Endbericht:
Auswertung des Lastmanagement-Monitorings nach § 51a EnWG für die Erhebungsrunden 2017, 2018 und 2019

Im Rahmen des Projektes

„Auswertung der Daten des Lastmanagement-Monitoring der Erhebungsjahre 2017, 2018 und 2019“

Projekt-Nr. 112/16-31

im Auftrag des

Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Köln, 2022

Impressum:

r2b energy consulting GmbH
Zollstockgürtel 61
50969 Köln
Tel.: +49 (0)221 - 78 95 98 60

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI
Breslauer Straße 48
76139 Karlsruhe
Tel.: +49 (0)721 - 68 09 0

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis 3
1. Zusammenfassung 5
2. Hintergrund 10
3. Datengrundlage, -Plausibilisierung und -Bereinigung 13
3.1. Beschreibung der Datengrundlage 13
3.2. Plausibilisierung und Bereinigung der Datensätze 14
4. Abdeckungsgrade befragten Branchen 18
5. Ermittlung des Lastreduktionspotenzials für befragte Unternehmen 22
5.1. Methodik 22
5.2. Ergebnisse 36
6. Abschätzung des Lastreduktionspotenzials in den befragten Branchen 41
6.1. Methodik 42
6.2. Ergebnisse 44
7. Analyse der Gründe und Hemmnisse für den Einsatz von Lastmanagement 47
7.1. Aktuelle Nutzung von Lastmanagement 47
7.2. Übersicht über die Hemmnisse für Lastmanagement 51
7.4. Technische und organisatorische Hemmnisse 57
7.5. Marktliche und regulatorische Hemmnisse 58
7.6. Fazit zur Nutzung und zu den Hemmnissen für Lastmanagement 67
Anhang A : Methodik zur Plausibilisierung und Bereinigung der Datensätze 68
1. Automatisierter Angabenabgleich 68
2. Überprüfung anhand von Kennzahlen 71
3. Kategorisierung, Ausschlüsse, Korrekturen 75
Anhang B : Plausibilisierungsmethodik zur Ermittlung der Lastreduktionspotenziale befragter Unternehmen 78

Anhang C : Plausibilisierungsmethodik zur Abschätzung der Potenziale nicht befragter Unternehmen 82

Anhang D : Ergebnis- und Methodenübersicht 84

Anhang E : Zusatz Hemmnisanalyse 88

1. Zusammenfassung

Der vorliegende Bericht enthält die Auswertung der im Rahmen des **Lastmanagement-Monitorings (LMM)** gemäß § 51 a EnWG zum Beitrag von Lastmanagement zur Versorgungssicherheit im Bereich Elektrizität in Deutschland erhobenen Unternehmensangaben aus den **Erhebungsjahren 2017, 2018 und 2019**. In den drei LMM-Abfragen wurden von Unternehmen mit hohem Stromverbrauch [1] bestimmte quantitative und qualitative Angaben mit dem Ziel erhoben, sowohl quantitativ die Lastreduktionspotenziale für die Nutzung an den Strommärkten zu bestimmen als auch qualitativ Gründe und Hindernisse für den erstmaligen oder verstärkten Einsatz von Lastmanagement im Allgemeinen zu untersuchen.

Aus den drei LMM-Abfragen ergibt sich, dass zwischen **49% und 59%**[2] aller **erfassten Unternehmensstandorte bereits Lastmanagement zu unterschiedlichen Zwecken einsetzen.** Bisher können aber nur zwischen **12% und 15% aller Standorte** ihre **Last in Abhängigkeit der Preise am Strommarkt reduzieren**.[3] Im Folgenden werden diese Standorte, die bereits ihre Last in Abhängigkeit der Preise am Strommarkt reduzieren können, als **marktflexible Standorte** bezeichnet.

Aus den Angaben der Unternehmen und ihrer Standorte in den LMM-Abfragen lässt sich von marktflexiblen Standorten das erschlossene und das unerschlossene Lastreduktionspotenzial sowie von nicht-marktflexiblen Standorten das unerschlossene Lastreduktionspotenzial ermitteln (siehe Abbildung 1).

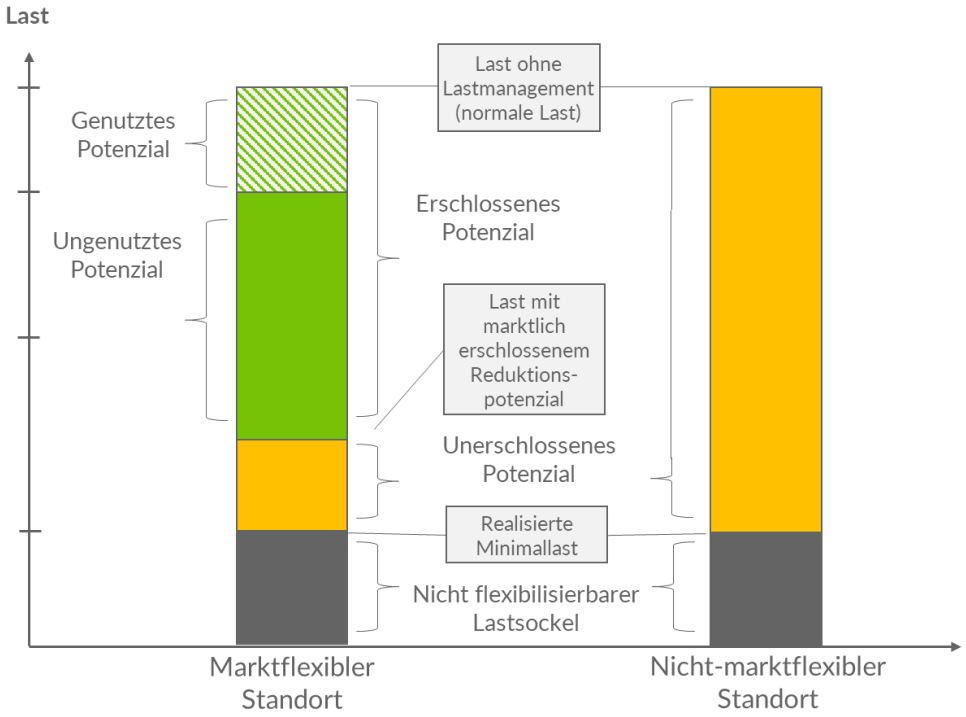
---

[1] Unternehmensweiter Jahresstromverbrauch über 50 GWh und Jahresstromverbrauch je Unternehmensstandort über 10 GWh.

[2] Die hier und nachfolgend angegebenen Bandbreiten resultieren aus unterschiedlichen Ergebnissen in den drei ausgewerteten LMM-Abfragen. Die unterschiedlichen Ergebnisse können bisher nicht eindeutig auf bestimmte Entwicklungen z. B. der Strompreise zurückgeführt werden, da sich nicht nur die Unternehmensangaben, sondern auch die Grundgesamtheit hinsichtlich der erfassten Unternehmen und / oder Standorte in den einzelnen Abfragen unterscheiden können.

[3] Die meisten Unternehmensstandorte (über 40 %) begründen den derzeitigen Einsatz von Lastmanagement mit der Reduzierung der Netzentgelte.

ABBILDUNG 1: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DER GESAMTEN LASTREDUKTIONSPOTENZIALE



Quelle: Eigene Darstellung.

Für die befragten Unternehmensstandorte ergibt sich mit den bisherigen Abfragen folgendes Bild: Das **erschlossene Lastreduktionspotenzial** für Lastreduktionen mit einer Dauer von mindestens einer Stunde beträgt **zwischen ca. 1.900 und 2.100 Megawatt (MW).**[4] Dieses Potenzial würde bei hohen Strompreisen am Strommarkt eingesetzt. Das **unerschlossene Lastreduktionspotenzial** (von marktflexiblen und nicht-marktflexiblen Standorten) beträgt **zwischen ca. 5.200 und 5.600 MW**. Dieses Potenzial ist technisch grundsätzlich vorhanden, bisher aber aus unterschiedlichen Gründen nicht für die Nutzung am Strommarkt erschlossen, was sich aber bei einer Veränderung der betriebswirtschaftlichen Situation, z. B. infolge des Abbaus von regulatorischen Hemmnissen oder volatileren Strompreisen, ändern kann. Das **gesamte Lastreduktionspotenzial der im LMM erfassten Unternehmensstandorte** beträgt **zwischen** ca. **7.200 und 7.700 MW**.

[4] Im LLM wurden Abschaltdauern von mindestens 15 Minuten, mindestens einer Stunde, mindestens vier Stunden und mindestens acht Stunden abgefragt.

Da die **LMM-Abfragen nur** die **großen Stromverbraucher** in den einzelnen Branchen erfassen, stellen die Lastreduktionspotenziale der erfassten Unternehmen und ihrer Standorte nur eine **Teilmenge des gesamten Lastreduktionspotenzials aller von den LMM-Abfragen erfassten Branchen** dar.[5] Um ein vollständigeres Bild für die Lastreduktionspotenziale der im Lastmanagement-Monitoring erfassten Branchen zu erhalten, wurden für das LMM 2019 auch die Lastreduktionspotenziale der nicht befragten Unternehmen bzw. Unternehmensstandorte der in den LMM-Abfragen erfassten Branchen durch Hochrechnung abgeschätzt.[6] Diese ergeben zusammen mit den Lastreduktionspotenzialen der befragten Unternehmensstandorte dann das abgeschätzte gesamte Lastreduktionspotenzial für alle Unternehmen der vom LMM erfassten Branchen.

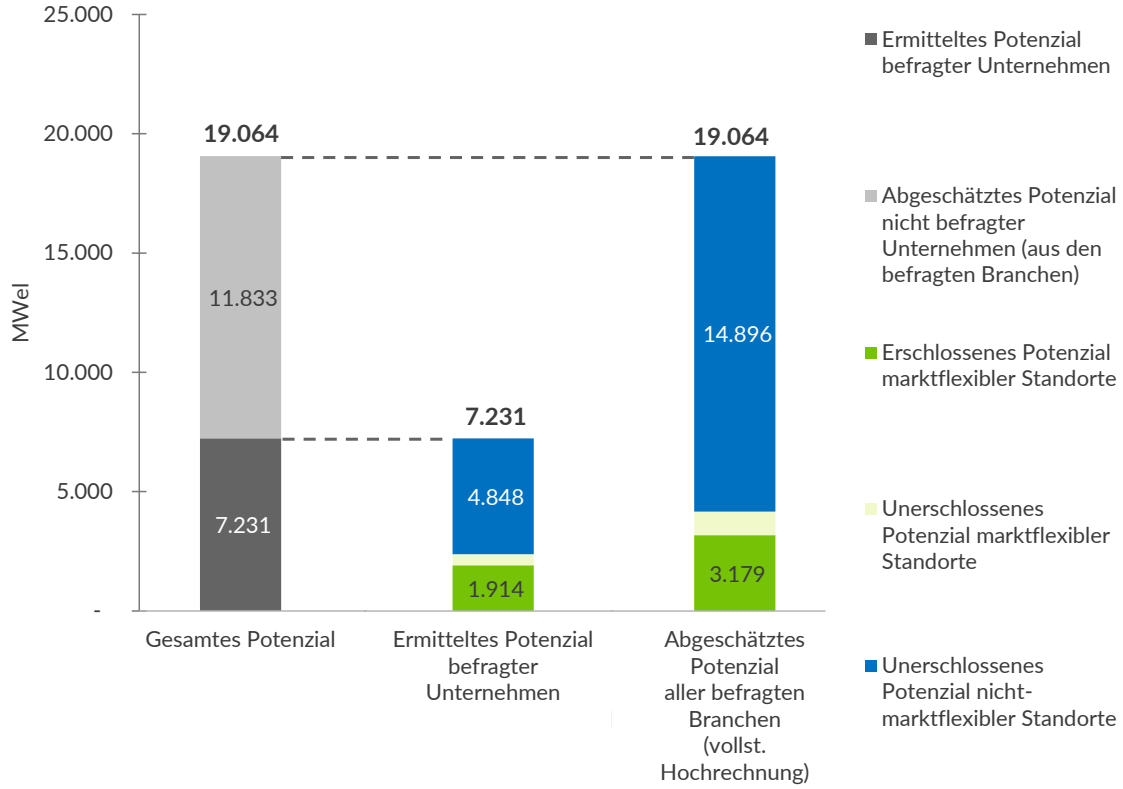
Das gesamte Lastreduktionspotenzial für alle Unternehmen der vom LMM erfassten Branchen kann so mit einer Bandbreite beschrieben werden (siehe Abbildung 2): Das untere Ende der Bandbreite (ca. 7.200 MW) wird durch die berechneten Lastreduktionspotenziale der befragten Unternehmensstandorte beschrieben (umfasst das erschlossene und das unerschlossene Potential dieser Standorte). Das obere Ende der Bandbreite (ca. 19.100 MW) wird durch die mittels Hochrechnung abgeschätzten Lastreduktionspotenziale für alle Unternehmen der in den LMM-Abfragen erfassten Branchen beschrieben (umfasst das erschlossene und das unerschlossene Potential dieser Standorte). Danach beträgt das gesamte Lastreduktionspotenzial für alle Unternehmen der vom LMM erfassten Branchen zwischen ca. 7.200 bis 19.100 MW.

---

[5] Das LMM erfasst im Durchschnitt Unternehmen bzw. Unternehmensstandorte mit etwa einem Drittel des Gesamtverbrauchs der erfassten Branchen.

[6] Unter der Annahme, dass im Verhältnis zum jeweiligen Jahresstromverbrauch eines Unternehmensstandorts grundsätzlich gleiche Lastreduktionspotenziale bei von den LMM-Abfragen erfassten und nicht erfassten Unternehmensstandorten derselben Branche bestehen.

ABBILDUNG 2: LASTREDUKTIONSPOTENZIALE IN DEN BEFRAGTEN BRANCHEN



Quelle: Eigene Darstellung.

Die Hälfte der Unternehmensstandorte in der Befragung setzen bereits ein Lastmanagementsystem ein. Die **meisten Unternehmensstandorte** (über 40 %) **begründen** den derzeitigen **Einsatz von Lastmanagement** mit der **Reduzierung der Netzentgelte.** [7] Lastmanagement zur Optimierung der Stromeinkaufspreises wurde als Grund von über 23 % der Unternehmensstandorte benannt. Dies ist vor dem Hintergrund der Stromkostenanteile der letzten Jahre – niedrige Strommarktpreise, hohe Netzentgelte – betriebswirtschaftlich gut erklärbar. Bei einer entsprechenden Verschiebung der Stromkostenanteile insbesondere durch volatilere Strompreise am Strommarkt, können auch diese, ursprünglich aus anderen Gründen erschlossenen Lastmanagementpotenziale, am Strommarkt eingesetzt werden.

[7] In Bezug zu den Regelungen zu § 17 und § 19 StromNEV.

Als **Hemmnisse** für den **erstmaligen oder stärkeren Einsatz von Lastmanagement** geben die Unternehmensstandorte meist technische oder organisatorische Hemmnisse an. Standorte, die kein Lastmanagementsystem einsetzen, geben häufiger fehlende Potenziale als Hemmnis für den erstmaligen Einsatz an, als Standorte, die bereits ein Lastmanagementsystem installiert haben. Standorte, die heute bereits Lastmanagement betreiben, geben meist marktliche und regulatorische Hemmnisse für dessen Ausweitung an. Das meistgenannte regulatorische Hemmnis beim Einsatz von Lastmanagement sind die bestehenden Rahmenbedingungen zur Optimierung der Netzentgeltkosten, d. h. die Regelungen zu § 17 und § 19 StromNEV.

2. Hintergrund

Deutschland hat sich zu ambitionierten Klimaschutzzielen verpflichtet. Insbesondere der Ausbau der erneuerbaren Energien soll dazu einen wesentlichen Beitrag leisten. Der fortschreitende Ausbau fluktuierender erneuerbarer Energien in Deutschland und der gleichzeitige Rückgang der Kernenergie- und Kohlekraftwerksleistung stellen eine Herausforderung für das bestehende Stromversorgungssystem dar. Eine sichere und kostengünstige Stromversorgung auf Basis erneuerbarer Energien erfordert mehr Flexibilität im Stromversorgungssystem, welche neben dem erforderlichen Netzausbau durch flexible Erzeuger, Speicher und durch das Lastmanagement flexibler Verbraucher erbracht werden muss.

