aggregatoren könnte gegebenenfalls zusätzliches Potenzial aktivieren.

Im Bereich der Wärmepumpen und der elektrischen Speicherheizungen, deren Bedarf bislang auf Basis von temperaturabhängigen Lastprofilen gedeckt werden, ist sowohl eine kurzfristig flexiblere Anpassung an die Systemanforderungen als auch die Verbrauchsanpassung an die jeweils vorherrschende auch lokale Angebotssituation erforderlich, um das bestehende Lastmanagementpotenzial zu nutzen.

12. Anhang

12.1 Netzkritische Situationen im Einzelnen

Im Folgenden wird eine Reihe kritischer Systemsituationen beschrieben, die sowohl auf simulierten Szenarien durch die ÜNBs basieren als auch real eingetreten sind. Die Betrachtung speziell des süddeutschen Raumes soll Hinweise auf das Potenzial von Reservebereitstellung durch Lastmanagement in Süddeutschland ermöglichen.

Simulation: Bad-Case-Szenario 18. Mai 2011

Zur Bewertung der Netzstabilität haben die ÜNBs in simulativen Netzberechnungen bestimmte risikoträchtige Szenarien unter anderem im Hinblick auf die Netzbelastung und (n-1)-Sicherheit analysiert (vorgelegt am 20. Mai 2011, siehe Bundesnetzagentur Mai 2011). Die (n-1)-Sicherheit wird als die angestrebte Absicherung für den Ausfall der größten einzelnen Netzeinheit verstanden. Als Basis diente dabei der Systemzustand am 18. Mai 2011 um 12 Uhr als stellvertretender Zeitpunkt für eine Starklastsituation in Verbindung mit einem hohen Grad an Windenergieeinspeisung sowie niedriger Einspeisung durch Photovoltaik. An diesem Tag standen in Deutschland 16 GW Kraftwerksleistung revisionsbedingt geplant nicht zur Verfügung. Untersucht wurden drei Varianten der Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen: EE hoch, EE niedrig und nur Wind hoch. Für die drei Varianten wurden grundsätzlich beherrschbare Netzsituationen prognostiziert. Für den simulierten (n-1)-Fall wurden Überlastungen im gesamten Netzgebiet und auch in der Verbindung zwischen Thüringen und Bayern sowie in Nord-Süd-Richtung zwischen Ruhrgebiet und Baden-Württemberg prognostiziert. Nach Maßnahmenimplementierung (unter anderem *Redispatch*, SIV) bleiben jedoch einige Überlastungen auch in der Anbindung des süddeutschen Raumes bestehen.

Eingetreten: Erstmaliger Einsatz der österreichischen Reservekraftwerke am 8. und 9. Dezember 2011

Das Kernkraftwerk Gundremmingen C, ein großer Erzeuger in Süddeutschland mit einer Nettoleistung von 1,3 GW, war seit dem 29. November 2011 nicht verfügbar. In der Folge war das vorhandene *Redispatch*-Potenzial zur Entlastung überlasteter Stromkreise eingeschränkt. Aus einer starken Windeinspeisung von 19 GW in der Nacht vom 8. auf den 9. Dezember resultierten durch die hohe Netzlast (Winterwerktag) hohe Nord-Süd-Lastflüsse. Nur unter Zuhilfenahme von erheblichem *Redispatch* zwischen 50Hertz Transmission GmbH und TenneT TSO GmbH und der entlastenden Wirkung der österreichischen Reservekraftwerke konnte einem Verlust der (n-1)-Sicherheit der Übertragungstrassen der 380-Kilovolt-Stromkreise Vieselbach – Remptendorf, Röhrsdorf – Remptendorf (50Hertz) sowie Remptendorf – Redwitz (50Hertz/TenneT) entgegengewirkt werden.

Die österreichischen Reservekraftwerke lieferten während ihres Einsatzes eine Nennleistung in der Spitze von zusammen 935 MW. Der zeitliche Verlauf ist in Abbildung 61 dargestellt. Danach geht der Einsatz über eine zeitliche Dauer von 29 Stunden. Die Spitzenleistung wurde über einen Zeitraum von circa fünf Stunden abgerufen. Abbildung 62 stellt die Wirksamkeit der österreichischen Einspeisung auf die überbelasteten Stromkreise im Netz der TenneT dar und gibt damit einen Eindruck der Wichtigkeit von Reserveleistung im südlichen Netzgebiet.

Verlauf der Windenergieeinspeisung in Deutschland (pink) sowie der Einspeisung der Reservekraftwerke in Österreich (blau) am 8. und 9. Dezember 2011

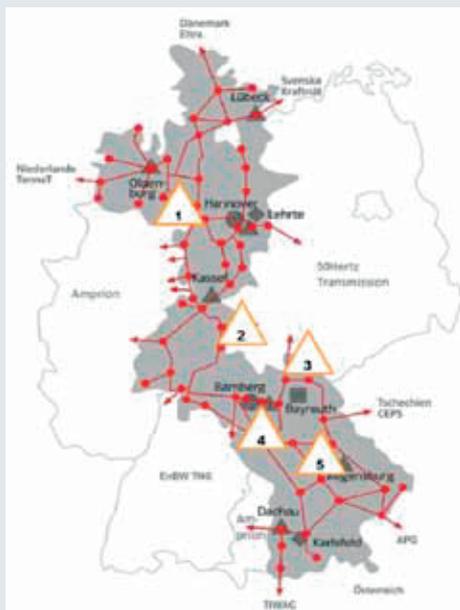
Abbildung 61



Netzbericht zum Zustand im Winter 2011/2012, Bundesnetzagentur (Mai 2012)

Wirksamkeit der österreichischen Reservekraftwerke auf Stromkreise im Netz der TenneT am 8. Dezember 2011

Abbildung 62



Auswirkung der Kaltreserve auf die Engpässe				
in [MW]		ohne	mit	Δ
1	Landesbergen-Wechold (220 kV)	622	580	-7 %
2	Diepperz-Mecklar (380 kV)	2.072	2.015	-3 %
3	Remptendorf-Redwitz (380 kV)	3.000	2.914	-3 %
4	Ludersheim-Raitersaich (220 kV)	266	230	-14 %
5	Ludersheim-Sittling (220 kV)	254	224	-12 %
Zeit:		Do., 08.12.2011/23:30		
Wind D (Istwert):		19.948 MW		
Kaltreserve A:		935 MW		
<i>(berechnet mit DACF-Datensatz)</i>				

Netzbericht zum Zustand im Winter 2011/2012, Bundesnetzagentur (Mai 2012)

Eingetreten: Überlastungen vom 8. bis 10. Februar 2012

Anfang Februar, während einer Kältewelle in Europa, führte ein hoher Transportbedarf von deutschen Kraftwerken im Nordwesten zu den Verbrauchsschwerpunkten im Süden und ein hoher Transit nach Österreich, Frankreich und in die Schweiz zu einer insgesamt hohen Belastung des Amprion-Netzes. Die Folge waren anvisierte *Redispatch*-Maßnahmen entlang der Mittelrheintrasse mit zeitweiliger Einspeisung von einem GW im Süden. Die vorherrschende hohe vertikale Last sorgte für den Abruf der meisten deutschen Kraftwerke. Gleichzeitig standen aufgrund von Gasversorgungsengpässen Gaskraftwerke in Süddeutschland nicht zur Verfügung. Somit waren in Deutschland die Möglichkeiten zum *Redispatch* nahezu ausgeschöpft und auch im benachbarten südlichen Ausland war es nicht möglich, weitere Erzeugung kurzfristig zu mobilisieren. Die (n-1)-Sicherheit konnte nicht zu jeder Zeit gewährleistet werden, sodass bei Ausfall eines großen Kraftwerks/Netzteils kaum ein Ausgleich möglich gewesen wäre.