Vor diesem Hintergrund führt die Bundesnetzagentur (BNetzA) in Zusammenarbeit mit dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) ein Monitoring des Beitrags von Lastmanagement zur Versorgungssicherheit an den Strommärkten (Lastmanagement-Monitoring, LMM) in Deutschland gemäß § 51a EnWG durch. In diesem Rahmen soll die Bundesnetzagentur jährlich Daten von Unternehmen erheben, die über alle Entnahmestellen einen jährlichen Stromverbrauch von mindestens 50 Gigawattstunden (GWh) aufweisen. Das Lastmanagement-Monitoring ist Teil des umfassenden Monitorings der Versorgungssicherheit nach § 51 EnWG, welches bis 2020 durch das BMWi und seitdem durch die BNetzA durchgeführt wird.

Die folgenden Ausführungen zu Lastreduktionspotenzialen deutscher Großverbraucher basieren auf den Daten der Informationsabfragen des „*Monitoring Lastmanagement Letztverbraucher*“ der Jahre 2017, 2018 und 2019 (im Folgenden LMM 2017, LMM 2018 und LMM 2019).

Das BMWi hatte uns (r2b energy consulting GmbH und Fraunhofer ISI) beauftragt, die erhobenen Daten für das Monitoring des Lastmanagements auszuwerten und auf dieser Basis die Lastreduktionspotenziale großer Stromverbraucher zu ermitteln.[8] Der vorliegende Bericht gibt einen Überblick über Methodik und

[8] Die Abschnitte 4und 7 sowie Anhang E liegen inhaltlich in der Hauptverantwortung von Fraunhofer ISI. Die übrigen Berichtsteile liegen inhaltlich in der Hauptverantwortung der r2b energy consulting GmbH.

Ergebnisse der Auswertung der Datenabfragen des LMM 2017, des LMM 2018 und des LMM 2018. Ein Ziel der Auswertung der Daten des Lastmanagement-Monitorings ist eine belastbare Einschätzung zur Höhe des Lastreduktionspotenzials der großen, deutschen Stromverbraucher, d.h. v.a. der Industrie, zu erlangen. Zudem dient die Auswertung zur Plausibilisierung der Analysen zu den Lastmanagementpotenzialen der Industrie, die im Rahmen der Modellierung zur Prognose der Entwicklung des Stromversorgungssystems im Projekt „*Monitoring der Angemessenheit der Ressourcen an den europäischen Strommärkten*“ durchgeführt wurden.[9]

Zunächst gehen wir in Abschnitt 3 auf die Datengrundlage und die erfolgte Datenplausibilisierung und anschließende Datenbereinigungen ein. Darauffolgend stellen wir in Abschnitt 4 anhand von Abdeckungsgraden dar, inwieweit einzelne Wirtschaftszweige bzw. Branchen (im Folgenden vereinfachend auch als Branchen bezeichnet) im vorliegenden Datensatz repräsentiert sind, da das Lastmanagement-Monitoring nur Letztverbraucher mit einem jährlichen Verbrauch über 50 GWh erfasst und es sich damit nur um eine Teilerhebung handelt. Anschließend stellen wir in Abschnitt 5 die angewandte Methodik zur Ermittlung von Lastreduktionspotenzialen (Abschnitt 5.1) und die ermittelten Lastreduktionspotenziale (Abschnitt 5.2) der befragten Unternehmen vor. In Abschnitt 6 legen wir Methodik (Abschnitt 6.1) und Ergebnisse (Abschnitt 6.2) zur Abschätzung der Potenziale nicht befragter Unternehmen dar. In Abschnitt 7 erfolgt eine Auswertung der Unternehmensangaben zu Gründen und Hemmnisse für den erstmaligen oder weiteren Einsatz von Lastmanagement.

[9] Vgl. r2b / Consentec (2021): Endbericht „Monitoring der Angemessenheit der Ressourcen an den europäischen Strommärkten“ im Auftrag des BMWi.

Schließlich enthalten die Anhänge:

- eine detaillierte Darlegung der Plausibilisierung und Bereinigung der Daten (Anhang A),
- Erläuterungen zu den Plausibilisierungsmethoden zur Potenzialermittlung der befragten Unternehmen und Standorte (Anhang B) und zur Abschätzung des gesamten Lastreduktionspotenzials in den Branchen (Anhang C),
- Ergebnis- und Methodenübersichten (Anhang D) sowie
- Zusatz zur Hemmnisanalyse (Anhang E).

3. Datengrundlage, -Plausibilisierung und -Bereinigung

Der Datensatz einer Erhebungsrunde enthält eine Vielzahl von Angaben der befragten Unternehmen zur Last, Eigenerzeugung, Netzanschlussleistung sowie zu Hemmnissen für das Lastmanagement. Dass es bei einer Erhebung in diesem Umfang zu Fehlinterpretationen, Fehleingaben oder Einheitenfehlern kommt, ist nicht überraschend. In den folgenden Unterabschnitten beschreiben wir zunächst die Datengrundlage und anschließend legen wir dar, wie wir bei der Plausibilisierung und Bereinigung der Datensätze verfahren sind.

3.1. Beschreibung der Datengrundlage

Im Rahmen des LMM 2017 wurden Daten von insgesamt 470 Unternehmen mit 1.012 Standorten ermittelt. Im Jahr 2018 erhöhte sich die Zahl der Unternehmen auf 490 mit abermals 1.012 Standorten. Die letzte Abfrage aus dem Jahr 2019 umfasst 492 Unternehmen und 1.112 Standorte. Die Datenerhebung erfolgt anhand eines Fragebogens. Der jeweils aktuelle Fragebogen der Datenerhebung ist online abrufbar.[10] In den Datensätzen enthaltene Informationen umfassen u.a.:

- allgemeine Unternehmens- bzw. Standortinformationen wie Name des Unternehmens, Branchenzugehörigkeit nach WZ-Klassifikation des statistischen Bundesamtes;
- Informationen zu Anzahl Netzanschlüsse und Anschlussleistung, Netzbetreiber und -ebene sowie Kapazitäten von Eigenerzeugungsanlagen;
- Auskünfte über Strombezüge und Lasten:
    - zeitgleiche Lasten über alle Entnahmestellen zu ausgewählten Zeitpunkten mit vergleichsweise hohen Großhandelspreisen und hohem Gesamtverbrauch in ganz Deutschland, die sog. Stichtageslasten (STL);

[10] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Monitoring_Lastmanagement/Letztverbraucher/LMM_Letztverbraucher_node.html.

- gemessene minimale Last (Monatsminimallast, MML) und maximale Last (Monatshöchstlast, MHL) je Monat, samt zugehöriger Zeitpunkte sowie die (gemessene) Last im Mittel (LiM) eines jeden Monats bezogen auf den Zeitraum werktags zwischen 8:00 und 20:00 Uhr[11];
- Angaben zu Reduktionslasten (RL)[12], d.h. die Last auf die der Stromverbrauch eines Unternehmens im Befragungszeitraum bei hohen Strompreisen freiwillig reduziert worden wäre, aufgeschlüsselt nach Dauer der Reduktion. Diese Reduktionslasten beziehen sich auf den Zeitraum 8:00 und 20:00 Uhr in den Monaten November bis Februar[13] für den Fall, dass für die nicht verbrauchte Strommenge eine Vergütung von 10.000 € / MWh erlöst worden wäre;

- Angaben zum EEG-Status des Unternehmensstandorts, d.h. ob er der stromintensiven Industrie zuzurechnen ist;
- darüber hinaus werden Grund und Hemmnisse für den erstmaligen bzw. erweiterten Einsatz von Lastmanagement abgefragt.

Die Angaben beziehen sich jeweils auf einen Zeitraum von 27 Monaten. Die Abfrage des LMM 2017 deckt also den Zeitraum von Januar 2015 bis März 2017 ab, die Abfrage des LMM 2018 den Zeitraum Januar 2016 bis März 2018 und die Abfrage des LMM erstreckt sich auf den Zeitraum von Januar 2017 bis März 2019.

3.2. Plausibilisierung und Bereinigung der Datensätze

Da es sich bei den LMM-Datensätzen, um aus einer Abfrage stammende Daten handelt, die als Ergebnis einer Vielzahl von Einzelangaben naturgemäß fehleranfällig sind, ist eine zusätzliche Prüfung bzw. Plausibilisierung geboten. Diese erfolgt je LMM-Abfrage in mehreren Schritten, die nachfolgend zusammengefasst

---

[11] Hinweis: in künftigen Abfragen (ab LMM 2021) wird hier auf den für die Bewertung der Angemessenheit der Ressourcen am Strommarktrelevanteren Zeitraum 16.00 – 20.00 Uhr abgestellt.

[12] Im LMM 2019 sind dies die Angaben zu den Fragen D9.2 – D9.8.

[13] Hinweis: in künftigen Abfragen (ab LMM 2021) wird die Betrachtung um die Monate Oktober und März erweitert.

dargestellt werden. Eine ausführliche Beschreibung des Plausibilisierungs- und Bereinigungsprozesses sowie der angewandten Methoden und Routinen findet sich in Anhang A.

Im Vorhinein haben wir Angaben von solchen Unternehmensstandorten, die den Branchen der Energie-, Wärme- u. Kälteversorgung oder dem fahrplangebundenen Personen- und Güterverkehr zuzuordnen sind, ausgeschlossen. Bei Unternehmensstandorten der Energieversorgung waren beispielsweise für die Analyse nicht relevante Anlagen wie z. B. Pumpspeicher enthalten. Beim fahrplangebundenen Schienenverkehr gehen wir davon aus, dass Lastreduktionen in Abhängigkeit des Strommarktes nicht möglich sind.

Zunächst erfolgt eine intensive automatisierte Prüfung des Datensatzes mit dem Ziel, auffällige Datenpunkte zu identifizieren. Dabei werden die Angaben eines jeden Unternehmensstandortes mehreren logischen Abfragen unterzogen, um Inkonsistenzen aufzudecken. Maßgebliche Größen hier sind die gemessenen Lastwerte (*MHL*, *MML*, *LiM und STL*) und die angegebene Reduktionslast (*RL*), die Summe der Anschluss- und Eigenerzeugungskapazitäten sowie die jeweiligen Jahresstromverbräuche. Im Anschluss werden in diesem Schritt identifizierte Auffälligkeiten einer ersten Einzelprüfung unterzogen. Eine zweite, semi-automatisierte Überprüfung erfolgt anschließend für nicht bereits im ersten Schritt als „auffällig“ identifizierte Datenpunkte anhand geeigneter Kennzahlen. Im Unterschied zu den logischen Prüfungen des ersten Überprüfungsschrittes konstituieren nicht alle auffälligen Kennzahlen eindeutige Inplausibilitäten. In diesen Fällen werden geeignete Wertebereiche definiert, außerhalb derer eine Einzelfallprüfung für notwendig erachtet wird. Für alle auf diese Weise im zweiten Schritt als auffällig identifizierten Datenpunkte erfolgt dementsprechend eine zweite manuelle Einzelprüfung.

Alle in den abschließenden Einzelfallprüfungen untersuchten Datenpunkte werden schließlich einer Kategorie A bis E zugeordnet.

A) Kategorie A umfasst Auffälligkeiten, die nach der Überprüfung als unbedenklich eingestuft werden können.

B) Kategorie B beschreibt auffällige, aber als rettbar eingestufte Datenpunkte, die sich korrigieren lassen (z.B. offensichtliche Einheitenfehler).

C) Kategorie C umfasst auffällige Datenpunkte, die zwar nicht rettbar sind, die aber in der nachfolgenden Auswertung und Ermittlung der Potenziale nicht relevant sind (d.h. dafür ohnehin keine Verwendung finden). Daher können die restlichen, unbedenklichen Datenpunkte desselben Standorts bei der Potenzialermittlung verwendet werden.

D) Kategorie D umfasst auffällige, relevante und nicht rettbare Datenpunkte, die in der Ermittlung der Potenziale Verwendung relevant wären. Diese werden für die weitere Auswertung und Potenzialermittlung aus dem Datensatz ausgeschlossen

E) Kategorie E umfasst Unternehmen und Standorte, die aufgrund ihrer Branchenzugehörigkeit ausgeschlossen wurden.

Die Ergebnisse der Datenplausibilisierung und -bereinigung sind in Tabelle 1 dargestellt. Insgesamt wurden in den LMM-Abfragen 2017, 2018 und 2019 jeweils zwischen 361 und 432 auffällige Standorte identifiziert. Der Prozentsatz ausgeschlossener Datenpunkte – d.h., als auffällig identifizierte und der Kategorie D zugeordnete sowie aufgrund ihrer Branchenzugehörigkeit ungeeignete Unternehmensstandorte – liegt in allen Jahren zwischen 10 und 13 %. Die verbleibenden Standorte repräsentieren über die Abfragen relativ konstant einen jährlichen Stromverbrauch von leicht über 130 TWh (vgl. Tabelle 1).

TABELLE 1: ÜBERSICHT ÜBER DIE ERGEBNISSE DER DATENPLAUSIBILISIERUNGEN LMM 2017 – 2019

	LMM 2017		LMM 2018		LMM 2019	
Unternehmen	**470**		**490**		**492**	
Standorte	**1012**		**1112**		**1112**	
Mit Auffälligkeiten	**361**	36%	**432**	39%	**390**	35%
Davon:						
Kategorie A	*68*	*7%*	*110*	*10%*	*53*	*5%*
Kategorie B	*83*	*8%*	*79*	*7%*	*117*	*11%*
Kategorie C	*99*	*10%*	*103*	*9%*	*111*	*10%*
Kategorie D	*43*	*4%*	*54*	*5%*	*31*	*3%*
Kategorie E	*68*	*7%*	*86*	*8%*	*78*	*7%*
Ausschluss gesamt (D & E)	**111**	**11%**	**140**	**13%**	**109**	**10%**
Stromverbrauch verbleibender Standorte	**132 TWh**		**133 TWh**		**134 TWh**	

Quelle: Eigene Darstellung

4. Abdeckungsgrade befragten Branchen

Da beim LMM nur die Daten von Unternehmen mit einem jährlichen Stromverbrauch von über 50 GWh sowie von Unternehmensstandorten mit einem jährlichen Stromverbrauch von über 10 GWh und damit nur ein Teil aller unternehmerischen Stromverbraucher in Deutschland erhoben werden, wird im Folgenden ein Abgleich der Unternehmensangaben aus dem Lastmanagement-Monitoring mit den Angaben der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V. (AGEB) zum Stromverbrauch aller Unternehmen in Deutschland vorgenommen (Abbildung 3). Anhand dieses Abgleichs ergeben sich Abdeckungsgrade für den Stromverbrauch der im Rahmen des LMM befragten Unternehmen und ihrer Standorte für die einzelnen LMM-Abfragen 2017 bis 2019 nach Wirtschaftszweigen und Branchen (im Folgenden vereinfachend auch als Branchen bezeichnet), welche in Abschnitt 6 als Grundlage für die Hochrechnung des Lastreduktionspotenzials dienen. Für Datensätze bei welchen der angegebene Jahresstromverbrauch als fehlerbehaftet festgestellt wurde, wird hier für die Ermittlung des Abdeckungsgrades ein Ersatzwert auf Basis des Medians der fehlerfreien Datensätze und des jeweiligen Wirtschaftszweigs bzw. der jeweiligen Branche gebildet.[14]

Um einen Abgleich mit den Energiebilanzen der AGEB durchzuführen, werden die Unternehmensstandorte des Verarbeitenden Gewerbes (Industrie) auf Basis der WZ-Klassifikation und anhand des in der Pilotstudie zur Erstellung von Anwendungsbilanzen für das Verarbeitende Gewerbe[15] vorgestellten Zuordnungsschemas (Abbildung 3) den einzelnen AGEB-Wirtschaftszweigen zugeordnet.

[14] Für die Ermittlung der Lastreduktionspotenziale in Abschnitt 0 ist dies nicht von Bedeutung, da der Jahresstromverbrauch nicht relevant ist für die Berechnung des Lastreduktionspotenzials eines Unternehmensstandorts.