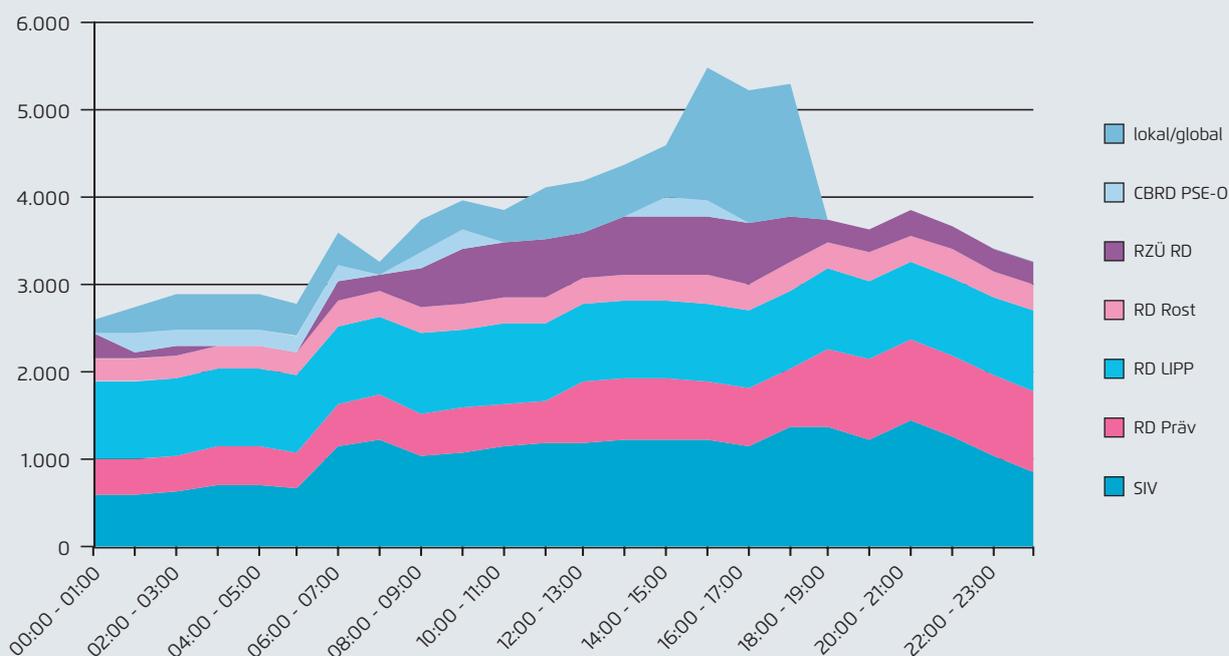
Die Bundesnetzagentur folgert die Wichtigkeit des beschleunigten Ausbaus der Nord-Süd-Übertragungskapazitäten und des Zubaus gesicherter Kraftwerksleistung (Bundesnetzagentur Mai 2012).

Eingetreten: Überlastung von Netzelementen am 15. Februar 2012

In der Nacht des 15. Februar gegen 2.15 Uhr lag das Maximum der Windenergieeinspeisung bei 21,5 GW. 50Hertz leitete präventiv erhebliche *Redispatch-Countertrading*- und SIV-Maßnahmen ein, um prognostizierte (n-1)-Verletzungen zu vermeiden. Eine Übersicht der vereinbarten Maßnahmen wird in Abbildung 65 dargestellt. Die Sicherstellung des Betriebes erforderte eine Anpassung von Einspeisungsleistungen in der Höhe von über fünf GW und einer Energiemenge von circa 80 GWh an einem Tag. Als langfristige Maßnahme hat die Bundesnetzagentur daraus die Notwendigkeit des Netzausbaus, insbesondere in der 50Hertz-Regelzone und in den grenzüberschreitenden Leitungen nach Polen abgeleitet.

Übersicht über unterschiedliche *Redispatch*-Maßnahmen in der 50Hertz-Regelzone am 15. Februar 2012

Abbildung 63



Netzbericht zum Zustand im Winter 2011/2012, Bundesnetzagentur (Mai 2012)

Eingetreten: Verletzung der (n-1)-Sicherheit am 22. und 23. Februar 2012

Aufgrund der hohen Windenergieeinspeisung (Höchstwerte 20 GW) wurden mehrere (n-1)-Verletzungen in den Regelzonen von 50Hertz und TenneT prognostiziert. Um insbesondere die 380-kV-Stromkreise zwischen den Umspannwerken Remptendorf (50Hertz) und Redwitz (TenneT) zu entlasten, wurden zahlreiche präventive *Redispatch*- und Einspeisemanagement-Maßnahmen durchgeführt (bis zu einem GW), trotz derer die (n-1)-Sicherheit für circa 1,5 Stunden nicht sichergestellt werden konnte. Um einen sicheren Netzbetrieb gewährleisten zu können, mussten insgesamt fast vier GW Leistung abgesenkt und durch *Redispatch* ausgeglichen sowie Windkraftanlagen abgeregelt werden.

12.2 Analyse der Sekundärregelleistungsabrufe im Detail

In Abbildung 64 und Abbildung 65 wurde der Versuch unternommen, das Spektrum unterschiedlicher tageszeitlicher

Verläufe durch die Darstellung typischer Kurven zu verdeutlichen. Dazu wurden jeweils für positive und negative Leistung die Tageszeitreihen des Jahres 2012 mithilfe eines Clusterverfahrens auf Basis sogenannter selbstorganisierender Karten nach Ähnlichkeit gruppiert. Die sich ergebenden Clusterstrukturen sind in Abbildung 66 dargestellt.

Aus der Clusteranalyse ergibt sich eine robuste Struktur der Tagesgänge in vier Clustern, deren Mitglieder jeweils zu einem mittleren Verlauf aggregiert wurden. Die resultierenden Kurven beschreiben grundlegend unterschiedliche Tagesgänge der Abrufe. Durch die Mittelung über die Clustermitglieder sind die Spitzen weniger stark ausgeprägt, deren Spektrum jedoch durch die Fehlerbalken abgebildet wird. Zum Vergleich zeigt die magenta-farbene Kurve das Viertelstundenmaximum über alle Tage des Jahres, das sowohl bei negativer als auch bei positiver Regelleistung eine hohe zeitliche Konstanz im Bereich zwischen 1,5 GW und 2 GW aufweist.

Gemittelte typische tageszeitliche Verläufe positiver Sekundärregelleistungsabrufe im Jahr 2012 im deutschen Netzregelverbund

Abbildung 64

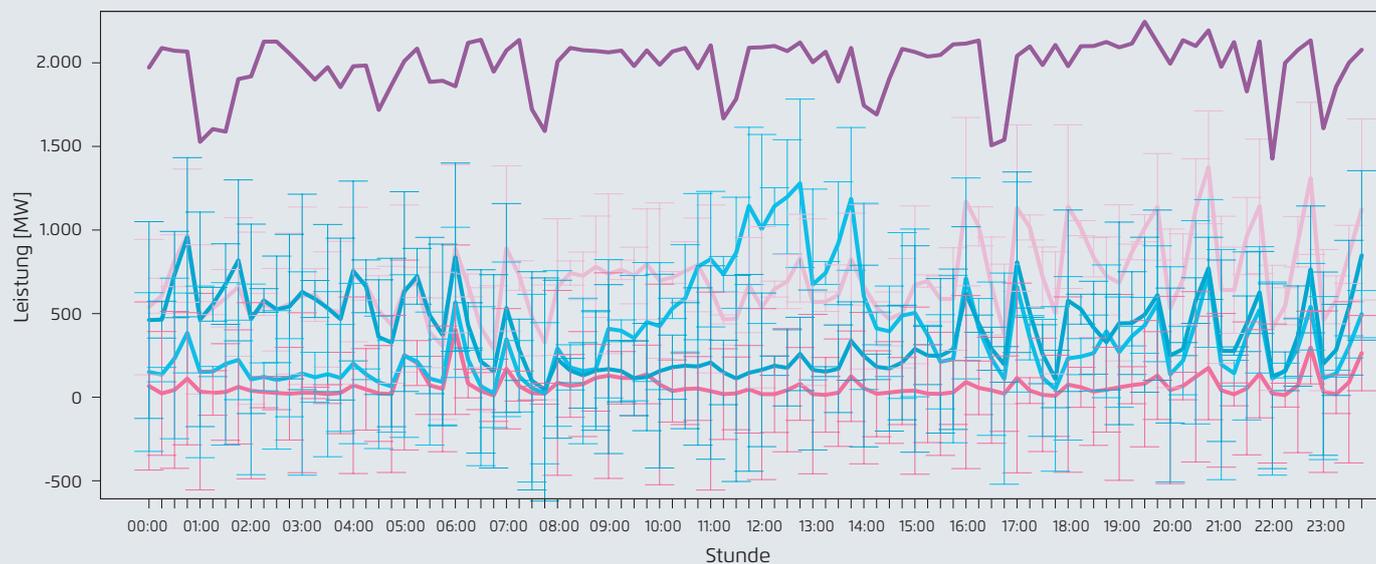


Clusteranalyse der gesamten Tagesgänge des Jahres (hellrosa, pink, blau, hellblau), Viertelstundenmaximum des Regelleistungsabrufs über das Jahr in Lila

Berechnungen Fraunhofer ISI

Gemittelte typische tageszeitliche Verläufe negativer Sekundärregelleistungsabrufe im Jahr 2012 im deutschen Netzregelverbund

Abbildung 65

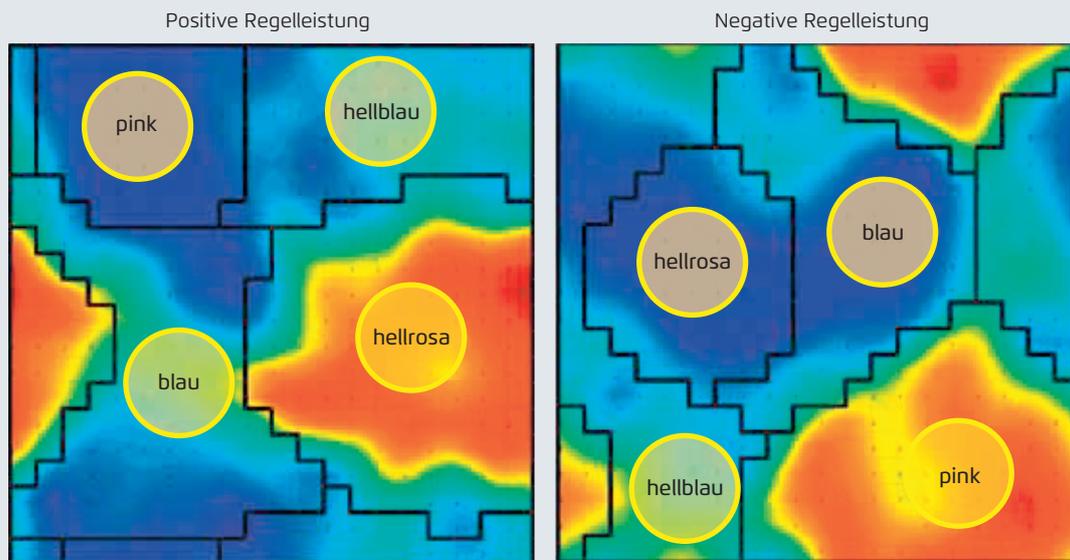


Clusteranalyse der gesamten Tagesgänge des Jahres (hellrosa, pink, blau, hellblau), Viertelstundenmaximum des Regelleistungsabrufs über das Jahr in Lila

Berechnungen Fraunhofer ISI

Clusterstruktur der Tagesgänge der Sekundärregelleistungsabrufe für positive und negative Leistung auf selbstorganisierenden Karten

Abbildung 66

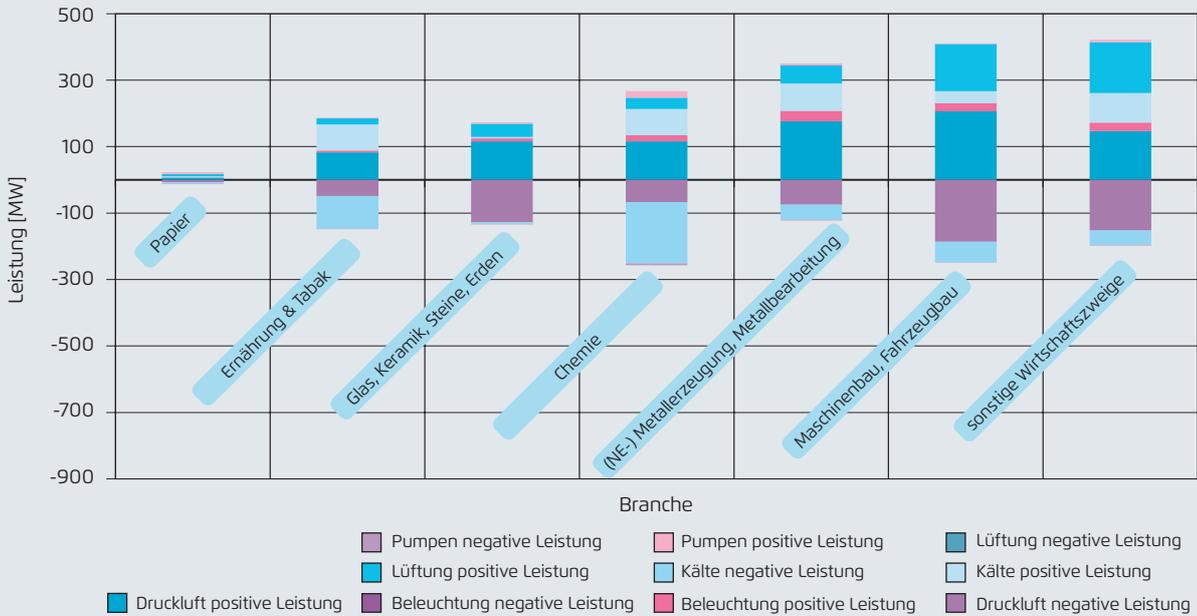


Gelbe Kreise kennzeichnen Cluster in der Karte, deren Mitglieder (einzelne Tagesgänge) zu den Kurven in den oben dargestellten Graphen aggregiert wurden.

Berechnungen Fraunhofer ISI

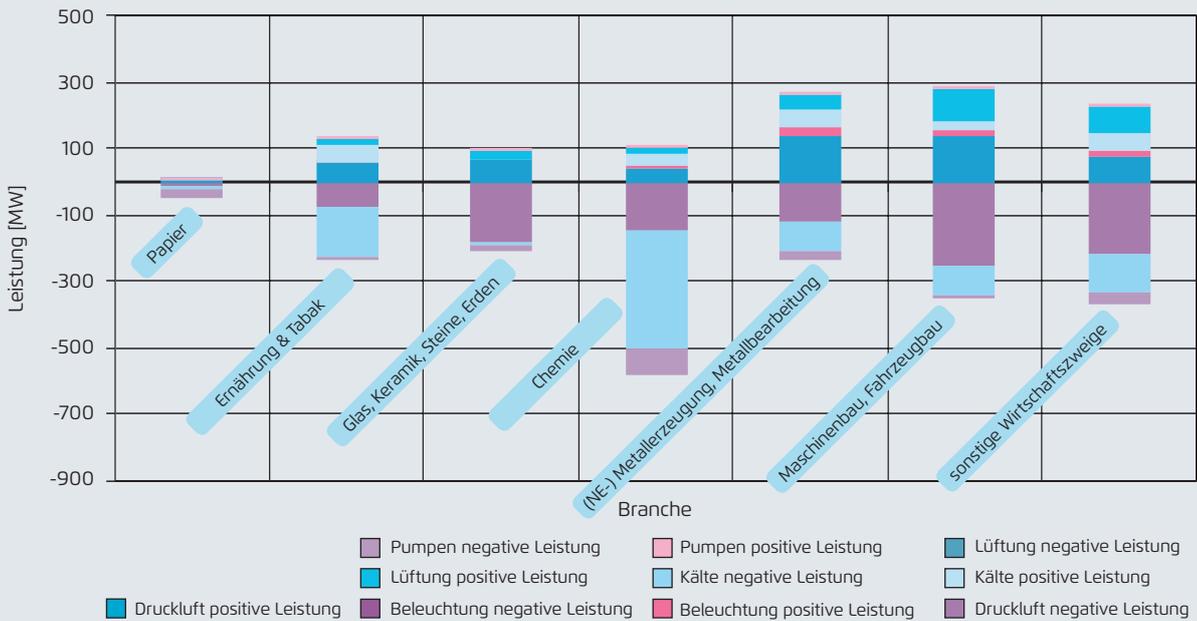
12.3 Positive und negative Leistung durch die Flexibilisierung von Querschnittstechnologien

Positive und negative Leistung durch Flexibilisierung von Querschnittstechnologien in Süddeutschland (Normalbetrieb) – realisierbares Potenzial ohne Kostenbetrachtung für die Implementierung (Personal und I&K) Abbildung 67



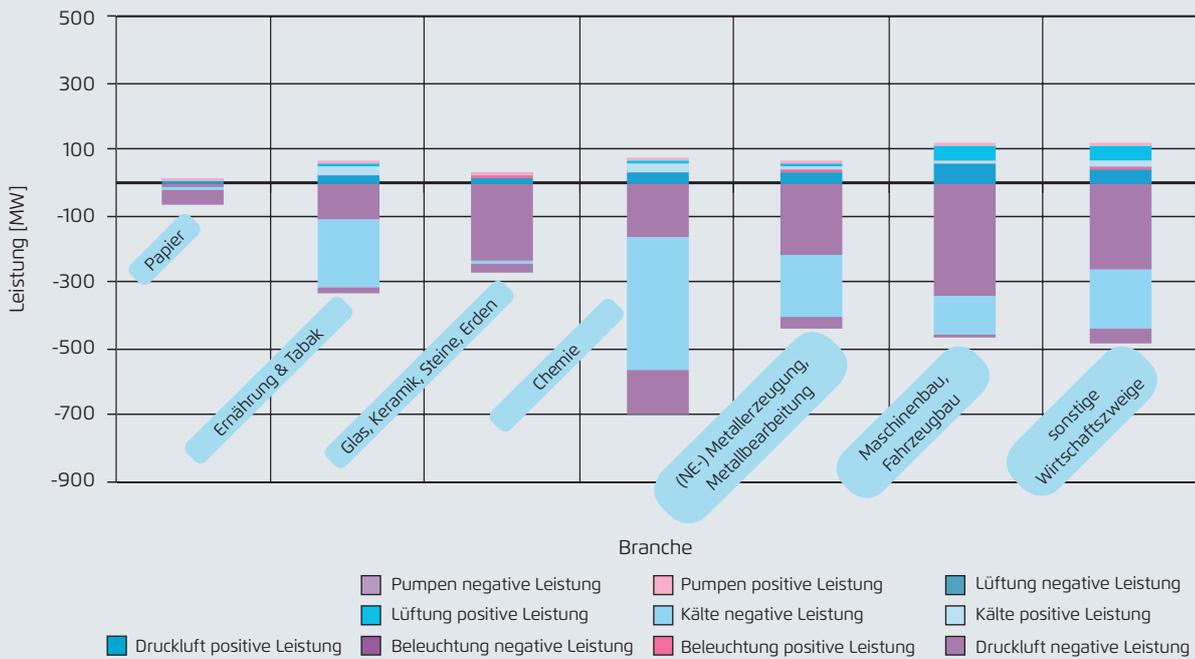
Darstellung FfE

Positive und negative Leistung durch Flexibilisierung von Querschnittstechnologien in Süddeutschland (reduzierter Betrieb) – realisierbares Potenzial ohne Kostenbetrachtung für die Implementierung (Personal und I&K) Abbildung 68