[15] Fraunhofer-Institut für System und Innovationsforschung ISI: Erstellung von Anwendungsbilanzen für das Verarbeitende Gewerbe – Pilotstudie für die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V. (AGEB), Karlsruhe, 2010, URL: https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=8&archiv=5&year=2011.

ABBILDUNG 3: ZUORDNUNG DER WZ-KLASSEN ZU AGEB-WIRTSCHAFTSZWEIGEN FÜR DAS VERARBEITENDE GEWERBE

Wirtschaftszweig (Bez. nach AGEB)	Nr. der WZ 2008
Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau	08
Ernährung und Tabak	10, 11, 12
Papiergewerbe	17
Grundstoffchemie	20.1
Sonstige chemische Industrie	20, 21 ohne 20.1
Gummi- und Kunststoffwaren	22
Glas und Keramik	23.1 bis 23.3
Verarbeitung von Steinen und Erden	23 ohne 23.1 bis 23.3
Metallerzeugung	24.1
NE-Metalle, -Gießereien	24.4, 24.5
Metallbearbeitung	24.2, 24.3, 25
Maschinenbau	28
Fahrzeugbau	29, 30
Sonstige Wirtschaftszweige	13, 14, 15, 16, 18, 26, 27, 31, 32, 33

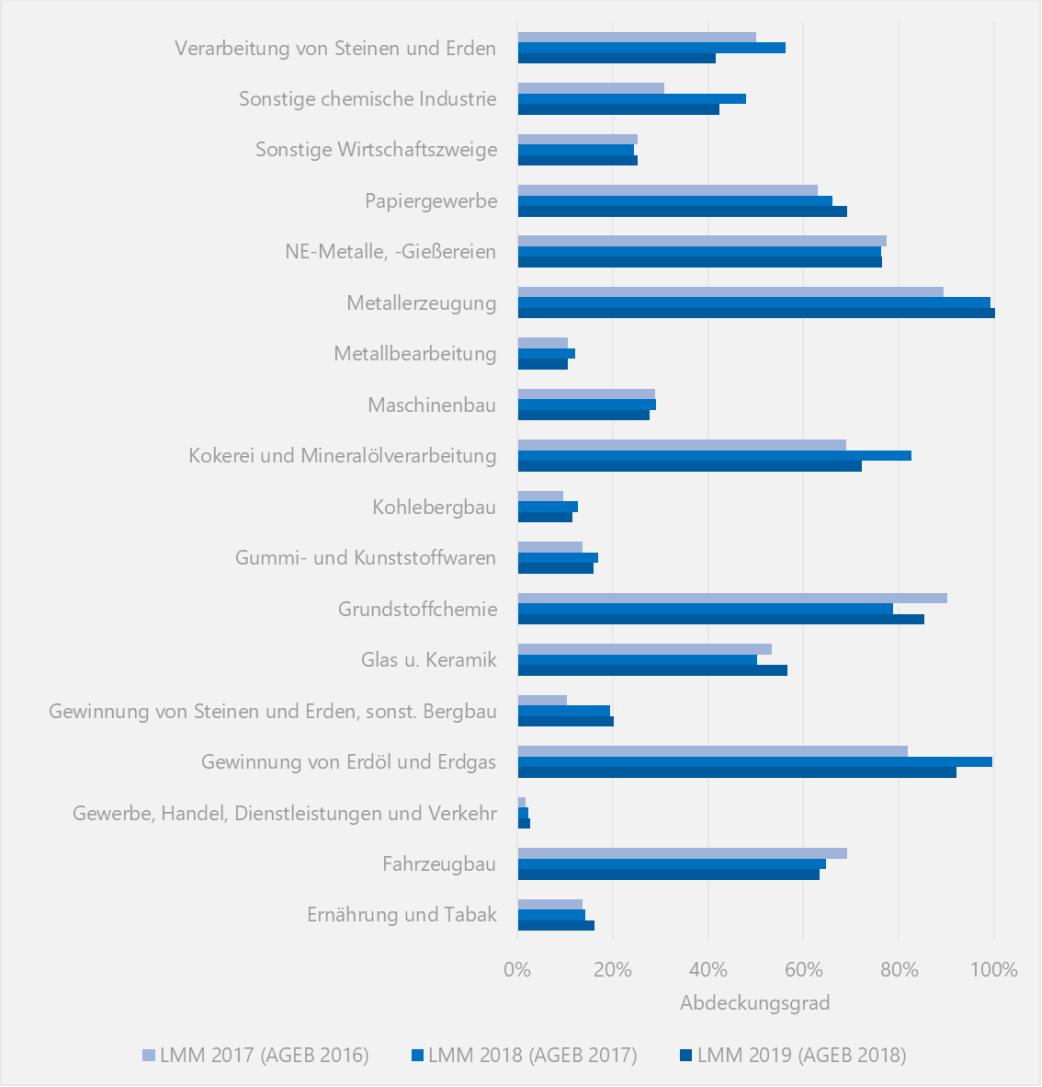
Quelle: Fraunhofer-Institut für System und Innovationsforschung ISI: Erstellung von Anwendungsbilanzen für das Verarbeitende Gewerbe – Pilotstudie für die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V. (AGEB), Karlsruhe, 2010.

Der kumulierte Jahresstromverbrauch aller im Rahmen der Datenerhebung befragten Unternehmensstandorte in den in der AGEB-Bilanz betrachteten Wirtschaftszweigen beläuft sich im LMM 2017 auf rund 132 TWh. Es ergibt sich ein Gesamtabdeckungsgrad von 33 % (AGEB-Bilanz 2016[16] für alle im Monitoring ausgewerteten Wirtschaftszweige: 402 TWh). Für das LMM 2018 ergibt sich mit 133 TWh ebenfalls ein Gesamtabdeckungsgrad von 33 % (AGEB-Bilanz 2017 für alle im Monitoring ausgewerteten Wirtschaftszweige: 403 TWh). Im LMM 2019 steigt der Gesamtabdeckungsgrad leicht an auf 34 % (Unternehmensstandorte: 134 TWh, AGEB-Bilanz 2018 für alle im Monitoring ausgewerteten Wirtschaftszweige: 399 TWh). Die höchste Abdeckung im LMM 2019 ergibt sich hierbei in den Branchen *Metallerzeugung* und *Gewinnung von Erdöl und Erdgas* mit über 90 %.

[16] Im LMM werden die Jahresstromverbräuche des Vorjahres abgefragt, weshalb die Daten des LMM 2017 mit der AGEB-Bilanz 2016 verglichen werden usw.

Die niedrigsten Abdeckungsgrade ergeben sich in den Wirtschaftszweigen *Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und Verkehr* (3 %) sowie *Metallbearbeitung* (11 %).

ABBILDUNG 4: ABDECKUNGSGRADE DES STROMBEDARFS DER BEFRAGTEN UNTERNEHMENSSTANDORTE AM STROMBEDARF DES INDUSTRIESEKTORS FÜR DIE LMM 2017 BIS 2019



Quelle: Eigene Darstellung, Abdeckungsgrad der AGEB-Wirtschaftszweige im LMM 2017 bis 2019, basierend auf AGEB Bilanzen 2016 - 2018: AG Energiebilanzen e.V. | Bilanzen 1990-2019 (ag-energiebilanzen.de).

Die Berechnung der Abdeckungsgrade zeigt, dass die befragten Unternehmensstandorte in einzelnen Wirtschaftszweigen einen großen Anteil des gesamten Sektors ausmachen. Diese Wirtschaftszweige werden von Unternehmensstandorten mit hohen Stromverbräuchen dominiert. Bei anderen Wirtschaftszweigen

ist der Anteil dagegen sehr gering, da diese von kleineren Unternehmensstandorten mit geringerem Strombedarf dominiert werden.

5. Ermittlung des Lastreduktionspotenzials für befragte Unternehmen

Im folgenden Unterabschnitt legen wir zunächst dar, welche Methodik wir bei der Ermittlung des Lastreduktionspotenzials angewendet haben. Anschließend stellen wir die Ergebnisse der Ermittlung des Lastreduktionspotenzials vor.

5.1. Methodik

Die Lastreduktionspotenziale der Unternehmensstandorte werden aus den Angaben der Unternehmensstandorte ermittelt. Dabei unterscheiden wir in der Analyse zwischen marktflexiblen und nicht-marktflexiblen Unternehmensstandorten. Unternehmensstandorte, die angegeben haben, zu Lastreduktionen in Abhängigkeit der Strommarktpreise grundsätzlich in der Lage zu sein, bezeichnen wir im Folgenden als marktflexibel. Alle verbleibenden Unternehmensstandorte werden im Folgenden als nicht-marktflexibel bezeichnet.

Aus den drei LMM-Abfragen ergibt sich, dass zwischen 49% und 59% aller erfassten Unternehmensstandorte bereits Lastmanagement zu unterschiedlichen Zwecken einsetzen, wobei aber nur zwischen 12% und 15% aller Standorte bereits heute ihre Last in Abhängigkeit der Preise am Strommarkt reduzieren können (marktflexible Standorte). Das bedeutet, dass der andere Teil der Lastmanagement einsetzenden Unternehmensstandorte ein bereits technisch erschlossenes Potenzial hat, dieses jedoch noch nicht für die Nutzung am Strommarkt zur Verfügung steht. Tabelle 2 bietet einen Überblick über Anzahl und Anteil marktflexibler und nicht-marktflexibler Unternehmensstandorte in den drei Abfragen.

TABELLE 2: MARKTFLEXIBLE UND NICHT-MARKTFLEXIBLE STANDORTE LMM 2017 – 2019

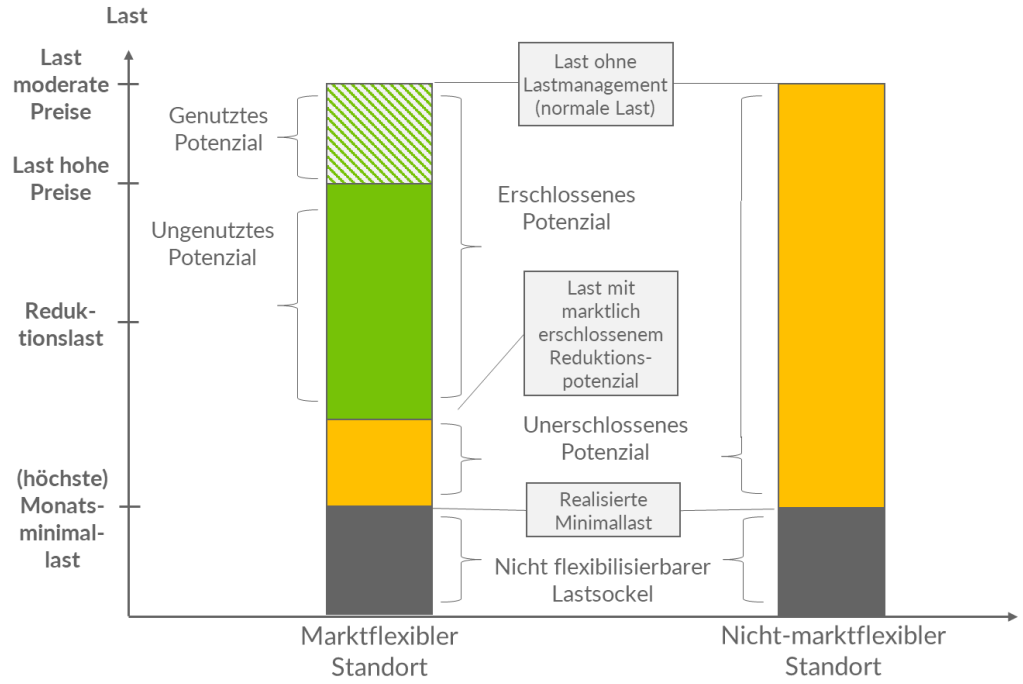
		LMM 2017		LMM 2018		LMM 2019	
Alle Standorte		**1012**		**1112**		**1112**	
Davon zur Lastreduktion in Abhängigkeit des Spotmarktes in der Lage:	*"ja"*	160	16%	155	14%	141	13%
	"nein"	843	83%	951	86%	961	86%
	keine Angabe	9	1%	6	1%	10	1%
Nach Bereinigung verbleibende Standorte		**901**		**988**		**1003**	
Davon zur Lastreduktion in Abhängigkeit des Spotmarktes in der Lage:	*"ja"*	133	15%	116	12%	121	12%
	"nein"	760	84%	868	88%	872	87%
	keine Angabe	8	1%	4	0%	10	1%

Quelle: Eigene Darstellung

a) Abgrenzung der Potenziale

Die Lastreduktionspotenziale marktflexibler und nicht-marktflexibler Unternehmensstandorte sind schematisch in Abbildung 5 dargestellt.

ABBILDUNG 5: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DER GESAMTEN LASTREDUKTIONSPOTENZIALE MARKTFLEXIBLER UND NICHT-MARKTFLEXIBLER UNTERNEHMENSSTANDORTE



Quelle: Eigene Darstellung.

Das gesamte Lastreduktionspotenzial eines jeden Unternehmensstandorts (marktflexibel oder nicht-marktflexibel) entspricht der Differenz zwischen der Last ohne Lastmanagement und dem nicht-flexibilisierbaren Lastsockel eines Unternehmensstandortes. Die Last ohne Lastmanagement (d.h. die „normale“ Last) ist in der Regel bei mittleren Strompreisen zu erwarten. Der nicht-flexibilisierbare Lastsockel beschreibt die Last, deren Reduktion nicht oder nicht in einem betriebswirtschaftlich sinnvollen Rahmen als Reaktion auf Strompreise möglich ist. Näherungsweise kann dieser nicht-flexibilisierbare Lastsockel mit der tatsächlich „realisierten Minimallast“, abgeschätzt werden. Zur konservativen Abschätzung wird dabei für jeden Unternehmensstandort der höchste Wert der in allen Wintermonaten eines Winters angegebenen monatlichen Minimallasten verwendet.

Werden Lastmanagementpotenziale an einem Unternehmensstandort erschlossen, kann der danach verbleibende nicht-flexibilisierbare Lastsockel auch kleiner sein als die bis dahin realisierte Minimallast.[17]

Für die Ermittlung des bereits (marktlich) erschlossenen Potenzials von marktflexiblen Unternehmensstandorten wurde die sogenannte Reduktionslast abgefragt. Dies ist die Last, auf die ein Unternehmen seinen Verbrauch – mit dem bereits für die Nutzung am Strommarkt erschlossenen Potenzialen – freiwillig reduziert hätte, wenn es für die reduzierte Strommenge 10.000 Euro pro Megawattstunde am Strommarkt hätte erlösen können. Das bereits (marktlich) erschlossene Potenzial entspricht der Differenz zwischen der Last ohne Lastmanagement und der Reduktionslast.

Bei marktflexiblen Unternehmensstandorten lässt sich das Lastreduktionspotenzial in drei Bestandteile unterteilen:

- Erschlossenes, genutztes Potenzial (konkreter das für die marktliche Nutzung bereits erschlossene und eingesetzte Potenzial): Da es sich um marktflexible Unternehmensstandorte handelt, die ihre Last auch in Abhängigkeit des Strompreises an den Großhandelsmärkten anpassen, wird ein Teil dieses Gesamtpotenzials bereits genutzt. Dieses Potenzial kann ermittelt werden, indem der tatsächliche Strombezug in Zeitpunkten mit hohen sowie mit moderaten Preisen abgefragt und verglichen wird. Die Höhe der Lastdifferenzen dieser beiden Zeitpunkte kann dann als Approximation für das bei hohen Preisen bereits marktlich genutzte Lastreduktionspotenzial herangezogen werden, wenn am Unternehmensstandort keine andere Ursache den strukturell niedrigeren Verbrauch in Zeitpunkte mit hohen gegenüber Zeitpunkten mit moderaten Strompreisen erklärt.

[17] In einigen Branchen können die Produktionsprozesse aus technischer Sicht zeitweise auch vollständig heruntergefahren werden (z.B. in der Papierherstellung, siehe BET (2015): Charakteristik, Potenzial und Kosten regelbarer Lasten in der energieintensiven Industrie. Vgl. https://www.bet-energie.de/fileadmin/redaktion/PDF/Veroeffentlichungen/2015/ET_12-15-BET_UBA_Trianel.pdf.

- Erschlossenes, ungenutztes Potenzial: Die Differenz zwischen der Last bei hohen Strompreisen und der (von den Unternehmen angegebenen) Reduktionslast entspricht dem erschlossenen, aber – z.B. wegen zu geringer Strompreissignale – noch ungenutzten Potenzial.
- Unerschlossenes Potenzial: Im Zuge einer weiteren Flexibilisierung der Unternehmensstandorte könnte zukünftig ein weiterer Teil des Lastreduktionspotenzials erschlossen und für die Reduktion der Last in Abhängigkeit von den Strompreisen am Strommarkt genutzt werden. Das nicht erschlossene Potenziale kann als Differenz zwischen der (von den Unternehmen angegebenen) Reduktionslast und der tatsächlich realisierten Minimallast (als Näherung für den nicht-flexibilisierbaren Lastsockel) abgeschätzt werden.

Bei den nicht-marktflexiblen Unternehmensstandorten hingegen entspricht das gesamte Lastreduktionspotenzial dem unerschlossenen Potenzial. Da nicht-marktflexible Unternehmensstandorte nach eigenen Angaben noch nicht zu Lastreduktionen in Abhängigkeit des Strommarktpreises in der Lage sind, entspricht ihr tatsächlicher Strombezug zu einem bestimmten Zeitpunkt der Last ohne Lastmanagement. Das unerschlossene Potenzial dieser Standorte kann damit aus der Differenz aus dem tatsächlichen Strombezug und der tatsächlich realisierten Minimallast (als Näherung für den nicht-flexibilisierbaren Lastsockel) abgeschätzt werden (s. Abbildung 3).

b) Anforderungen an die Datenerhebung

Die Lasten der Unternehmensstandorte und somit auch die Lastreduktionspotenzial sind im Jahresverlauf unterschiedlich. Für das Monitoring der Versorgungssicherheit am Strommarkt sind die Wintermonate entscheidend, weil hier der unflexible Stromverbrauch am größten ist. Für die Ermittlung der Lastreduktionspotenziale werden daher die Lasten aus den Wintermonaten ausgewertet.[18]

[18] „Winter“ bezieht sich im Rahmen der Auswertung vergangener Abfragen auf die Monate November, Dezember, Januar und Februar. Für künftige Abfragen (ab LMM 2021) werden zusätzlich die Monate Oktober und März inkludiert.

Die Ermittlung des bereits (marktlich) erschlossenen Lastreduktionspotenzials erfolgt mit der sogenannten Stichtagslastmethode. Dabei werden die Lasten für die in Abbildung 6 dargestellten Situationen mit moderaten und hohen Strommarktpreisen zu bestimmten Zeitpunkten, die für alle Unternehmen gleich sind, abgefragt und ausgewertet. Bei struktureller Vergleichbarkeit der Zeitpunkte (insbesondere bezüglich Tageszeit, Wochentag, Jahreszeit) kann davon ausgegangen werden, dass ggf. auftretende Unterschiede im Verbrauch der Unternehmensstandorte durch den Preis am Strommarkt bedingt sind.

Um eine ausreichende statistische Belastbarkeit zu erzielen, müssen hierzu jeweils mehrere „Messpunkte“ abgefragt werden. Für die Ermittlung der Potenziale wird dann jeweils der Median der Lasten bei moderaten und hohen Strommarktpreisen verwendet[19].

Die mit der Stichtagslastmethode (STL-Methode) ermittelten Lastreduktionspotenziale der befragten Unternehmen wurden mit der sogenannten LiM-Methode („Last-im-Mittel“-Methode) plausibilisiert. Die Ergebnisse der LiM-Methode bestätigen die Ergebnisse der STL-Methode. Die Beschreibung der Methode und der Ergebnisvergleich sind in Anhang B und in Anhang D dargestellt.

[19] Den Median wird als konservativer Ansatz verwendet, damit mögliche Ausreißer das Ergebnis nicht verzerren.

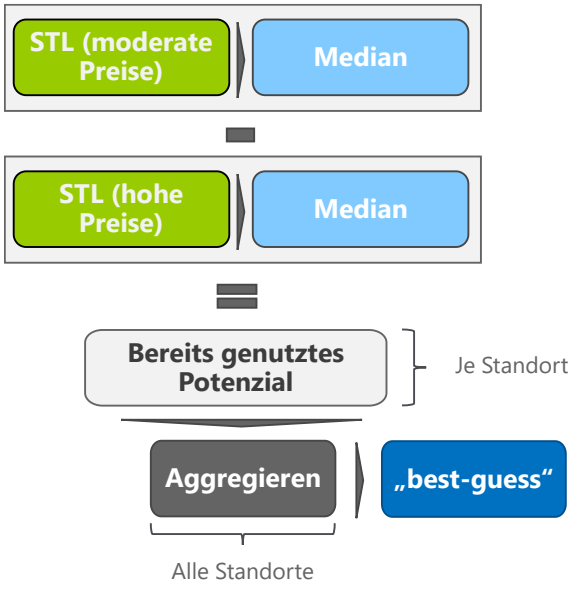
c) Berechnung der Potenziale marktflexibler Unternehmensstandorte

Ermittlung des erschlossenen, bereits genutzten Potenzials marktflexibler Standorte

Die Ermittlung des erschlossenen, bereits genutzten Potenzials marktflexibler Unternehmensstandorte setzt eine nach moderaten und hohen Preisen differenzierte Abfrage von Stichtagslasten zu strukturell vergleichbaren Zeitpunkten voraus. Dazu werden im LMM 2021 Stichtagslasten (STL) für die Unternehmensstandorte zu ausgewählten, strukturell vergleichbaren Stunden mit moderaten und hohen Preisen abgefragt. Die Auswertung des bereits genutzten Potenzials marktflexibler Unternehmensstandorte kann entsprechend dem in Abbildung 6 dargestellten Schema erfolgen.

Da in den LMM-Abfragen 2017 bis 2019 noch keine hierzu differenzierte Abfrage mit ausreichend Messpunkten durchgeführt wurde, konnte das erschlossene, bereits genutzte Potenzial marktflexibler Unternehmensstandorte in dieser Auswertung noch nicht ermittelt werden. Für die LMM-Abfragen 2017 bis 2019 wird daher nur der ungenutzte Anteil des erschlossenen Potenzials ermittelt.

ABBILDUNG 6: METHODIK ZUR ERMITTLUNG DES BEREITS GENUTZTEN LASTREDUKTIONS-POTENZIALS MARKTFLEXIBLER STANDORTE



Quelle: Eigene Darstellung.

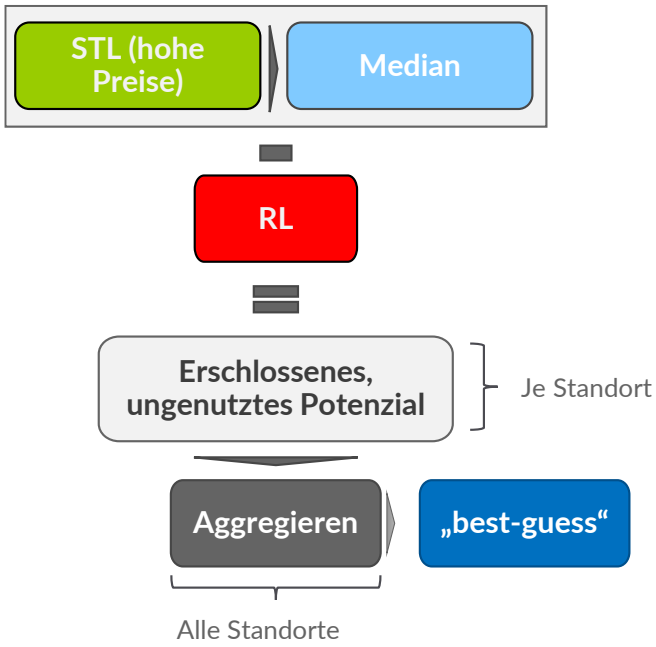
Das erschlossene, bereits genutzte Potenzial eines marktflexiblen Standortes ergibt sich aus der Differenz des Medians der STL mit moderaten Preisen und des Medians der STL mit hohen Preisen. Aus der Aggregation der Potenziale aller einzelnen Standorte ergibt sich dann der „best-guess“ für das erschlossene, bereits genutzte Potenzial aller befragten Unternehmen.

In künftigen Potenzialermittlungen könnte darüber hinaus für Standorte, die angegeben haben, marktflexibel zu sein, jedoch keine Reduktionslast angegeben haben, das *erschlossene, bereits genutzte Potenzial* als konservative Schätzung des gesamten *erschlossenen Potenzials* verwendet werden. Dies ist zulässig, da das *erschlossene, bereits genutzte Potenzial* eine Teilmenge des gesamt *erschlossenen Potenzials* sein muss (vgl. Abbildung 5).

Ermittlung des erschlossenen, ungenutzten Potenzials marktflexibler Standorte

Die Ermittlung des erschlossenen, ungenutzten Potenzials marktflexibler Unternehmensstandorte kann entsprechend dem in Abbildung 7 dargestellten Schema erfolgen. Das erschlossene, ungenutzte Potenzial eines marktflexiblen Standortes ergibt sich aus der Differenz des Medians der STL mit hohen Preisen und der Reduktionslast.

ABBILDUNG 7: METHODIK ZUR ERMITTLUNG DES ERSCHLOSSENEN UNGENUTZTEN LASTREDUKTIONSPOTENZIALS MARKTFLEXIBLER UNTERNEHMENS-STANDORTE



Quelle: Eigene Darstellung, STL: Stichtageslast; RL: Reduktionslast.

Es werden lediglich positive Potenziale berücksichtigt, da „negative Potenziale“ (d.h. STL < RL) zwar möglich, aber durch außerordentliche Lastreduktionen (z. B. im Rahmen von Wartungsarbeiten), zu erklären sind, die bei der Berechnung des „normalen“ Verbrauchs vernachlässigt werden müssen. Aus der Aggregation der Potenziale aller einzelnen Standorte ergibt sich dann der „best-guess“ für das erschlossene, ungenutzte Potenzial aller befragten Unternehmen.

Die Abfrage der Reduktionslasten für die Unternehmensstandorte beziehen sich auf den Zeitraum werktags zwischen 8.00 und 20.00 Uhr[20] und setzen eine Vorlaufzeit von 12 Stunden voraus. Dabei ist die Reduktionslast die Last, auf die ein Unternehmen seinen Verbrauch – mit dem bereits für die Nutzung am Strommarkt erschlossenen Potenzialen – freiwillig reduziert hätte, wenn es für die re-

[20] In den LMM-Abfragen 2017 bis 2019 bezog sich die Reduktionslast auf den Zeitraum werktags zwischen 8.00 und 20.00 Uhr, im LMM 2021 bezog sie die Reduktionslast auf den Zeitraum werktags zwischen 16.00 und 20.00 Uhr.

duzierte Strommenge 10.000 Euro pro Megawattstunde am Strommarkt hätte erlösen können. Der Erlös von 10.000 € je Megawattstunde (MWh) entspricht dabei dem gegenwärtigen technischen Preislimit am Intraday-Markt.

In der Abfrage der Reduktionslast wird zudem zwischen Reduktionen verschiedener Dauer unterschieden, d.h. die Unternehmen können unterschiedliche RL angeben, je nachdem, ob sie eine bestimmte RL für jeweils mindestens 15 Minuten, eine Stunde, vier Stunden und acht Stunden halten würden. Entsprechend ergeben sich für verschiedene Reduktionsdauern auch unterschiedliche Potenziale. Um eine einheitliches Gesamtpotenzial zu errechnen, werden bei den Ergebnissen primär die Potenziale ermittelt, die für eine Reduktionsdauer von mindestens einer Stunde verfügbar sind. Daneben werden für die Auswertung der erschlossenen Lastreduktionspotenziale der befragten Unternehmen auch die Dauern von mindestens vier und acht Stunden ausgewertet.

Ermittlung des unerschlossenen Potenzials marktflexibler Standorte

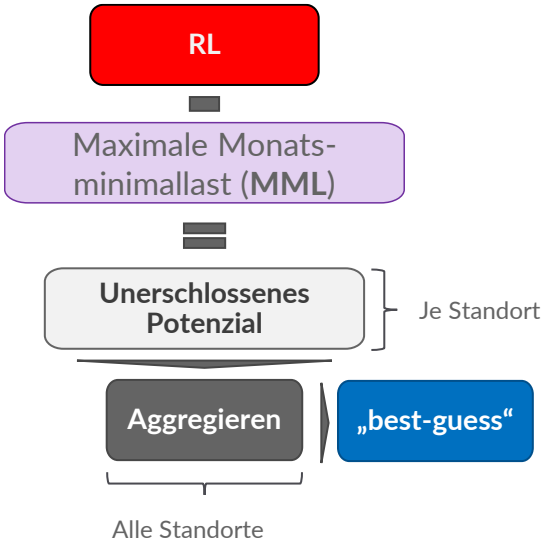
Die Auswertung des unerschlossenen Potenzials marktflexibler Unternehmensstandorte kann entsprechend dem in Abbildung 8 dargestellten Schema erfolgen. Das unerschlossene Potenzial eines marktflexiblen Standortes ergibt sich aus der Differenz der Reduktionslast und der realisierten Minimallast. Im Sinne einer konservativen und gegen Ausreißer robusteren Abschätzung fließt dabei die höchste Monatsminimallast (MML) eines jeweiligen Winters in die Berechnung ein.[21] Im Folgenden bezeichnen wir zwecks Übersichtlichkeit mit MML diesen Maximalwert. Aus der Aggregation der Potenziale aller einzelnen Standorte ergibt sich dann der „best-guess“ für das unerschlossene Potenzial aller marktflexiblen Standorte aller befragten Unternehmen.

Einen Sonderfall stellen solche Standorte dar, die angegeben haben, marktflexibel zu sein, aber keine Reduktionslast angegeben haben. In diesem Falle wird das unerschlossene Potenzial marktflexibler Standorte wie nachfolgend bei den nicht-marktflexiblen Standorten (Abbildung 10) als Differenz zwischen dem Median der

[21] Hierdurch soll vermieden werden, dass z. B. eine „zu niedrige“ MML herangezogen wird, die beispielsweise auf den Ausfall einer Produktionsstraße oder eine Revision zurückzuführen war.

STL und der maximalen MML berechnet. Die STL ersetzen also die RL in diesem Sonderfall.

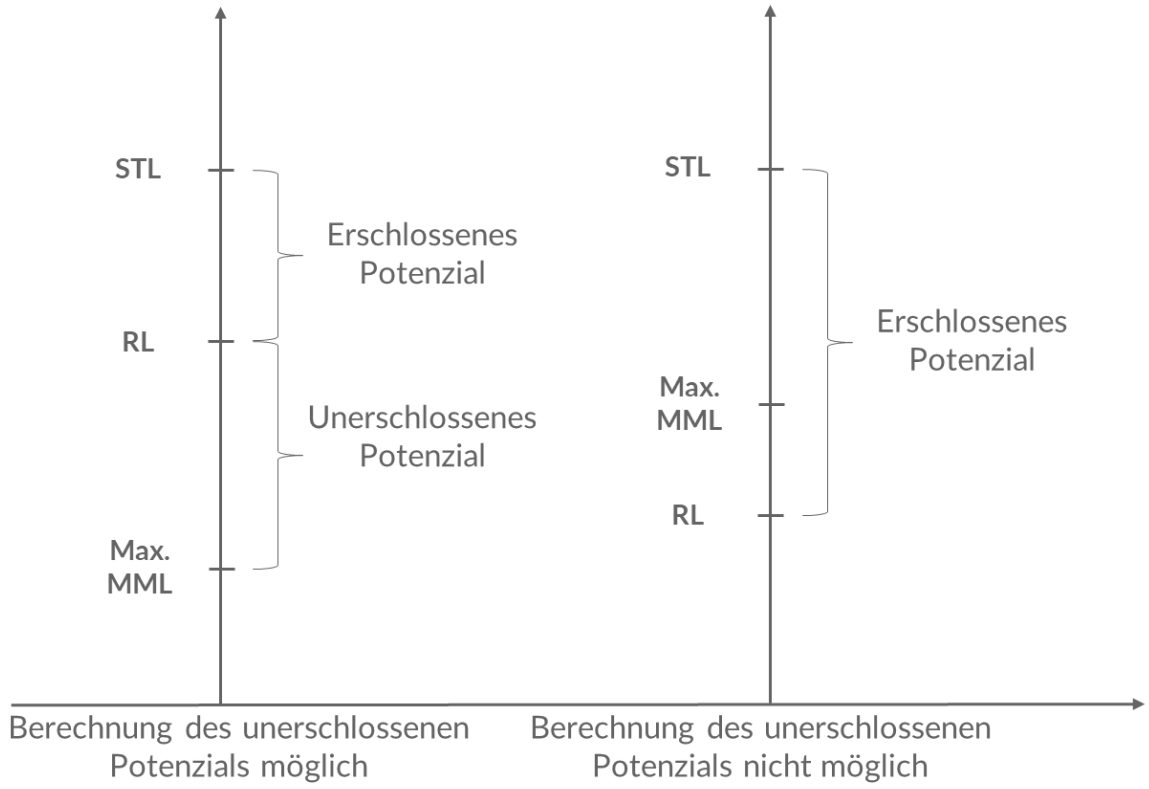
ABBILDUNG 8: METHODIK ZUR ERMITTLUNG DES UNERSCHLOSSENEN LASTREDUKTIONSPOTENZIALS MARKTFLEXIBLER UNTERNEHMENSSTANDORTE



Quelle: Eigene Darstellung, RL: Reduktionslast.