Darstellung FfE

Positive und negative Leistung durch Flexibilisierung von Querschnittstechnologien in Süddeutschland (Grundlastbetrieb) – realisierbares Potenzial ohne Kostenbetrachtung für die Implementierung (Personal und I&K) Abbildung 69

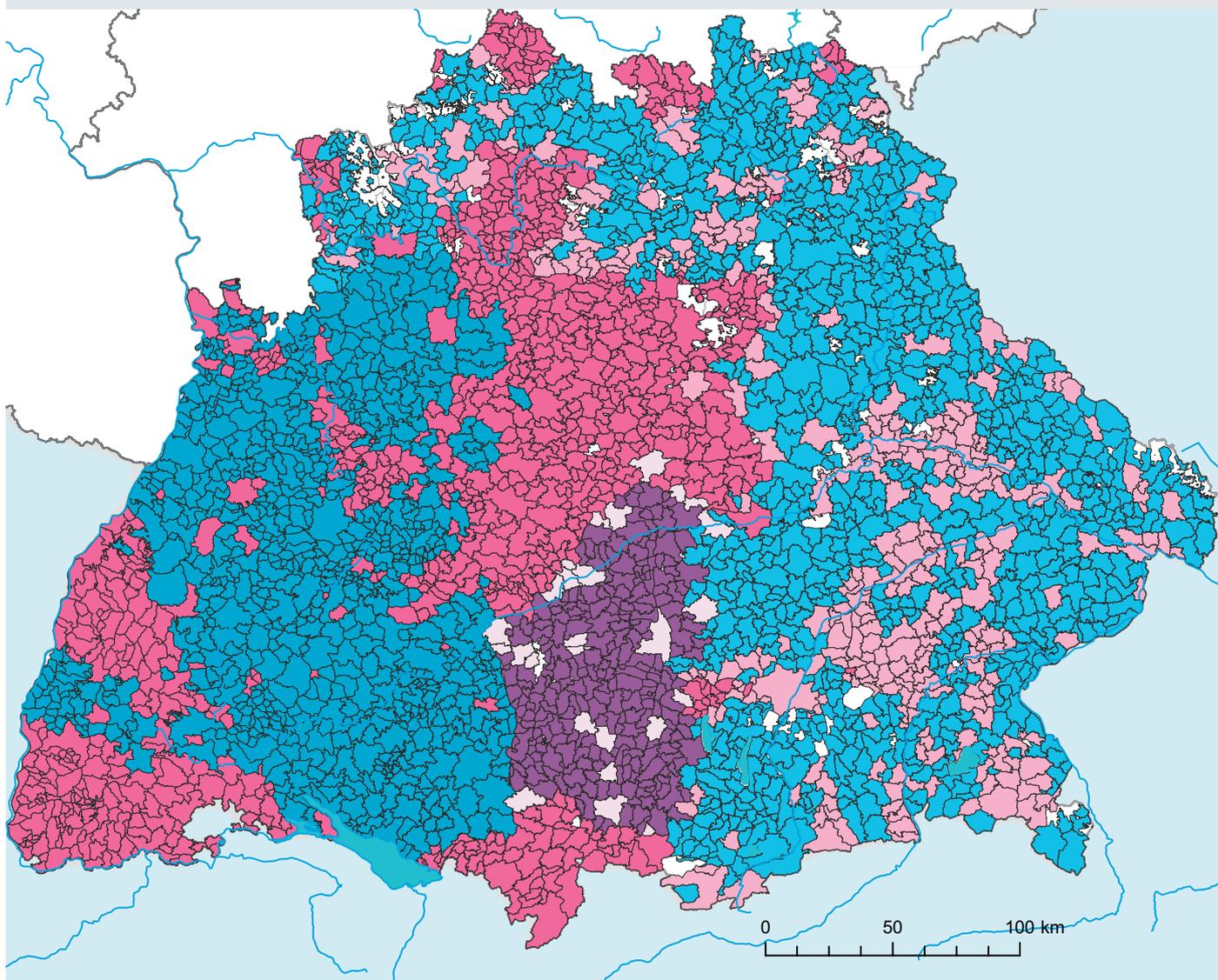


Darstellung FfE

12.4 Berechnungsgrundlage zur Potenzialermittlung für Wärmepumpen und elektrische Speicherheizungen

Grafische Darstellung der Datengrundlage

Abbildung 70

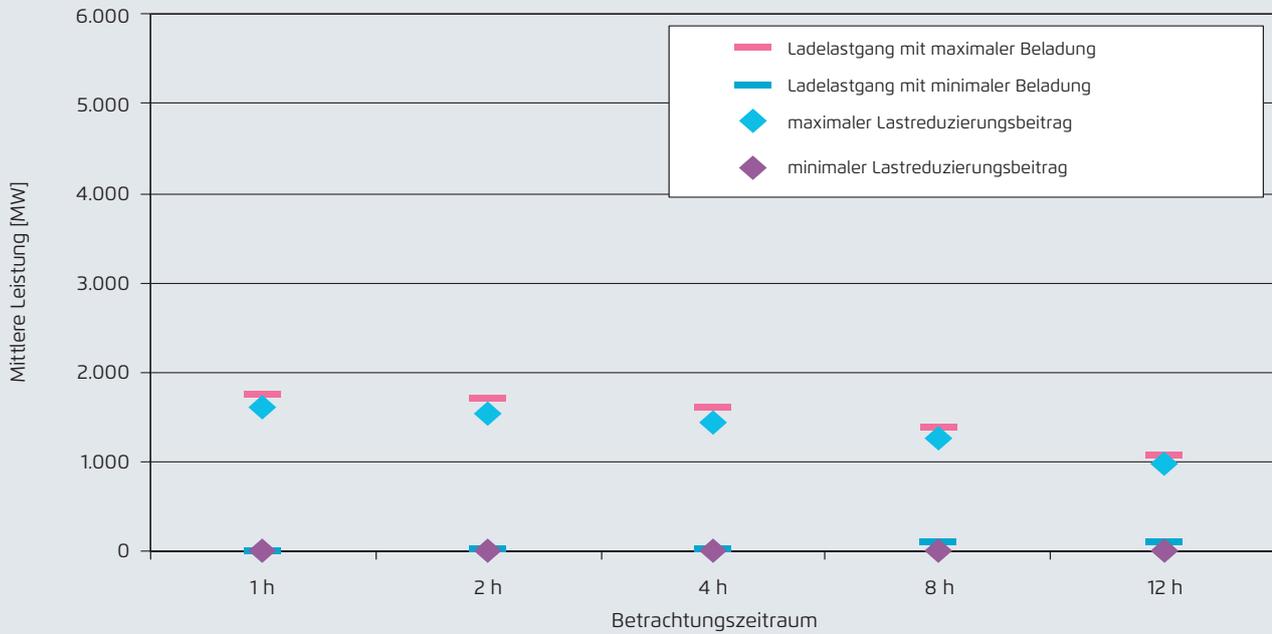


Datengrundlage	LEW	LEW berechnet
	EON	E.ON berechnet
	EnBW	hochgerechnete Gemeinden

Darstellung FfE

Lastreduzierungspotenziale von elektrischen Speicherheizungen in Bayern und Baden-Württemberg bei einer Verschiebung des Lastprofils um zwölf Stunden (äquivalente Tagesmitteltemperatur 10 °C)

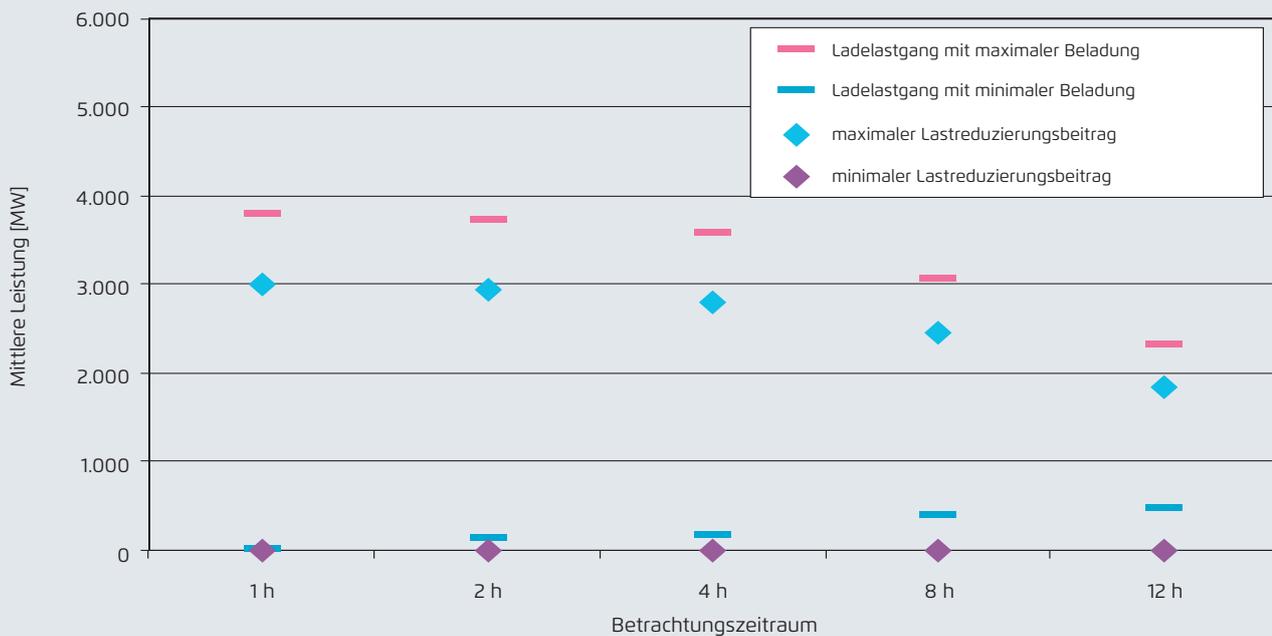
Abbildung 71



Darstellung FfE

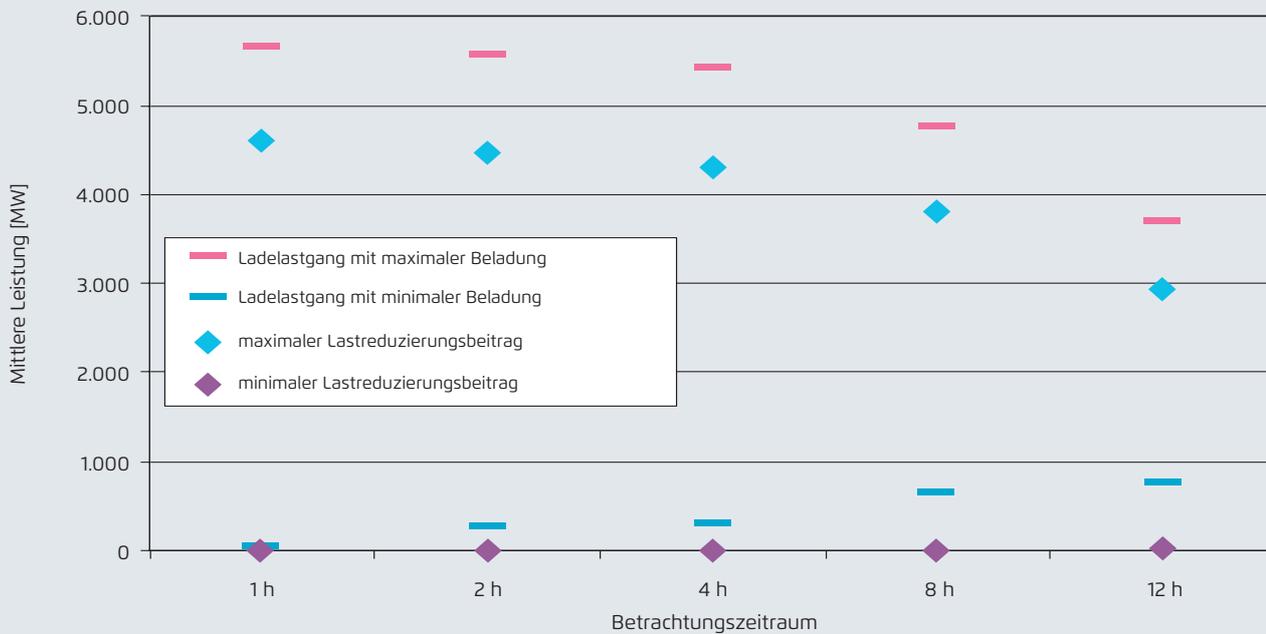
Lastreduzierungspotenziale von elektrischen Speicherheizungen in Bayern und Baden-Württemberg bei einer Verschiebung des Lastprofils um zwölf Stunden (äquivalente Tagesmitteltemperatur 0 °C)

Abbildung 72



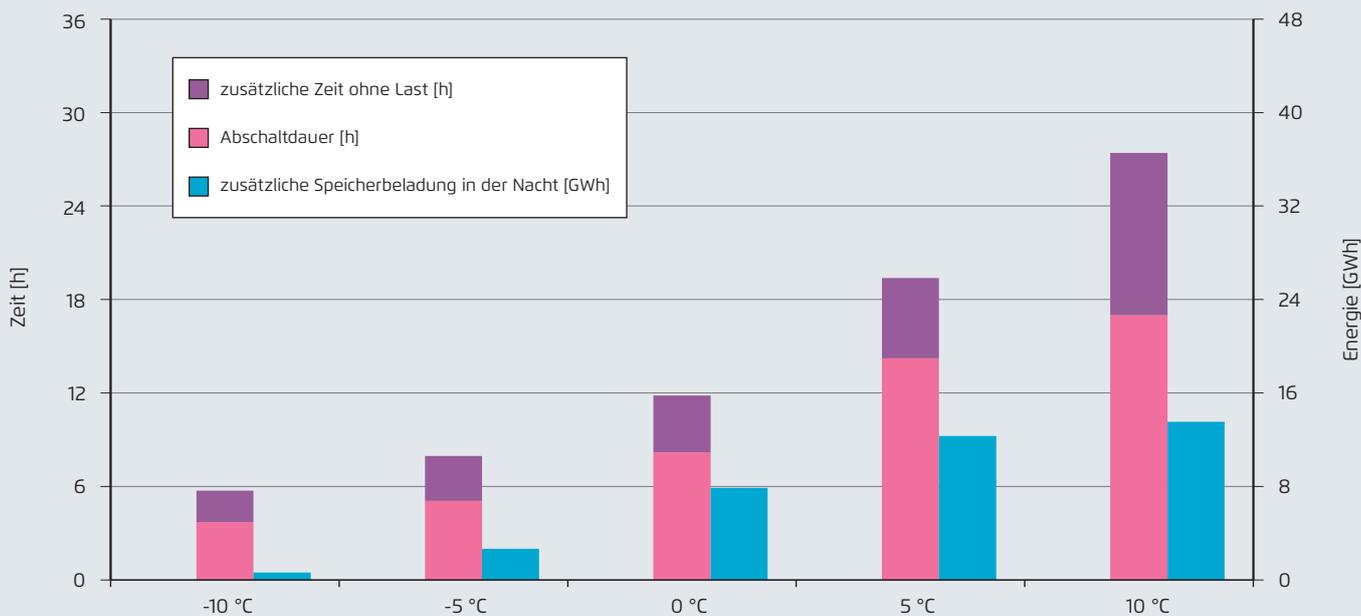
Darstellung FfE

Lastreduzierungs­potenziale von elektrischen Speicherheizungen in Bayern und Baden-Württemberg bei einer Verschiebung des Lastprofils um zwölf Stunden (äquivalente Tagesmitteltemperatur -10 °C) Abbildung 73



Darstellung FfE

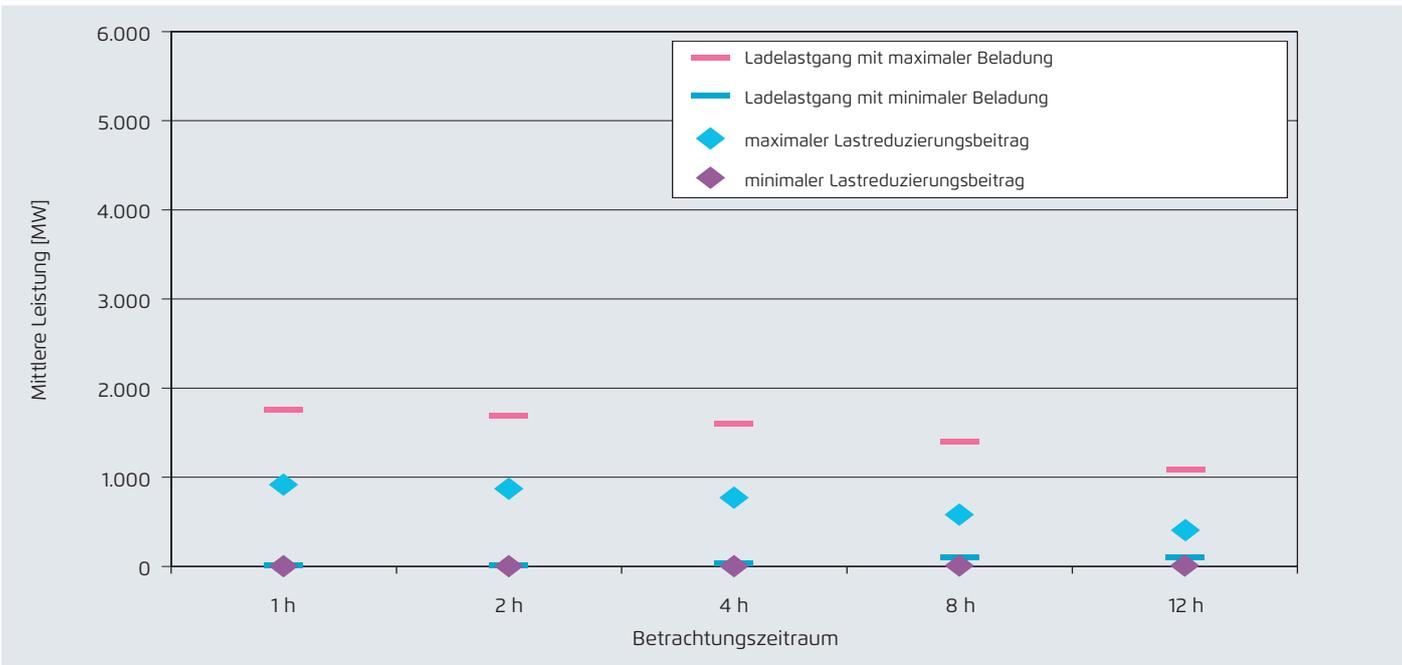
Lastreduzierungs­potenziale von elektrischen Speicherheizungen in Baden-Württemberg und Bayern bei einer vorgezogenen Speicherbeladung Abbildung 74