Das *unerschlossene Potenzial* kann, wie in Abbildung 9 schematisch dargestellt, nur für solche Unternehmensstandorte ermittelt werden, deren angegebene RL oberhalb der maximalen MML eines Winters liegt.

ABBILDUNG 9: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DER METHODIK ZUR ERMITTLUNG DES UNERSCHLOSSENEN POTENZIALS MARKTFLEXIBLER UNTERNEHMENS-STANDORTE



Quelle: Eigene Darstellung, RL: Reduktionslast; MML: maximale Monatsminimallast; STL: Stichtageslast.

Wenn die von den Unternehmen angegebene RL höher als die maximale MML eines Winters ist, könnten Unternehmensstandorte ihre Last weiter absenken, als bislang in den RL angegeben. Da dies aber gegenwärtig noch nicht in Abhängigkeit der Strompreise am Strommarkt realisierbar ist, betrachten wir dieses Potenzial als *unerschlossen*. Über Unternehmensstandorte, deren RL unterhalb der angegebenen maximalen MML liegt, kann bezüglich *unerschlossener* Potenziale keine Aussage getroffen werden, denn ihre angegebene RL wurde vom tatsächlichen Strombezug nicht unterschritten. Dies kann, muss aber nicht bedeuten, dass diese Unternehmensstandorte nicht zu weiterer Lastflexibilisierung in der Lage sind. Auf Basis der vorliegenden Daten sind für diese Unternehmensstandorte allerdings keine *unerschlossenen Potenziale* ableitbar.

Die maximale MML stellt nur einen Näherungswert zur Abschätzung des nicht-flexibilisierbaren Lastsockels dar. Mit dem gewählten konservativen Ansatz versuchen wir einerseits zu vermeiden, dass der Lastsockel einzelner Unternehmensstandorte in seiner Höhe unterschätzt wird. Die tatsächliche Minimallast von Unternehmensstandorten mit einem vergleichsweise konstanten Lastprofil liegt aber möglicherweise unterhalb der maximalen MML eines Winters, beispielsweise im Falle durchgängigen Schichtbetriebs. Das bedeutet, dass in diesem Falle das *unerschlossene Potenzial* unterschätzt würde. Andererseits können wir auch bei dem hier gewählten konservativen Ansatz der Heranziehung der maximalen MML nicht vollständig ausschließen, dass die maximale MML nicht doch z. B. durch den Ausfall einer Produktionsstraße zustande kam oder, dass die maximale MML ggf. nicht in Abhängigkeit des Strompreises gezielt gesteuert werden kann.

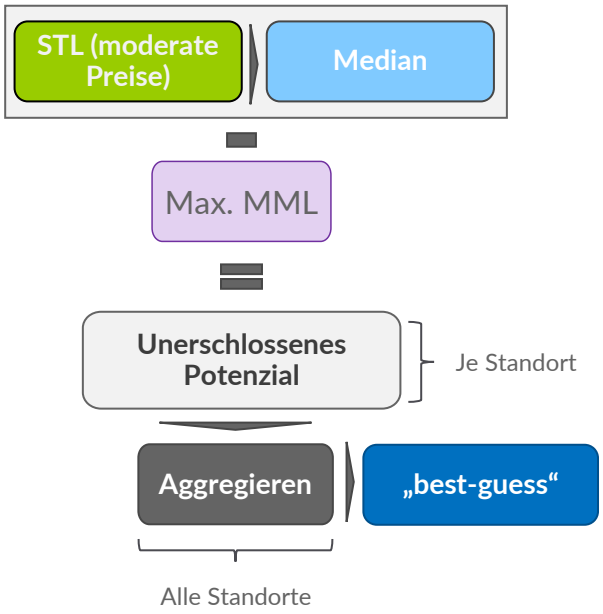
d) Berechnung der Potenziale nicht-marktflexibler Unternehmensstandorte

Ermittlung des unerschlossenen Potenzials nicht-marktflexibler Standorte

Da nicht marktflexible Unternehmensstandorte nach eigenen Angaben noch nicht zu Lastreduktionen in Abhängigkeit des Strommarktpreises in der Lage sind, entspricht ihr tatsächlicher Strombezug zu einem bestimmten Zeitpunkt der Last ohne Lastmanagement. Diese Standorte verfügen nur über bisher unerschlossenes Potenzial. Die Auswertung dieses Potenzials kann entsprechend dem in Abbildung 10 dargestellten Schema erfolgen.

Das unerschlossene Potenzial eines nicht-marktflexiblen Standortes ergibt sich aus der der Differenz des Medians der STL mit moderaten Preisen und der realisierten Minimallast. Im Sinne einer konservativen und gegen Ausreißer robusteren Abschätzung fließt dabei die höchste MML eines jeweiligen Winters in die Berechnung ein (wie auch bei der Ermittlung des unerschlossenen Potenzials marktflexibler Standorte). Aus der Aggregation der Potenziale aller einzelnen Standorte ergibt sich dann der „best-guess“ für das unerschlossene Potenzial nicht-marktflexibler Standorte aller befragten Unternehmen.

ABBILDUNG 10: METHODIK ZUR ERMITTLUNG DES GESAMTEN UNERSCHLOSSENEN LASTREDUKTIONSPOTENZIALS NICHT-MARKTFLEXIBLER UNTERNEHMENSSTANDORTE



Quelle: Eigene Darstellung, STL: Stichtageslast; Max. MML: maximale Monatsminimallast.

e) Ausblick zur Weiterentwicklung der Datenerhebung

Im Rahmen des dem vorliegenden Bericht zugrunde liegenden Projektes wurde zudem der Fragebogen für die Erhebung der Datenbasis teilweise verbessert, konkretisiert und erweitert. So werden in zukünftigen Abfragen ab dem LMM 2021 insbesondere zusätzlich:

- weitere Zeitpunkte für die Stichtageslasten abgefragt, um die Datenbasis zu erweitern,
- strukturell vergleichbare Stichtageslasten mit moderaten und hohen Preisen in einer statistisch ausreichenden Anzahl von „Messpunkten“ abgefragt, um perspektivisch auch die bereits am Markt genutzten erschlossenen Potenziale ermitteln zu können,
- die Zeiträume für die Abfrage der „Last im Mittel“ auf den relevanteren Zeitraum, werktags zwischen 16 und 20 Uhr fokussiert sowie
- Angaben zur Wertschöpfung der Unternehmensstandorte abgefragt, um die Kosten für Lastreduktion aschätzen zu können.

5.2. Ergebnisse

Das Lastreduktionspotenzial der befragten Unternehmen wurde für das LMM 2017 bis 2019 gemäß der in den Abschnitten 3, 4 und 5.1 dargestellten Methodik ermittelt.

Bevor die Ergebnisse dargestellt werden, zunächst der Hinweis, dass die Ermittlung des *erschlossenen, bereits genutzten Potenzials marktflexibler Standorte* auf Basis der bisherigen drei Abfragen (LMM 2017, LMM 2018 und LMM 2019) nicht möglich war, da in diesen Abfragen zu den STL mit hohen und moderaten Strompreisen keine strukturell vergleichbaren Situationen abgefragt wurden (vgl. hierzu auch Abschnitt 5.1). Zudem wurden die STL mit hohen Preisen bei der Ermittlung der *erschlossenen, ungenutzten Potenziale marktflexibler* Standorte aus den Daten der LMM 2017 bis 2019 ausgeschlossen, um methodische Konsistenz mit künftigen Potenzialermittlungen sicherzustellen.[22] Für die Auswertung des LMM 2017 bis 2019 wird daher nur das erschlossen Potenzial der marktflexiblen Standorte ermittelt.

a) Lastreduktionspotenziale der befragten Unternehmen

In Abbildung 11 ist das gesamte Lastreduktionspotenzial aller Unternehmensstandorte dargestellt, die vom im LMM 2017, LMM 2018 und LMM 2019 erfasst wurden. Das *erschlossene Potenzial* der marktflexiblen Unternehmensstandorte für Lastreduktionen mit der Dauer von mindestens einer Stunde beträgt zwischen ca. 1.900 und 2.100 Megawatt (MW). Das *unerschlossene Potenzial* marktflexibler Unternehmensstandorte beträgt zwischen ca. 500 und 600 MW. Das *unerschlossene Potenzial* der nicht-marktflexibler Unternehmensstandorte beträgt zwischen ca. 4.600 und 5.000 MW. Das gesamte Lastreduktionspotenzial über alle befragten Unternehmen beträgt zwischen ca. 7.200 MW und 7.700 MW. Der potenziell flexible Anteil der Last (d.h. der Anteil des gesamten Lastreduktionspotenzials an der Last ohne Lastmanagement) beträgt über alle befragten Unternehmen 41 %, bei

[22] Durch den Ausschluss aller in den Abfragen LMM 2017, LMM 2018 und LMM 2019 abgefragten STL bei denen nicht moderate (d.h. hohe oder niedrige) Strommarktpreise vorlagen, wird die Datenbasis der Untersuchung verringert. Zur Prüfung der Robustheit der Ergebnisse wurde ergänzend das Potenzial über alle verfügbaren STL ermittelt. Die resultierenden Unterschiede sind vernachlässigbar.

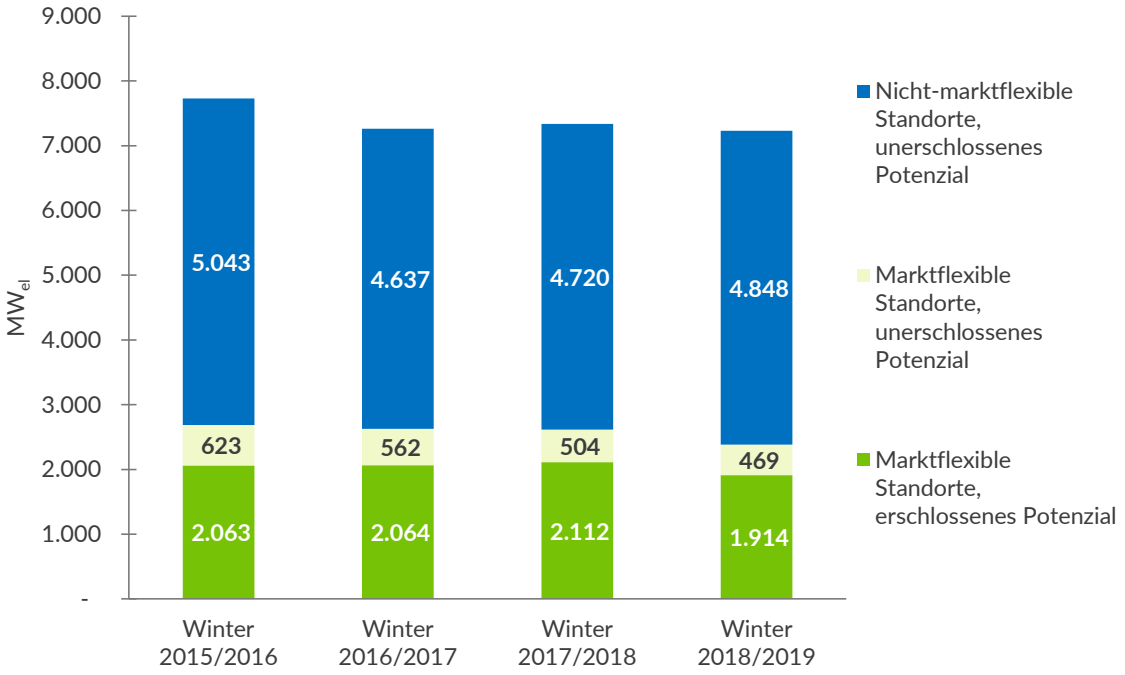
den befragten Unternehmen der Industrie (verarbeitendes Gewerbe) 44 %. Bei der Teilmenge der bereits marktflexiblen Unternehmensstandorte beträgt der potenziell flexible Anteil der Last 59 % (sowohl über alle marktflexiblen Unternehmen als auch für die marktflexiblen Unternehmen der Industrie).[23]

Der mit diesen Lastreduktionspotenzialen korrespondierende Stromverbrauch der Unternehmensstandorte beträgt über die drei Abfragen relativ konstant etwas mehr als 130 TWh.[24]

[23] In r2b (2014) wurden im Rahmen von Analysen, die auf einer Kombination eines Top-Down mit einem Bottom-Up Ansatz basieren, Potenziale der Industrie zur freiwilligen Lastreduktion ermittelt. Der potenziell flexible Anteil der Last wurde hier für alle Verbraucher der Industrie insgesamt mit 62% ermittelt (vgl. hierzu: r2b (2014): Leitstudie Strommarkt, Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen, abrufbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/funktionsfaehigkeit-eom-und-impact-analyse-kapazitaetsmechanismen.html).

[24] Dies entspricht ca. 22 % des deutschen Bruttostromverbrauchs in den Jahren 2016 bis 2018 (dieser Zeitraum korrespondiert mit den Abfragen des LMM 2017-2019).

ABBILDUNG 11: LASTREDUKTIONSPOTENZIALE DER BEFRAGTEN UNTERNEHMEN



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnungen.

Es ist anzumerken, dass die leichten Veränderungen in den aufeinanderfolgenden Wintern nicht unbedingt eine Änderung des tatsächlichen Potenzials bedeutet. So ist beispielsweise der Rückgang des erschlossenen Potenzials marktflexibler Standorte von Winter 2017 / 2018 auf Winter 2018 / 2019 größtenteils auf die Nichtbefragung eines Unternehmens im Winter 2018 / 2019 zurückzuführen, dass in der Abfrage zum LMM 2021 wieder als marktflexibler Standort mit einem erschlossenen Lastreduktionspotenzial von mehr als 100 MW enthalten ist.

Auch der unterschiedliche Stromverbrauch der Unternehmen z. B. in Abhängigkeit von der Auftragslage führt dazu, dass die Lasten der Unternehmensstandorte (d. h. sowohl die Last ohne Lastmanagement als auch die höchste Monatsminimallast) in den abgefragten Situationen der betrachteten Jahre unterschiedlich sein können und dadurch auch die aus diesen Daten ermittelten Lastreduktionspotenziale unterschiedlich sind.

Zudem können Veränderungen in der Vorgehensweise zur Auswahl der STL, die in den vergangenen Abfragen erfolgten, zu gewissen Unterschieden führen. Dieser Effekt kann durch die Einbeziehung einer größeren Anzahl von Stichtagen (wie bereits im LMM 2021) und einer einheitlichen Vorgehensweise zur Auswahl der Stichtaglasten in künftigen Abfragen abgemildert werden.

Da die Integration von Lastmanagement in den Betriebsablauf bzw. die Ausweitung des Lastmanagements insbesondere bei größeren Stromverbrauchern einen gewissen zeitlichen Vorlauf[25] beansprucht und z.T. auch mit Investitionen verbunden ist, lassen sich eindeutige Tendenzen hinsichtlich der Lastreduktionspotenziale auch nur über ein weiter fortlaufendes Lastmanagement-Monitoring nachweisen. Zudem fehlten in der Vergangenheit aufgrund der relativ niedrigen Strompreise auch die ökonomischen Anreize für die Erschließung weiterer Lastreduktionspotenziale.

b) Lastreduktionspotenziale in Abhängigkeit der Dauer der Lastreduktion

Das *erschlossene Lastreduktionspotenzial* der marktflexiblen Unternehmensstandorte lässt sich darüber hinaus nach Dauer der Lastreduktion differenziert auswerten. In Abbildung 12 sind die jeweiligen Ergebnisse einer solchen Aufschlüsselung dargestellt. Es wird ersichtlich, dass die Potenziale über mindestens vier bzw. acht Stunden gegenüber dem Potenzial für mindestens eine Stunde abnehmen. Für die Winter 2017 / 2018 und 2018 / 2019 lässt sich zudem das Lastreduktionspotenzial, das für mindestens eine Viertelstunde verfügbar ist, ausweisen. Dieses unterscheidet sich jedoch nicht signifikant von dem Potenzial für mindestens eine Stunde.

[25] Die Lastreduktionspotenziale bei Verbrauchern, die bereits Lastmanagement (z.B. für die Reduzierung der Netzentgelte) einsetzen, können relativ einfach auch für die Nutzung am Strommarkt erschlossen werden. Dies kann in der Regel deutlich schneller erfolgen als der Bau neuer Erzeugungsanlagen.

ABBILDUNG 12: ERSCHLOSSENES LASTREDUKTIONSPOTENZIAL MARKTFLEXIBLER UNTERNEHMENSSTANDORTE IN ABHÄNGIGKEIT DER DAUER DER LASTREDUKTION

Quelle: Eigene Berechnungen

6. Abschätzung des Lastreduktionspotenzials in den befragten Branchen

Die in Abschnitt 5.2 dargestellten Ergebnisse für die befragten Unternehmen erfassen nicht das gesamte Lastreduktionspotenzial. Das Lastmanagement-Monitoring ist, wie in Abschnitt 4 dargestellt, nur um eine Teilerhebung. Nur Standorte mit einem jährlichen Stromverbrauch von mehr als 10 GWh, die einem Unternehmen mit einem Jahresstrombezug von über 50 GWh über alle Entnahmestellen eines Netzbetreibers zugehörig sind, werden abgebildet. Damit ist die Potenzialermittlung für die vom Lastmanagement-Monitoring erfassten Branchen unvollständig.

Um ein vollständigeres Bild für die Lastreduktionspotenziale der im Lastmanagement-Monitoring erfassten Branchen zu erhalten, werden im Folgenden auch die Potenziale der nicht befragten Unternehmen bzw. Unternehmensstandorte durch Hochrechnung abgeschätzt. Die damit abgeschätzten Lastreduktionspotenziale aller Unternehmen der befragten Branchen[26] (Abschnitt 6.2) beschreiben zusammen mit den Lastreduktionspotenziale der befragten Unternehmen (Abschnitt 5.1) die Bandbreite der wahrscheinlichen Potenziale.

Zunächst wird in Abschnitt 6.1 auf die dazu verwendete Methodik eingegangen, bevor die Ergebnisse in Abschnitt 6.2 diskutiert werden.

[26] Das abgeschätzte gesamte Lastreduktionspotential in den befragten Branchen ergibt sich aus a) der Summe der errechneten Lastreduktionspotenziale der befragten Unternehmensstandorte und b) der durch Hochrechnung abgeschätzten Lastreduktionspotenziale der nicht befragten Unternehmen bzw. Unternehmensstandorte der in den LMM-Abfragen erfassten Branchen.

6.1.Methodik

Die Verfügbarkeit von Abdeckungsgraden nach Branchen (vgl. Abschnitt 4) für die von den LMM-Abfragen erfassten Unternehmen und Standorte eröffnet die Möglichkeit, die Ergebnisse der Potenzialermittlung aus Abschnitt 5.2 durch eine Extrapolation (Hochrechnung) auf die von den LMM-Abfragen nicht erfassten Unternehmen und / oder Standorte derselben Branche (d.h. Unternehmen und Standorte mit geringerem Stromverbrauch) zu erweitern.

Der bereinigte Datensatz umfasst Unternehmen und ihre Standorte mit einem Stromverbrauch von ca. 130 TWh. Der in der AGEB ausgewiesenen gesamte Stromverbrauch aller Unternehmen und Standorte, die zu den gleichen Branchen wie die vom Datensatz erfassten Unternehmen und Standorte gehören, beträgt ungefähr 400 TWh. Damit erfasst das Lastmanagement-Monitoring im Durchschnitt etwa ein Drittel des Stromverbrauchs des Gesamtverbrauchs der erfassten Branchen. Neben dem durchschnittlichen Abdeckungsgrad für den Gesamtverbrauch aller erfassten Branchen von etwa einem Drittel, lässt sich zudem der Abdeckungsgrad für den Gesamtverbrauch einer bestimmten Branche im Sinne der AGEB (branchenweiser Abdeckungsgrad) bestimmen, der von dem Durchschnittswert über alle erfassten Branchen stark abweichen kann.

Die Abschätzung der Lastreduktionspotenziale der nicht in der Abfrage erfassten Unternehmen erfolgt als direkte und branchenweise Hochrechnung der ermittelten Potenziale anhand der branchenweisen Abdeckungsgrade in der Abfrage (einfache Hochrechnung). Dieser Methode liegt die Annahme zugrunde, dass der Zusammenhang zwischen einem GWh Jahresstromverbrauch und den Potenzialen in MW der befragten Unternehmen im Mittel näherungsweise auch für Gesamtheit der jeweiligen gesamten Branche gilt.[27] Ebenso werden die im Datensatz beobachteten Anteile marktflexibler und nicht-marktflexibler Unternehmensstandorte für den nicht erfassten Anteil der Branche unterstellt. Das gesamte Potenzial

[27] Diese Annahme wurde mittels verschiedener Regressionsanalysen überprüft und plausibilisiert. Die Regressionsanalysen zeigen, dass dieser Ansatz als Näherung verwendet werden kann.

(je Potenzialkategorie und Branche) wird folglich gemäß nachstehender Formel bestimmt:

$$Abgeschätztes\ Potenzial\ inkl.\ der\ nicht\ befragten\ Unternehmen = \frac{Ermitteltes\ Potenzial\ aus\ Befragung}{Abdeckungsgrad\ Branche}$$

Da einzelne Branchen nur zu relativ geringen Anteilen in der Befragung abgedeckt sind (vgl. Abbildung 4) kann es bei einer vollständigen Hochrechnung aller in Abschnitt 5.2 ermittelten Potenziale dazu kommen, dass hohe Lastreduktionspotenziale auf Basis einer sehr kleinen Datengrundlage ausgewiesen werden. Aus diesem Grund wurde als zusätzliche Auswertung, mit dem Ziel einer konservativeren Abschätzung, eine Hochrechnung nur von Branchen mit einem Abdeckungsgrad von mindestens 25% durchgeführt. Branchen mit einem geringeren Abdeckungsgrad gehen bei dieser Abschätzung lediglich mit dem Potential der Unternehmensstandorte ein, die von den LMM-Abfragen erfasst werden. Mit diesen Analysen kann die Bandbreite der wahrscheinlichen Potenziale noch etwas differenzierter beschrieben werden.

Bei der Interpretation der Ergebnisse ist auch zu berücksichtigen, dass auch die vollständige Hochrechnung noch zu einer Unterschätzung der künftig verfügbaren Lastreduktionspotenziale führen kann, weil die Ermittlung des bisher noch unerschlossenen Potenzials der befragten Unternehmensstandorte näherungsweise über die höchste, im Befragungszeitraum aufgetretene Monatsminimallast erfolgt. Da viele befragte Unternehmensstandorte noch nicht für die marktliche Nutzung des Lastmanagements erschlossen sind, lag die in deren bisherigen normalen Betrieb gemessene höchste Monatsminimallast (MML) wahrscheinlich noch oberhalb des nicht flexibilisierbaren Lastsockels.

Zudem wurde für die Abschätzung der Lastreduktionspotenziale nicht befragter Unternehmen eine konservative Plausibilisierungsmethode entwickelt. Die Ergebnisse weichen nur unwesentlich von der gewählten Hauptmethode ab und bestätigen damit die Abschätzung. Methodik und Ergebnisse der Plausibilisierung können Anhang C und Anhang D entnommen werden.

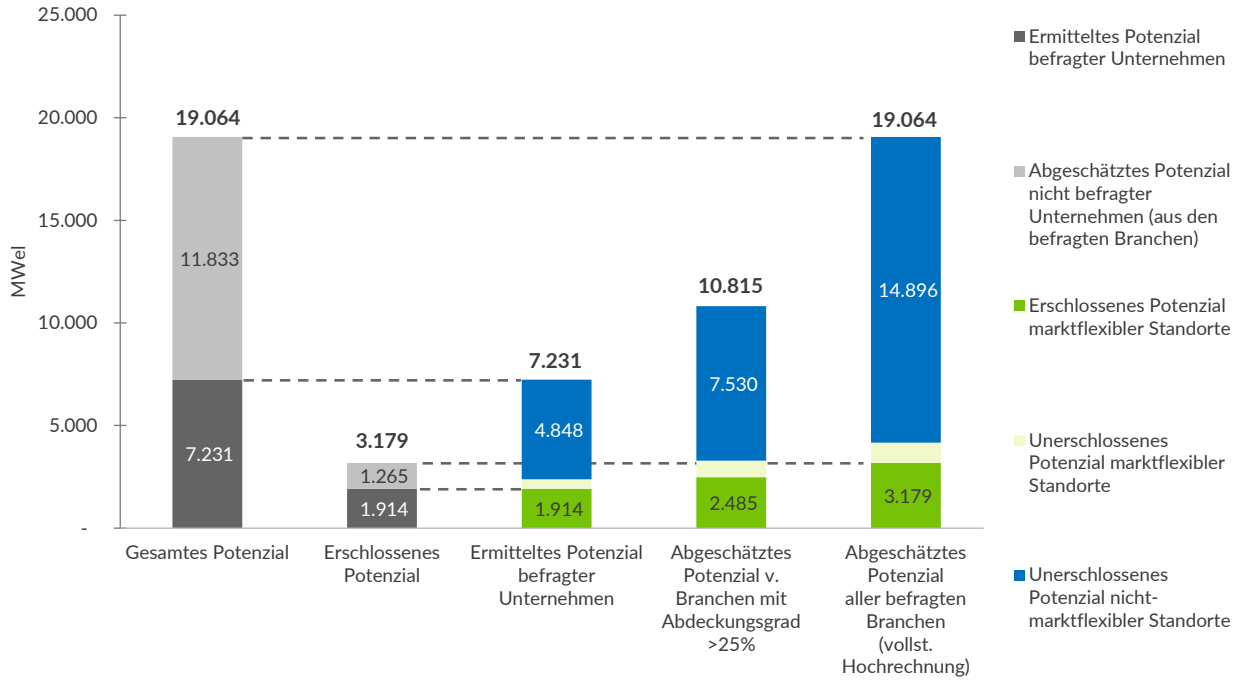
6.2. Ergebnisse

Das gesamte Lastreduktionspotenzial für alle Unternehmen der vom LMM befragten Branchen wurde gemäß der in Abschnitt 6.1 dargestellten Methodik durch eine Hochrechnung für die nicht befragten Unternehmensstandorte auf Basis des LMM 2019 abgeschätzt.

Die Ergebnisse der Abschätzung des Lastreduktionspotenzials für eine vollständige Hochrechnung und eine Hochrechnung für Branchen mit einem Abdeckungsgrad von mindestens 25% sind in Abbildung 13 zusammen mit den Lastreduktionspotenzialen der befragten Unternehmensstandorte dargestellt.[28]

[28] Die mittels der direkten Hochrechnung abgeschätzten Potenziale wurden anhand einer zweiten, konservativeren Hochrechnungsmethode validiert, deren Methodik in Anhang C und deren Ergebnisse in Anhang D dargestellt sind. Die Ergebnisse weichen nur unwesentlich von der gewählten Hauptmethode ab und bestätigen damit die Abschätzung mit der einfachen Hochrechnung.

ABBILDUNG 13: ABSCHÄTZUNG DER WAHRSCHEINLICHEN LASTREDUKTIONSPOTENZIALE IN DEN BEFRAGTEN BRANCHEN INKLUSIVE NICHT ERFASSTER UNTERNEHMEN UND STANDORTE (LMM 2019)



Quelle: Eigene Berechnungen

Das wahrscheinliche gesamte Lastreduktionspotenzial für alle Unternehmen der befragten Branchen beträgt ca. 7.200 – 19.100 MW (erster Balken). Als Teilmenge davon beträgt das wahrscheinliche bereits erschlossene Lastreduktionspotenzial der marktflexiblen Unternehmensstandorte ca. 1.900 – 3.200 MW (zweiter Balken)[29]. Der Großteil des Stromverbrauchs der befragten Branchen von rund 400 TWh entfällt mit rund 240 TWh auf die Industrie (verarbeitendes Gewerbe). Für die Teilmenge der industriellen Verbraucher beträgt das wahrscheinliche gesamte Lastreduktionspotenzial ca. 7.100 – 14.000 MW (nicht in der Abbildung enthalten).[30]

[29] Davon beträgt das bereits erschlossene Potenzial der befragten Unternehmen ca. 1.900 MW (siehe auch Abbildung 9).

[30] In r2b (2014) wurden im Rahmen von Analysen, die auf einer Kombination eines Top-Down mit einem Bottom-Up Ansatz basieren, Potenziale der Industrie zur freiwilligen Lastreduktion ermittelt. Das techno-ökonomische Potenzial für freiwilligen Lastreduktion der gesamten Industrie in Deutschland wurde hier mit ca.

Das untere Ende der Bandbreite wird jeweils durch die Lastreduktionspotenziale der befragten Unternehmensstandorte beschrieben (Berechnung aus Unternehmensangaben)[31], welches im dritten Balken unterteilt nach erschlossenem und unerschlossenen Potenzialen dargestellt ist. Das obere Ende der Bandbreite wird jeweils durch die vollständige Hochrechnung der Lastreduktionspotenziale in den befragten Branchen beschrieben (Abschätzung)[32], welches im fünften Balken ebenfalls unterteilt nach erschlossenen und unerschlossenen Potenzialen dargestellt ist.[33] Im Vergleich dazu sind im vierten Balken auch die Lastreduktionspotenziale einer Hochrechnung für Branchen mit einem Abdeckungsgrad von mindestens 25 % dargestellt (Abschätzung).[34]

17.000 MW abgeschätzt. Vgl. hierzu: r2b (2014): Leitstudie Strommarkt, Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen, abrufbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/funktionsfaehigkeit-eom-und-impact-analyse-kapazitaetsmechanismen.html).

31 Ergebnis der Potentialermittlung für befragte Unternehmen gemäß Kapitel 5.1/5.2 und Abbildung 30.

32 Ergebnis der Potentialabschätzung aller befragter Branchen gemäß Kapitel 6.1/6.2 und Abbildung 33.

33 Der Stromverbrauch der Unternehmen aller befragten Branchen beträgt ca. 400 TWh.

34 Der Stromverbrauch der Unternehmen aller befragten Branchen mit einem Abdeckungsgrad von mindestens 25% beträgt ca. 163 TWh.

7. Analyse der Gründe und Hemmnisse für den Einsatz von Lastmanagement

Im Rahmen des Lastmanagements-Monitorings wurden die Unternehmen gefragt, ob und aus welchen Gründen sie Lastmanagement einsetzen und welche Hindernisse für den erstmaligen bzw. erweiterten Einsatz von Lastmanagement aus ihrer Sicht bestehen.[35] In Abschnitt 7.1 stellen wir die Unternehmensantworten zur aktuellen Nutzung von Lastmanagement und den Gründen für dessen Einsatz dar. In den nachfolgenden Abschnitten geben wir zunächst eine Übersicht zu den einzelnen vom Lastmanagement-Monitoring erfassten Hemmnissen (Abschnitt 7.2) und gehen dann spezieller auf die Angaben der Unternehmensstandorte zu technischen und organisatorischen (Abschnitt 7.3) sowie marktlichen und regulatorischen (Abschnitt 7.4) Hemmnissen ein.