Darstellung FfE

Lastreduzierungsprofile von elektrischen Speicherheizungen in Bayern und Baden-Württemberg bei Reduzierung der Last auf den Wärmebedarf (äquivalente Tagesmitteltemperatur 10 °C)

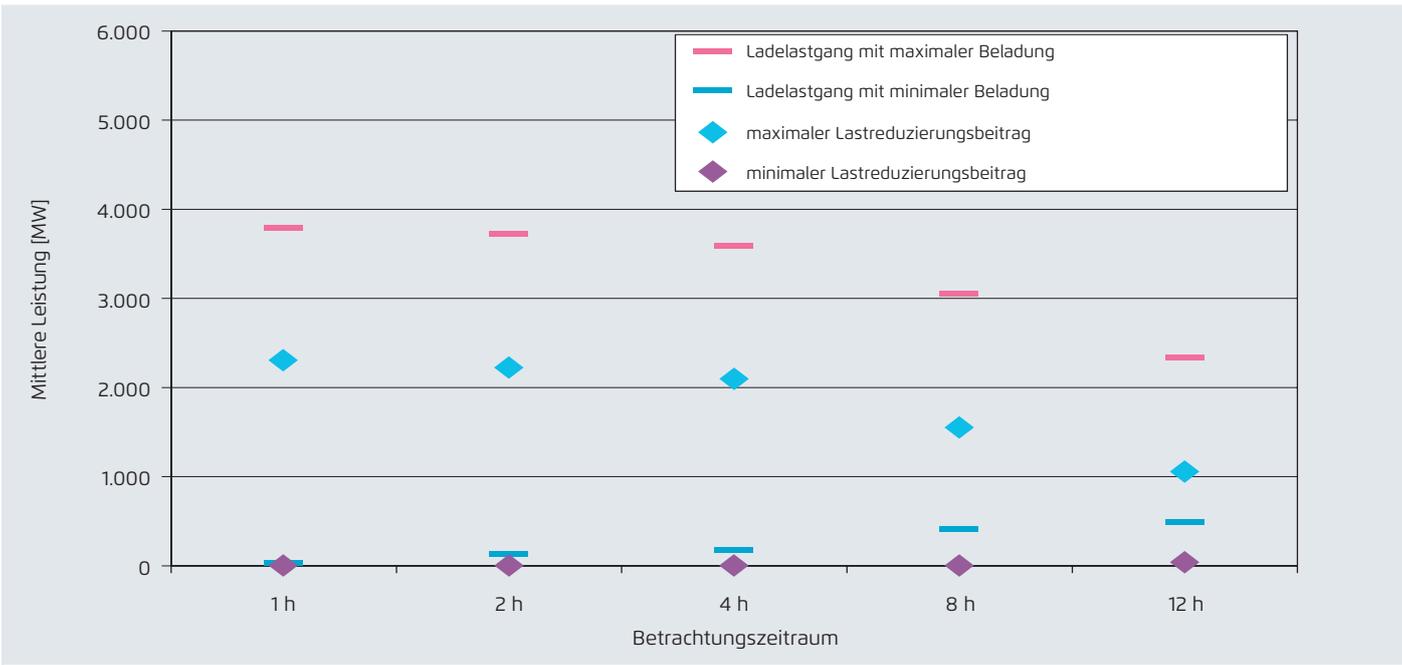
Abbildung 75



Darstellung FfE

Lastreduzierungsprofile von elektrischen Speicherheizungen in Bayern und Baden-Württemberg bei Reduzierung der Last auf den Wärmebedarf (äquivalente Tagesmitteltemperatur 0 °C)

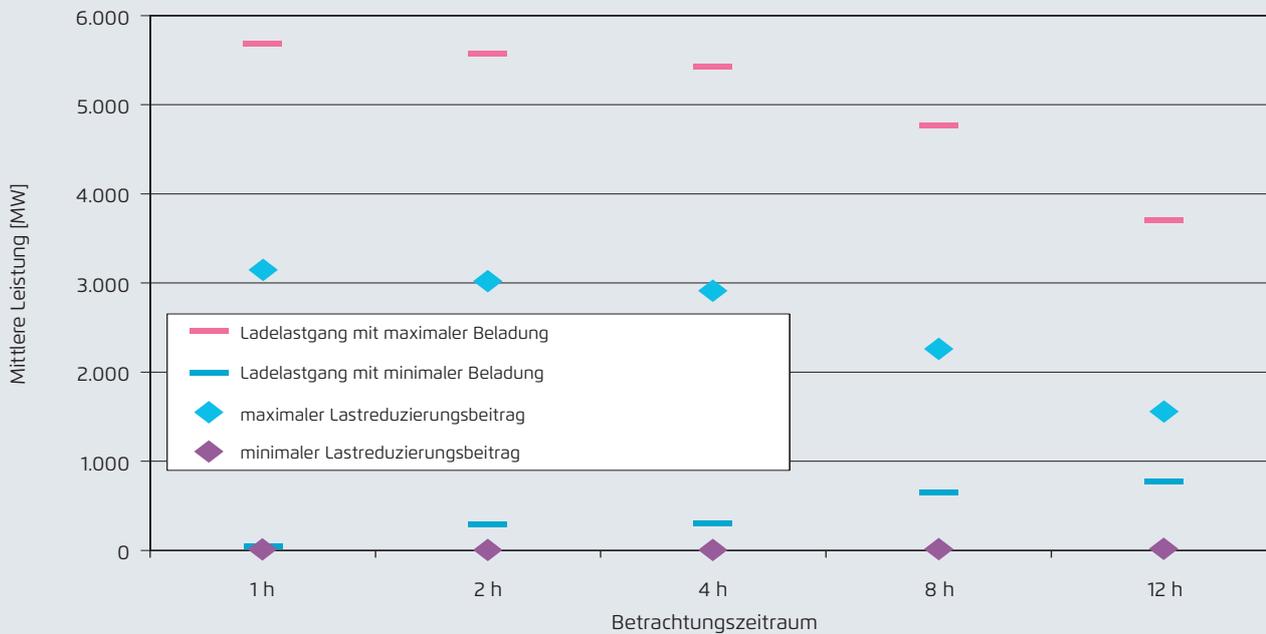
Abbildung 76



Darstellung FfE

Lastreduzierungspotenziale von elektrischen Speicherheizungen in Bayern und Baden-Württemberg bei Reduzierung der Last auf den Wärmebedarf (äquivalente Tagesmittlertemperatur -10 °C)

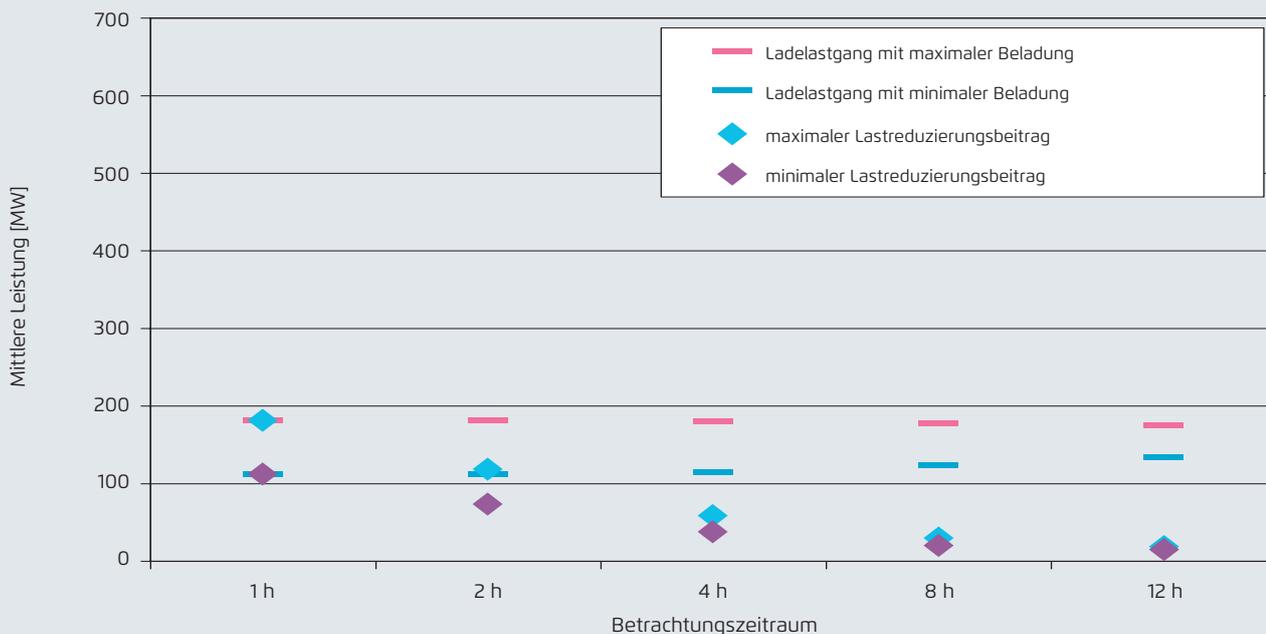
Abbildung 77



Darstellung FfE

Lastreduzierungspotenziale von Wärmepumpen in Bayern und Baden-Württemberg bei einer Referenztemperatur von 10 °C

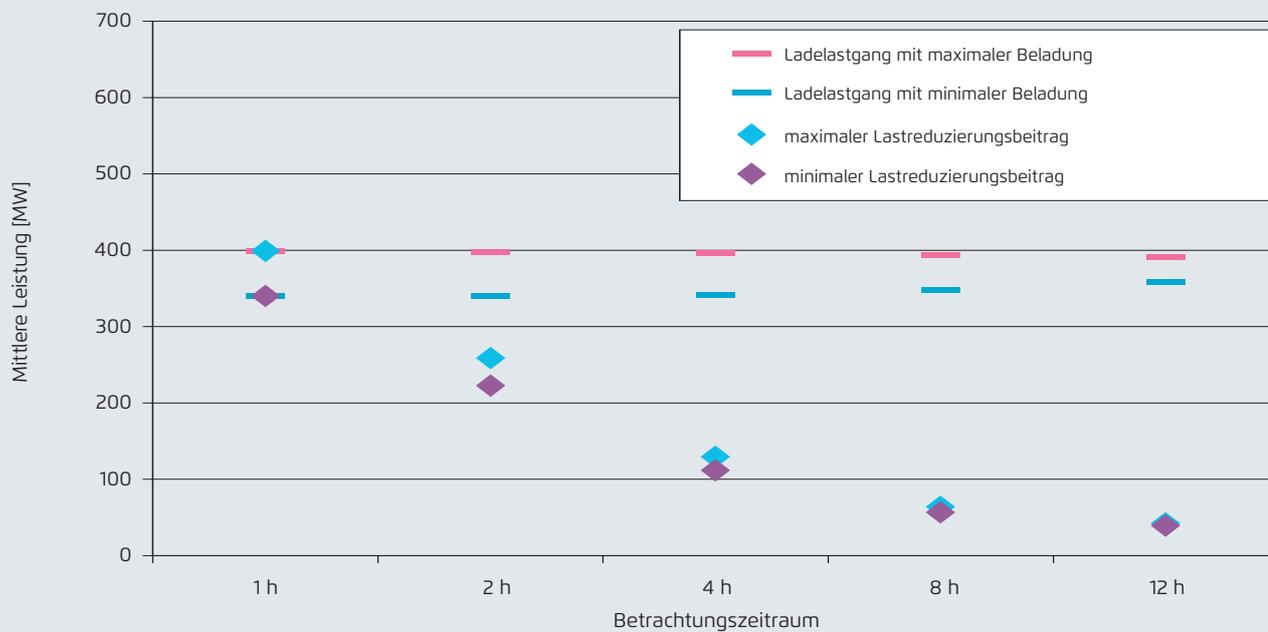
Abbildung 78



Darstellung FfE

Lastreduzierungspotenziale von Wärmepumpen in Bayern und Baden-Württemberg bei einer Referenztemperatur von 0 °C

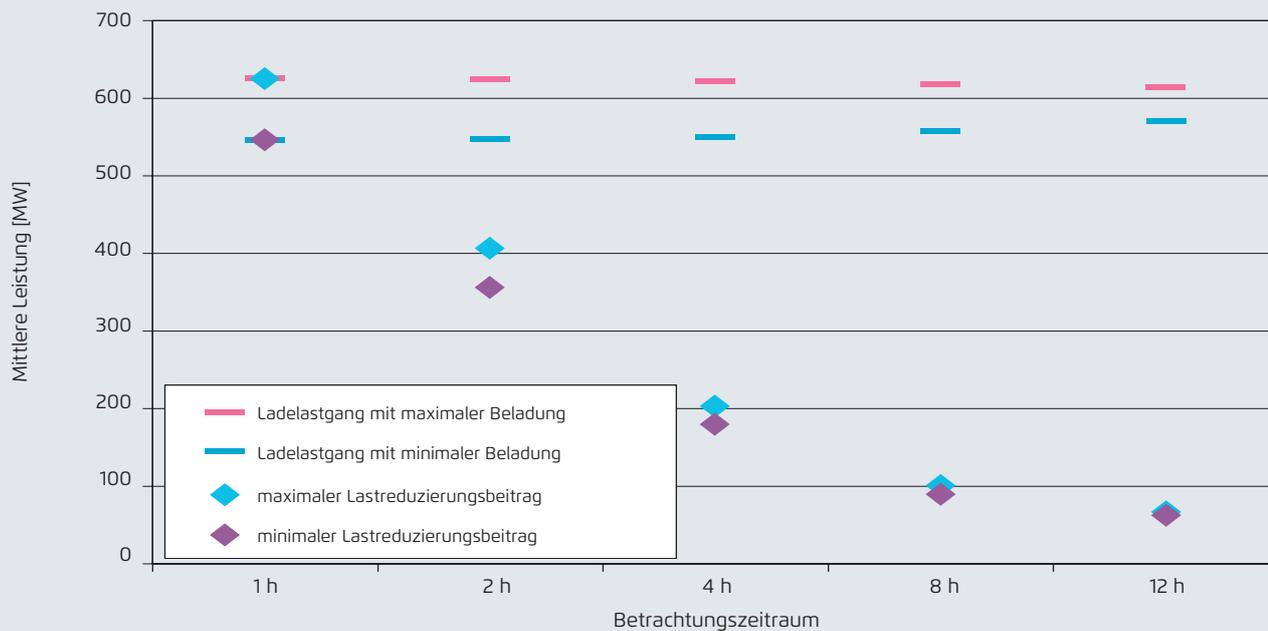
Abbildung 79



Darstellung FfE

Lastreduzierungspotenziale von Wärmepumpen in Bayern und Baden-Württemberg bei einer Referenztemperatur von -10 °C

Abbildung 80



Darstellung FfE

12.5 Berechnungsannahmen Gasturbine

Berechnungsannahmen Gasturbine		Tabelle 15
Wirkungsgrad	40 %	
spez. Investitionen	450 € / kW _{el}	
jährliche Fixkosten	10.000 € / (MW · a)	
variable Kosten	1 € / MWh _{el}	
Finanzierungsdauer	20 Jahre	
Zinssatz	10 %	
CO ₂ -Kosten	10 € / t	
Erdgaspreis	35 € / MWh _{th}	

Darstellung Agricola et al. (2010); Blesl et al. (2012); dena (2005); Hobohm et al. (2011)

Anmerkungen zu den Berechnungsannahmen:

Die spezifischen Investitionskosten wurden nach Agricola u. a. (2010) angenommen und in Rücksprache mit einem bayerischen Kraftwerksbetreiber in der Höhe bestätigt. Besonders bei den jährlichen fixen und den variablen Betriebskosten gehen die Angaben in den Literaturquellen (dena 2005; Hobohm u. a. 2011; Blesl u. a. 2012) stark auseinander. Es gilt jedoch zu beachten, dass bei den geringen Einsatzzeiten die spezifischen Investitionskosten mit Abstand den größten Anteil der jährlichen Gesamtkosten darstellen, was die mögliche Spannweite der fixen und variablen Betriebskosten relativiert.

Bezüglich des angenommenen Erdgaspreises gehen folgende Überlegungen voraus. Die Spotmarktpreise liegen derzeit bei 2,7 ct/kWh, weshalb ein Liefervertrag aktuell zu 2,9 ct/kWh zu bekommen ist. Zudem fallen Netzentgelte zwischen 0,2 und 0,6 ct/kWh an. Daher wird als obere Abschätzung mit 3,5 ct/kWh gerechnet. Bei den CO₂-Zertifikatspreisen wurde davon ausgegangen, dass die Preise mittelfristig wieder ansteigen werden, da das aktuelle Preisniveau von politischer Seite überwiegend als deutlich zu niedrig angesehen wird.