7.1. Aktuelle Nutzung von Lastmanagement

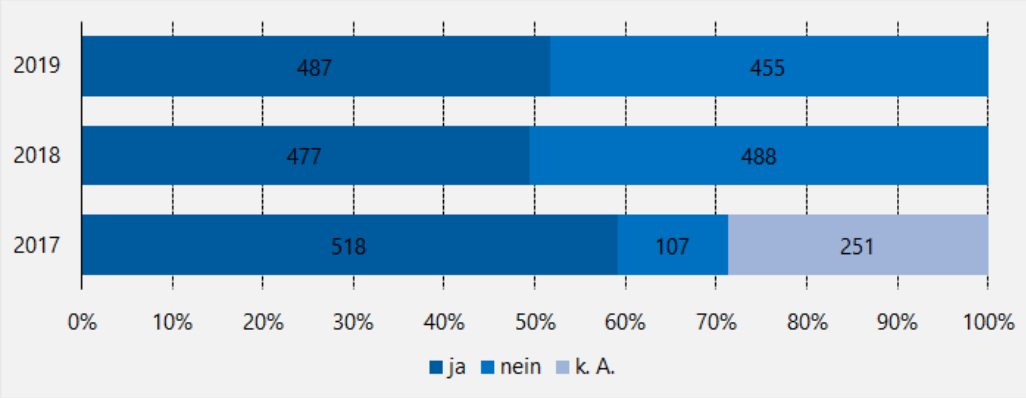
Ausgangspunkt für die Hemmnisanalyse ist der Überblick, wie viele Unternehmensstandorte bereits über ein Lastmanagementsystem verfügen (Frage D6.2[36]). Aus der Unternehmensbefragung ergibt sich, dass ein großer Teil der Unternehmensstandorte bereits über ein Lastmanagementsystem verfügt. Im LMM 2019 gaben rund 50 % der Unternehmensstandorte an, ein Lastmanagementsystem etabliert zu haben.

Abbildung 14 zeigt die Verhältnisse von Unternehmensstandorten mit und ohne bereits installiertem Lastmanagementsystem für die LMM-Abfragen 2017 bis 2019.

[35] Hierzu wurde in den Abfragen nicht unterschieden zwischen Lastmanagement zur Lastreduktion und Lastmanagement zur Lasterhöhung.

[36] Frage D6.2: Haben Sie in Ihrem Unternehmen ein Lastmanagementsystem etabliert?

ABBILDUNG 14: ANGABEN DER UNTERNEHMENSSTANDORTE ZUM VORHANDENSEIN EINES LASTMANAGEMENTSYSTEMS (FRAGE D6.2) NACH DEM LMM 2017 - 2019



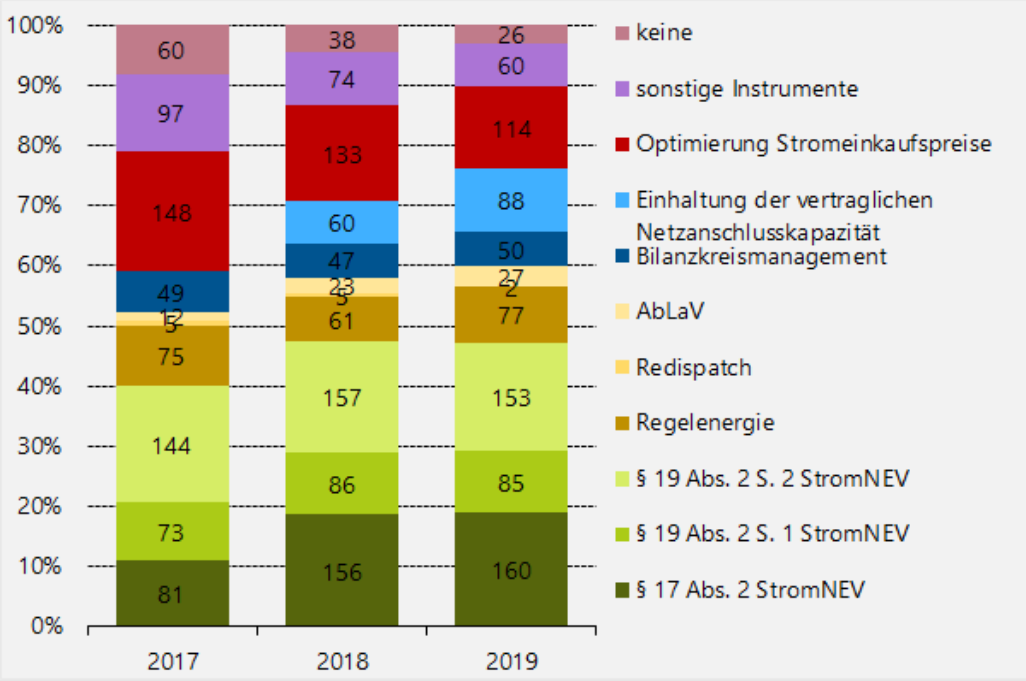
Quelle: Eigene Darstellung.

Bei den Wirtschaftszweigen *Gewinnung von Steinen und Erden, sonst. Bergbau* sowie *Kohlebergbau* gaben alle befragten Unternehmensstandorte an, ein Lastmanagementsystem installiert zu haben. Die geringste Quote mit 4 % aller befragten Unternehmensstandorte erreicht der Wirtschaftszweig *Sonstige chemische Industrie*.

In Abbildung 15 sind die von den Unternehmen genannten Gründe für die aktuelle Nutzung von Lastmanagement (Frage D7[37]) dargestellt. Es zeigt sich, dass Gründe, die eine Optimierung oder Reduktion der zu zahlenden Netzentgelte mit sich bringen, am häufigsten genannt werden (etwa 48 % aller Nennungen im LMM 2019). Der Einsatz von Lastmanagement zur Optimierung der Stromeinkaufspreises wurde von über 23% der Unternehmensstandorte benannt. Nur vergleichsweise wenige Standorte führen Lastmanagement im Rahmen der Verordnung zu abschaltbaren Lasten bzw. des Redispatches durch und nur ca. 15 % der Standorte haben die Erbringung von Regelenergie als Grund für ein Lastmanagement genannt.

[37] Frage D7: Welche der folgenden Instrumente begründen derzeit den Einsatz von Lastmanagement an dem genannten Unternehmensstandort?

ABBILDUNG 15: AUFTEILUNG DER GENANNTEN GRÜNDE FÜR DIE AKTUELLE NUTZUNG EINES LASTMANAGEMENTSYSTEMS (FRAGE D7) FÜR LMM 2017 BIS 2019

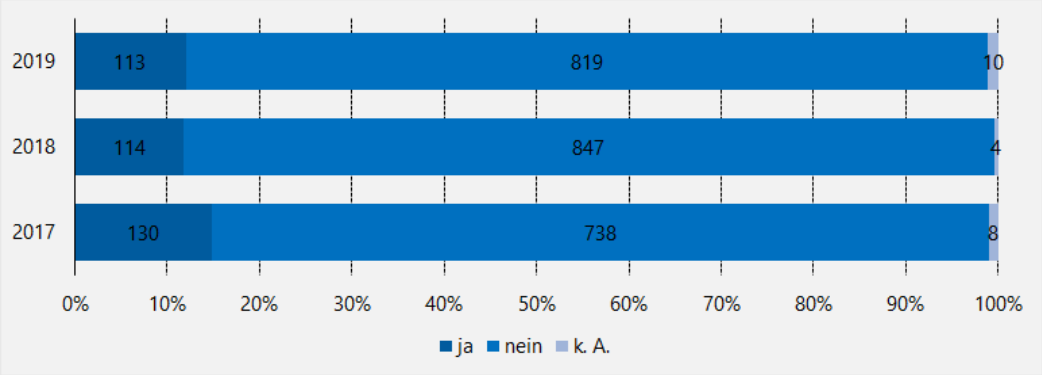


Quelle: Eigene Darstellung.

Im Rahmen der Unternehmensbefragung wurde zudem erhoben, ob für die befragten Unternehmen an ihren Standorten eine Reduktion der Last in Abhängigkeit der Strompreise am Spotmarkt möglich ist (Frage D9.1[38]). Ein großer Anteil der Unternehmensstandorte gibt an bisher die Last nicht in Abhängigkeit der Strompreise am Strommarkt reduzieren zu können. Im LMM 2017 erklärten 130 von 876 Unternehmensstandorten zur Lastreduktion in Abhängigkeit der Strompreise am Spotmarkt in der Lage zu sein (ca. 15 %). Im LMM 2018 und LMM 2019 bejahten ca. 12 % der befragten Unternehmensstandorte diese Fähigkeit (vgl. Abbildung 16).

[38] Frage 9.1: Ist es am Unternehmensstandort insbesondere betrieblich, organisatorisch oder technisch möglich, die Last in Abhängigkeit des Strompreises am Spotmarkt zu reduzieren?

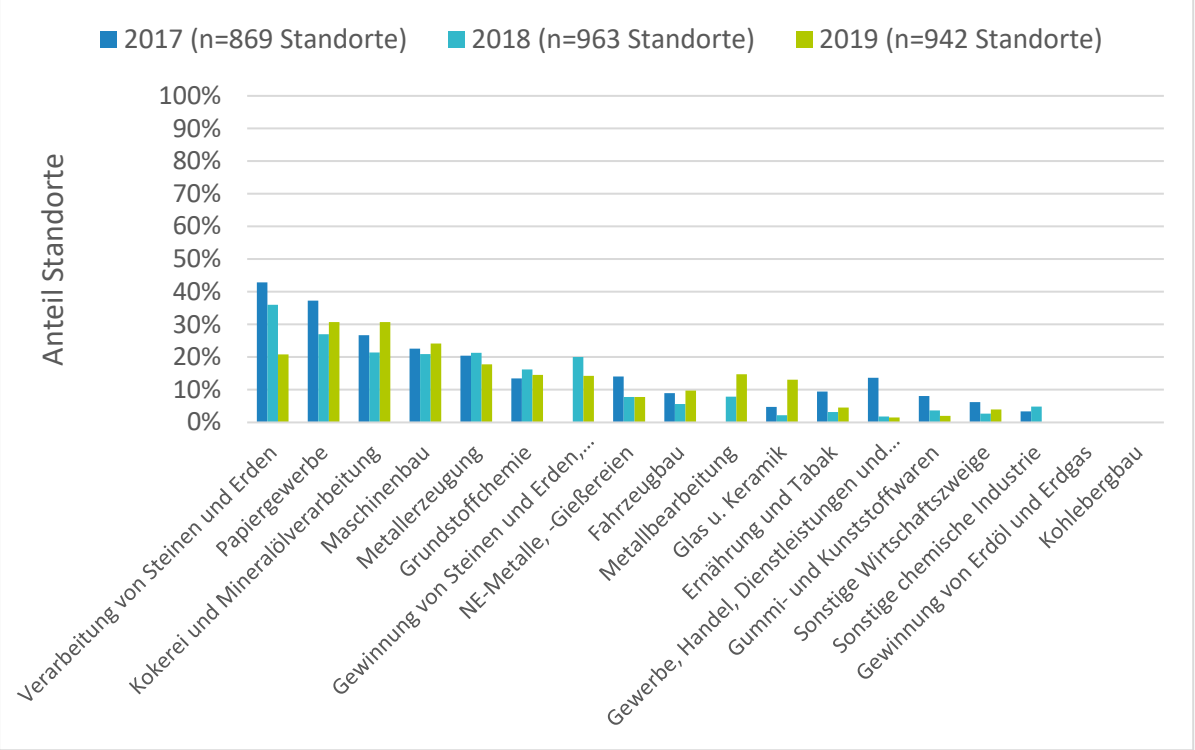
ABBILDUNG 16: ANTWORT AUF FRAGE D9.1 - MÖGLICHKEIT DER LASTREDUKTION IN ABHÄNGIGKEIT DES STROMPREISES AM SPOTMARKT IM LMM 2017 BIS 2019



Quelle: Eigene Darstellung

Insbesondere in den energieintensiven Branchen wurde häufiger die Möglichkeit angegeben, die Last in Abhängigkeit der Strompreise am Spotmarkt zu reduzieren als in den übrigen Branchen. In den Branchen *Verarbeitung von Steinen und Erden* (insbesondere in der *Zementindustrie*) als auch in der *Papierindustrie* und bei der *Kokerei- und Mineralölverarbeitung* gaben über 20 % der Unternehmensstandorte an, zu einer Lastreduktion in Abhängigkeit der Strompreise am Spotmarkt in der Lage zu sein (siehe Abbildung 17).

ABBILDUNG 17: ANTWORT AUF FRAGE D9.1 - MÖGLICHKEIT DER LASTREDUKTION IN ABHÄNGIGKEIT DES STROMPREISES AM SPOTMARKT NACH BRANCHEN IM LMM 2017 BIS 2019



Quelle: eigene Darstellung

7.2.Übersicht über die Hemmnisse für Lastmanagement

Eine Auswertung der abgefragten Hemmnisse für den erstmaligen oder verstärkten Einsatz von Lastmanagement am jeweiligen Unternehmensstandort zeigt detaillierter die Ursachen, warum Lastmanagement und damit auch Lastreduktionen als Reaktion auf Preisspitzen am Strommarkt im Einzelfall als nicht möglich eingeschätzt werden. Dabei standen verschiedene Hemmnisse zur Auswahl, wobei Mehrfachangaben möglich waren. Die abgefragten Hemmnisse sind zur besseren Übersicht in sechs Kategorien unterteilt. Eine Übersicht zu den Antwortoptionen zu Hemmnissen für die drei LMM-Abfragen 2017 bis 2019 (Frage D8[39]) inkl. Einteilung der Kategorien ist in Tabelle 3 dargestellt.

[39] Frage D8: Welche Hemmnisse bestehen derzeit, um Lastmanagement am Standort (verstärkt) einzusetzen?

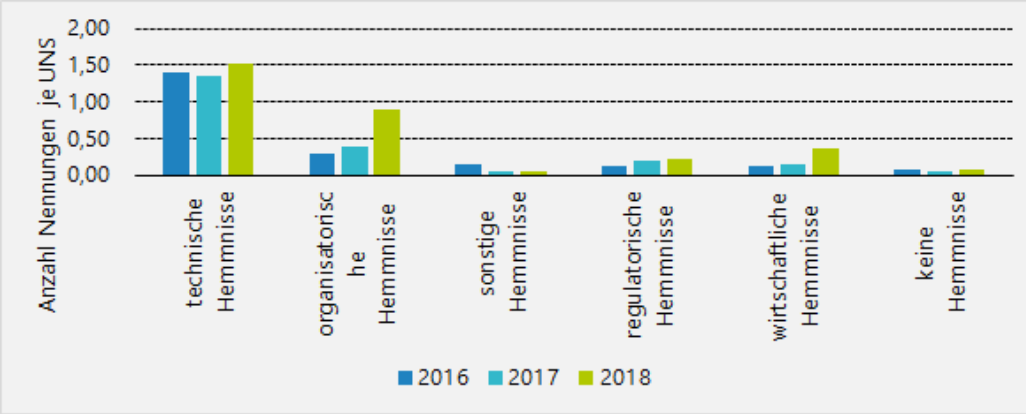
TABELLE 3: ANTWORTOPTIONEN ZU HEMMNISSEN IM LMM 2017 BIS 2019 (FRAGE D8), NACH KATEGORIEN

Kategorie	Hemmnis	2017	2018	2019
Technische Hemmnisse	technische Gründe	x	x	
	immissionsschutzrechtliche Gründe	x	x	x
	keine zuschaltbaren Lasten	x	x	x
	keine abschaltbaren Lasten	x	x	x
	Potenzial bereits ausgeschöpft			x
	Anlagensicherheit			x
	Produktqualität			x
	sonstige technische Gründe			x
Organisatorische Hemmnisse	organisatorische Gründe	x	x	
	personalrechtliche Gründe	x	x	
	aufeinander aufbauende Produktionsprozesse		x	x
	Lieferverpflichtungen bzw. Kundenbedarf/Abnahmeprofil		x	x
	Personalorganisation			x
	sonstige organisatorische Gründe			x
Regulatorische Hemmnisse	Netzentgeltreduktion: Einhaltung Hochlastzeitfenster (§ 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV)	x	x	x
	Netzentgeltreduktion: Einhaltung Jahresmindestverbrauch und Volllaststunden (§ 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV)	x	x	x
	Netzentgeltoptimierung: Spitzenlastreduktion zur Reduktion des Jahresleistungspreis (§ 17 Abs. 2 StromNEV)	x	x	x
	Regelenergie	x	x	x
	AbLaV	x	x	x
	Redispatch	x	x	x
Wirtschaftliche Hemmnisse	Energiekosten spielen im Unternehmen eine untergeordnete Rolle	x	x	
	Bilanzkreismanagement	x	x	x
	fehlende (Strom-)Marktsignale	x	x	x
	Optimierung Stromeinkaufspreise	x	x	
	Einhaltung der vertraglichen Netzanschlusskapazität		x	x
	Kosten/ Nutzen (Stromkostenreduktion durch Lastmanagement wiegt Mehrkosten im Produktionsprozess und Mindererlöse nicht auf)			x
Sonstige Hemmnisse	Standort	x	x	
	„Unkenntnis"	x	x	x
	sonstige Hemmnisse	x	x	x
Keine Hemmnisse	keine	x	x	x

Quelle: Eigene Darstellung

Insgesamt wurden für die Unternehmensstandorte im Mittel im LMM 2017 und 2018 nur ca. 2 Hemmnisse benannt. Im LMM 2019 gibt es einen leichten Anstieg auf durchschnittlich etwa 3 Nennungen je Unternehmensstandort. Viele Standorte haben nur ein oder zwei Hemmnisse in der Befragung angegeben (siehe Abbildung 18), so dass ggf. die marktlichen oder regulatorischen Rahmenbedingungen für diese Standorte von geringerer Bedeutung sind, wenn bereits technische oder organisatorische Hemmnisse bestehen.