Literaturverzeichnis

AbLaV (2012): *Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten AbLaV*. Berlin: Bundesregierung, BUN-02 12

AEG (2013): *Datenblatt Nachtspeicherheizung*. <http://www.aeg-haustechnik.de/produkte/raumheizgeraete/> Stand 03.2013. AEG Haustechnik, AEG-01 13

Agricola, Annegret-Cl.; Kohler, Stephan; Seidl, Hannes (2010): *dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015–2020 mit Ausblick 2025*. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), DENA-07 10

Apel, Rolf (2012): *Demand Side Integration – Lastverschiebungspotenziale in Deutschland*. Frankfurt am Main: Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (VDE)

Blesl, Markus; Wissel, Steffen; Fahl, Ulrich (2012): *Stromerzeugung 2030 – mit welchen Kosten ist zu rechnen?* In: *et – Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 62. Jg. (2012), Heft 10. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), IER-01 12

BMWi (2013): *Plattform zukunftsfähige Energienetze*. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, BMWI-05 13

Bundesnetzagentur (Februar 2013): *Monitoringbericht 2012*

Bundesnetzagentur (Mai 2012): *Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12*

Bundesnetzagentur (August 2011): *Bericht zu den Auswirkungen des Kernkraftausstiegs auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit zugleich Bericht zur Notwendigkeit eines Reservekernkraftwerks im Sinne der Neuergelungen des Atomgesetzes*

Bundesnetzagentur (Mai 2011): *Fortschreibung des Berichts der Bundesnetzagentur zu den Auswirkungen des Kernkraftwerks-Moratoriums auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit*

BWP (2012): *Positionspapier Smart Grid und Smart Market – Der Beitrag der Wärmepumpe zur Netzstabilisierung und optimierten Strombeschaffung*. Berlin: Bundesverband Wärmepumpen e. V. (BWP) et al., BWP-03 12

dena (2005): *Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020 – Konzept für eine stufenweise Entwicklung des Stromnetzes in Deutschland zur Anbindung und Integration von Windkraftanlagen Onshore und Offshore unter Berücksichtigung der Erzeugungs- und Kraftwerksentwicklungen sowie der erforderlichen Regelleistung*. Köln: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), DENA-03 05

E.ON (2013): *Standardlastprofile versus Lastflexibilisierung*. Unterschleißheim: E.ON, EON-04 13

EnEG (2013): *Entwurf eines Vierten Gesetzes zur Änderung des Energieeinsparungsgesetzes*. Berlin: Deutscher Bundestag (DBT), DBT01 13

EnEV (2009): *Verordnung zur Änderung der Energieeinsparverordnung*. Berlin: Bundesrepublik Deutschland, ENEV-01 09

FfE GmbH (2012): *Lernende Energieeffizienz-Netzwerke (LEEN): München-Oberbayern, Südbayern, Vorarlberg, Chiemgau-Rupertiwinkel – laufende Projekte*. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH (FfE), FFEGMBH-13 12

FIB (2009): *IBP 18599 – Softwarelösung*. Stuttgart: Fraunhofer Institut für Bauphysik, FIB-01 09

Gruber, Anna (2011): *Integrierte Produktpolitik (IPP) Demonstrationenvorhaben – Leitfaden zur Optimierung elektrischer Antriebe*. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE)

Gutschi, C.; Stigler, H. (2006): *Verbraucherseitiges Spitzenlastmanagement zur Optimierung des Gesamtsystems von Erzeugern und Verbrauchern*. 9. Symposium Energieinnovationen. Technische Universität Graz

Literaturverzeichnis

Hobohm, Jens; Koepp, Marcus; Krampe, Leonard; Mellahn, Stefan; Peter, Frank; Sakowski, Fabian (2011): *Bedeutung der Braunkohle in Ostdeutschland*. Berlin: Prognos AG (PRO), PRO-02 11

Hurley, Doug; Peterson, Paul; Whited, Melissa (2013): *Demand Response as a Power System Resource – Program Designs, Performance, and Lessons Learned in the United States*. Brussels: Regulatory Assistance Project, Synapse Energy Economics, Inc.

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)

Langrock, Thomas (2013): Persönliche Kommunikation Thomas Langrock, BET Aachen

LEW (2013): *Temperaturabhängige Lastprofile für Nachtspeicherheizungen LEW Verteilnetze*. Augsburg: LEW Verteilnetz GmbH, LEW-01 13

LEW (2009): *Temperaturabhängige Lastprofile Wärmepumpe*. Augsburg: LEW Verteilnetz GmbH, LEW-02 09

Lücking, Gero (2013): *EEG 2.0: Pflicht zur Direktvermarktung*. Berlin: Klimaretter – Das Magazin zur Klima- und Energiewende, KLR-01 13

Rohde, Clemens (2011): *Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2009 und 2010 für das verarbeitende Gewerbe*. Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung, 2011 ISI-03 11

Rummeni, Jörg (2012): *RWE Windheizung – Die Energiewende braucht auch dezentrale kleine Energiespeicher*. In: IQPC Konferenz Berlin (14./15.11.2012): *Zukunftsperspektiven für den Regelenenergiemarkt Strom 2012*. Berlin: RWE Effizienz GmbH, RWE-02 12

Schmid, Tobias; Beer, Michael (2010): *Das Regionenmodell – Basis detaillierter Analysen von Energieversorgungskonzepten*. In: *Kraftwerkstechnik – Sichere und nachhaltige Energieversorgung*, Band 2 (ISBN 978-3-935317-57-3). Neuruppin: TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky

Stadler, Ingo (2005): *Demand Response – Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien*. Kassel: Universität Kassel, Fachbereich Elektrotechnik

Stiebel Eltron (2013): *Datenblatt Nachtspeicherheizung*. <http://www.stiebel-eltron.de/raumheizung/produkte/waermespeicher/> Stand 03.2013. Stiebel Eltron, STIEB-01 13

ÜNB (2012): *Ausschreibungsplattform Regelenenergie*. In: www.regelleistung.net. 50Hertz Transmission GmbH, Ampurion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH, 2012

Vattenfall (2011): *Das virtuelle Kraftwerk – Windstrom trifft Wärme*. Berlin: Vattenfall Europe Wärme AG, VAT-11 09

Viessmann (2007): *Planungsunterlagen*. Allendorf. Viessmann, VIESS-01 07

Wagner, U.; Held, A.; Heilek, C.; Tzscheutschler, P.(2010): *Energiewirtschaftliche Bewertung der Elektrowärmepumpe in der Gebäudeheizung*. Berlin: Bundesverband Wärmepumpe e. V. (BWP), TUM-01 10

Wiechmann, Holger (2012): *Smart und effizient – wettbewerbliche Ansätze für eine erfolgreiche Energiewende*. Berlin: Yellow Strom, 2012 YST-01 12

Publikationen von Agora Energiewende

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite:
www.agora-energiewende.de

AUF DEUTSCH

12 Thesen zur Energiewende

Ein Diskussionsbeitrag zu den wichtigsten Herausforderungen im Strommarkt (Lang- und Kurzfassung)

Brauchen wir einen Kapazitätsmarkt?

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten der Diskussionsveranstaltung am 24. August 2012 in Berlin

Die Zukunft des EEG – Evolution oder Systemwechsel?

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten der Diskussionsveranstaltung am 13. Februar 2013 in Berlin

Entwicklung der Windenergie in Deutschland

Eine Beschreibung von aktuellen und zukünftigen Trends und Charakteristika der Einspeisung von Windenergieanlagen

Erneuerbare Energien und Stromnachfrage im Jahr 2022

Illustration der anstehenden Herausforderungen der Energiewende in Deutschland.

Analyse auf Basis von Berechnungen von Fraunhofer IWES

Kapazitätsmarkt oder Strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt?

Eine Übersicht über die in der Diskussion befindlichen Modelle zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland

Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland

Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland bis 2033

Kritische Würdigung des Netzentwicklungsplanes 2012

Kurzstudie des Büros für Energiewirtschaft und technische Planung (BET)

Steigende EEG-Umlage: Unerwünschte Verteilungseffekte können vermindert werden

Analyse des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW)

Strommarktdesign im Vergleich: Ausgestaltungsoptionen eines Kapazitätsmarkts

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten für die Diskussionsveranstaltung am 10. Juni 2013 in Berlin

Zusammenhang von Strombörsen und Endkundenpreisen

Studie von Energy Brainpool

AUF ENGLISCH

12 Insights on Germany's Energiewende

A Discussion Paper Exploring Key Challenges for the Power Sector

Cost Optimal Expansion of Renewables in Germany

A comparison of strategies for expanding wind and solar power in Germany

Load Management as a Way of Covering Peak Demand in Southern Germany

Summary of intermediate findings from a study conducted by Fraunhofer ISI and Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft

Wie gelingt uns die Energiewende?

Welche konkreten Gesetze, Vorgaben und Maßnahmen sind notwendig, um die Energiewende zum Erfolg zu führen? Agora Energiewende will den Boden bereiten, damit Deutschland in den kommenden Jahren die Weichen richtig stellt. Wir verstehen uns als Denk- und Politiklabor, in dessen Mittelpunkt der Dialog mit den relevanten energiepolitischen Akteuren steht.



Agora Energiewende

Rosenstraße 2 | 10178 Berlin

T +49. (0)30. 284 49 01-00

F +49. (0)30. 284 49 01-29

www.agora-energiewende.de

info@agora-energiewende.de