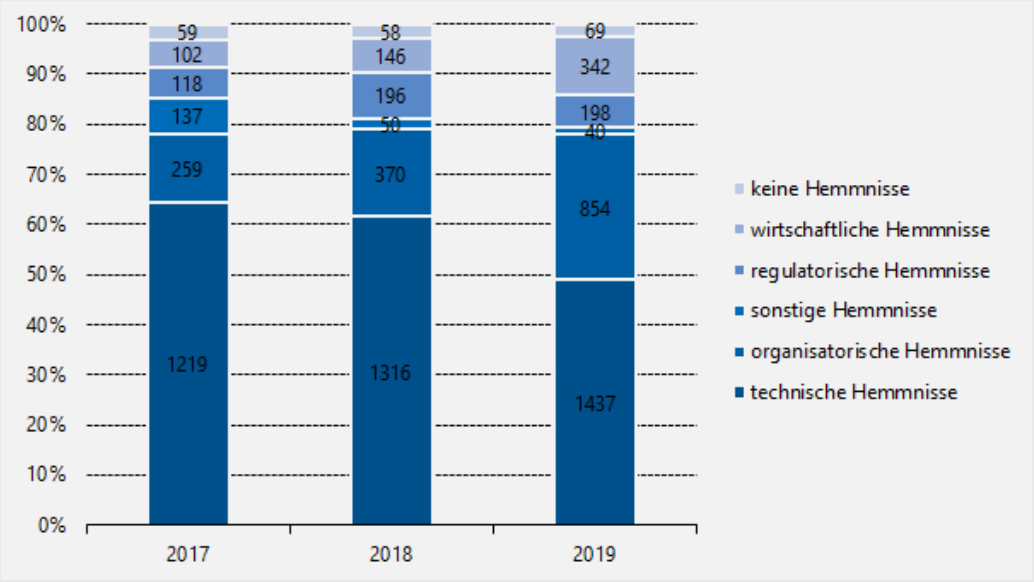
ABBILDUNG 18: ANZAHL NENNUNGEN VON HEMMNISSEN JE UNTERNEHMENSSTANDORT IM LMM 2017 - 2019 (FRAGE D8)



Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 19 zeigt die Verteilung der einzelnen von den Unternehmensstandorten genannten und entsprechend Tabelle 3 kategorisierten Hemmnisse.

ABBILDUNG 19: ANZAHL UND ANTEILE NENNUNGEN DER KATEGORISIERTEN HEMMNISSE FÜR DEN EINSATZ VON LASTMANAGEMENT IM LMM 2017 BIS 2019

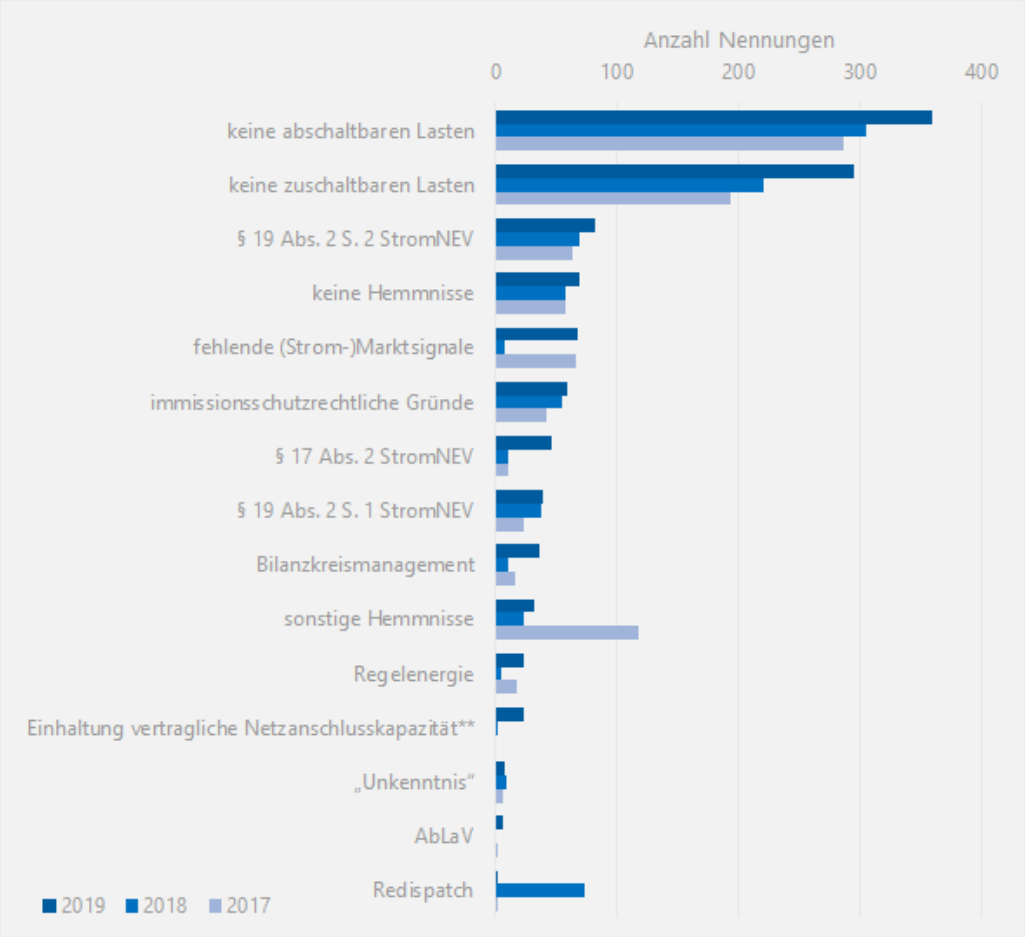


Quelle: Eigene Darstellung

Eine detaillierte Darstellung der Antworten der Unternehmensstandorte zu einzelnen in allen drei LMM-Abfragen 2017 bis 2019 abgefragten Hemmnisse enthält die Abbildung 20. Dabei geben jeweils nur ca. ein Drittel der Unternehmensstandorte an, dass sie „keine abschaltbaren Lasten“ zur Lastreduktion haben bzw. nutzen können. Bei allen weiteren Kategorien ist eine differenziertere Analyse erforderlich, die nachfolgend erfolgt.

ABBILDUNG 20: ANZAHL NENNUNGEN DER HEMMNISSE FÜR DEN EINSATZ VON LASTMANAGEMENT IM LMM 2017 BIS 2019 (FRAGE D8,

HIER BETRACHTET: ANTWORTOPTIONEN, DIE FÜR ALLE DREI JAHRE GEGEBEN WAREN)



Quelle: Eigene Darstellung

Um Gemeinsamkeiten und Unterschiede hinsichtlich der Hemmnisse für mehr Lastmanagement mit Blick auf die einzelnen Unternehmensstandorte und deren derzeitige unterschiedliche (Nicht-)Nutzung von Lastmanagement besser herauszuarbeiten, werden die Hemmnisangaben der Unternehmensstandorte aus dem LMM 2019 zur Frage D8 nachfolgend für verschiedene Untergruppen (Cluster) ausgewertet. Die Bildung der Cluster erfolgt in Bezug auf die Unternehmensantworten zu folgenden Fragen:

Frage D6.2.: Haben Sie in Ihrem Unternehmen ein Lastmanagementsystem etabliert? – Antwort: Ja / nein.

Frage D7: Welche Instrumente begründen derzeit den Einsatz von Lastmanagement? – Antwort: Optimierung Stromeinkaufspreis

Frage D9.1: Ist am Unternehmensstandort insbesondere betrieblich, organisatorisch oder technisch möglich, die Last in Abhängigkeit des Strompreises am Spotmarkt zu reduzieren? – Antwort: Ja.

Frage D10.1: Sind Maßnahmen geplant, mit denen die Höhe der Last durch Lastmanagement zukünftig reduziert oder zukünftig verstärkt reduziert werden kann? – Ja, in Kombination mit Frage D10.3: Welche Instrumente beabsichtigen Sie im Rahmen des Lastmanagements zukünftig zu benutzen? - Optimierung Stromeinkaufspreise.

Nachfolgend wird für die Cluster jeweils angegeben, welcher Anteil der Unternehmensstandorte welche Hemmnisse genannt hat, unterteilt nach technischen und organisatorischen Hemmnissen (7.3) sowie marktlichen und regulatorischen Hemmnissen (7.4).

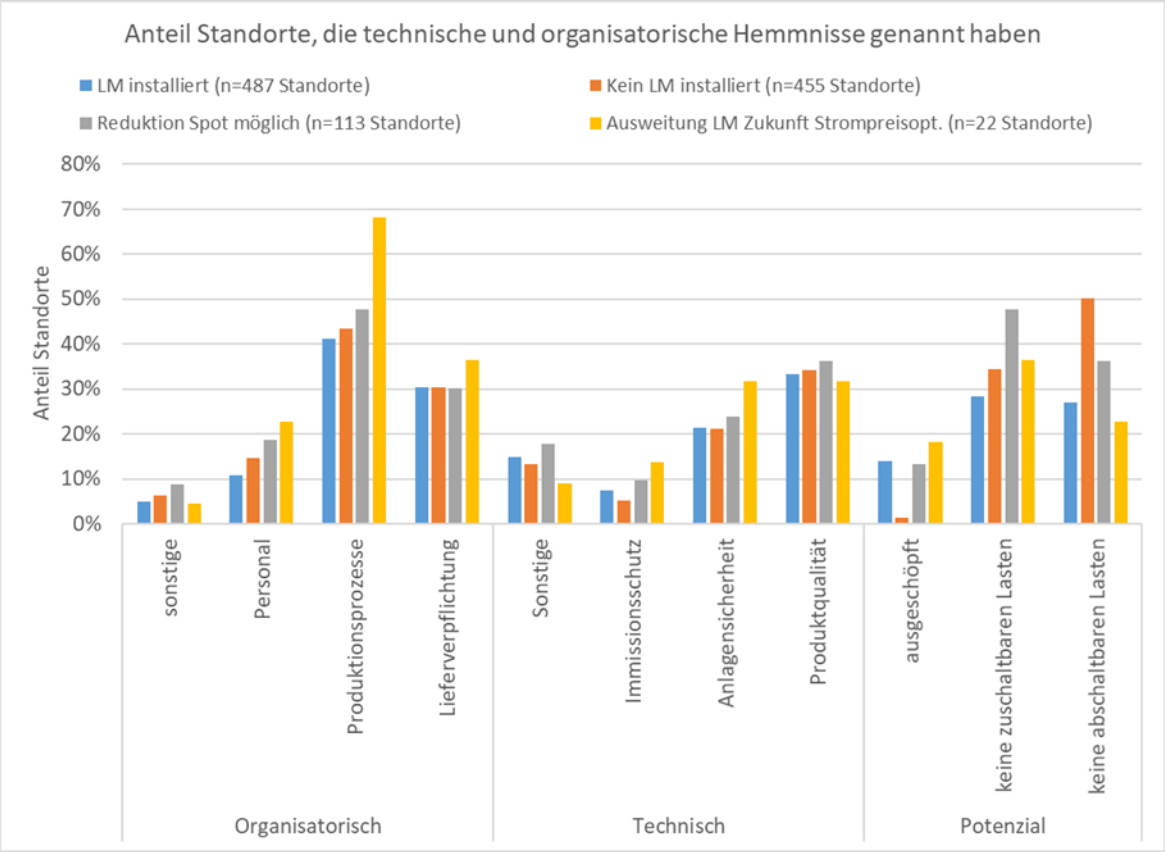
Es wird dabei untersucht, ob der Grad der bisherigen Lastflexibilisierung - von Unternehmensstandorten, die bisher kein Lastmanagementsystem haben, bis zu Unternehmen, die bereits derzeit ihre Last in Abhängigkeit des Strompreises am Spotmarkt reduzieren können - oder die geplante Einführung eines Lastmanagementsystems einen Einfluss auf die unterschiedlichen angegebenen Hemmnisse hat.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Unternehmensstandorte einen teils sehr unterschiedlichen Stromverbrauch haben und damit die im Folgenden dargestellte absolute oder relative Anzahl der Nennungen keine direkte Aussage mit Blick auf die betroffenen (potentiellen) Leistungen der Lastreduktionspotenziale zulassen.

7.4.Technische und organisatorische Hemmnisse

In Abbildung 21 wird dargestellt, zu welchen Anteilen die Unternehmensstandorte technische und organisatorische Hemmnisse im LMM 2019 benannt haben.

ABBILDUNG 21: NENNUNG VON TECHNISCHEN UND ORGANISATORISCHEN HEMMNISSEN IM LMM 2019



Legende:

- „LM installiert" / „Kein LM installiert": Antwort zu Frage D6 – Haben sie in Ihrem Unternehmen ein Lastmanagementsystem etabliert? – Ja / Nein.
- „Reduktion Spot möglich": Antwort zu Frage D9 – Ist es am Unternehmensstandort möglich, die Last in Abhängigkeit des Strompreises am Spotmarkt zu reduzieren? – Ja.
- „Ausweitung LM Zukunft Strompreisoptimierung": Kombination, wenn Antwort zu Frage D10.1 – Sind Maßnahmen geplant, wie Last durch Lastmanagement zukünftig reduziert werden kann? – Ja und Antwort zu D10.3 – Welche Instrumente beabsichtigen Sie im Rahmen des Lastmanagements zukünftig zu nutzen? – Optimierung Stromeinkaufspreis.

Quelle: eigene Darstellung

Technische und organisatorische Hemmnisse für mehr Lastmanagement wurden von allen Unternehmensstandorten am häufigsten genannt. Bei den technischen Hemmnissen wurden die Produktqualität (mehr als 30 % der Unternehmensstandorte), die Anlagensicherheit und keine zuschaltbaren bzw. abschaltbaren Lasten

häufig genannt. Bei den organisatorischen Hemmnissen wurden aufeinander aufbauende Produktionsprozesse (mehr als 40 % der Unternehmensstandorte) und Lieferverpflichtungen (ca. 30 % der Unternehmensstandorte) ebenfalls häufig genannt. Produktionsprozesse, Produktqualität und Lieferverpflichtungen sind damit die wichtigsten technischen und organisatorischen Hemmnisse, die einheitlich von mehr als 30 % aller Unternehmensstandorte angegeben wurden.

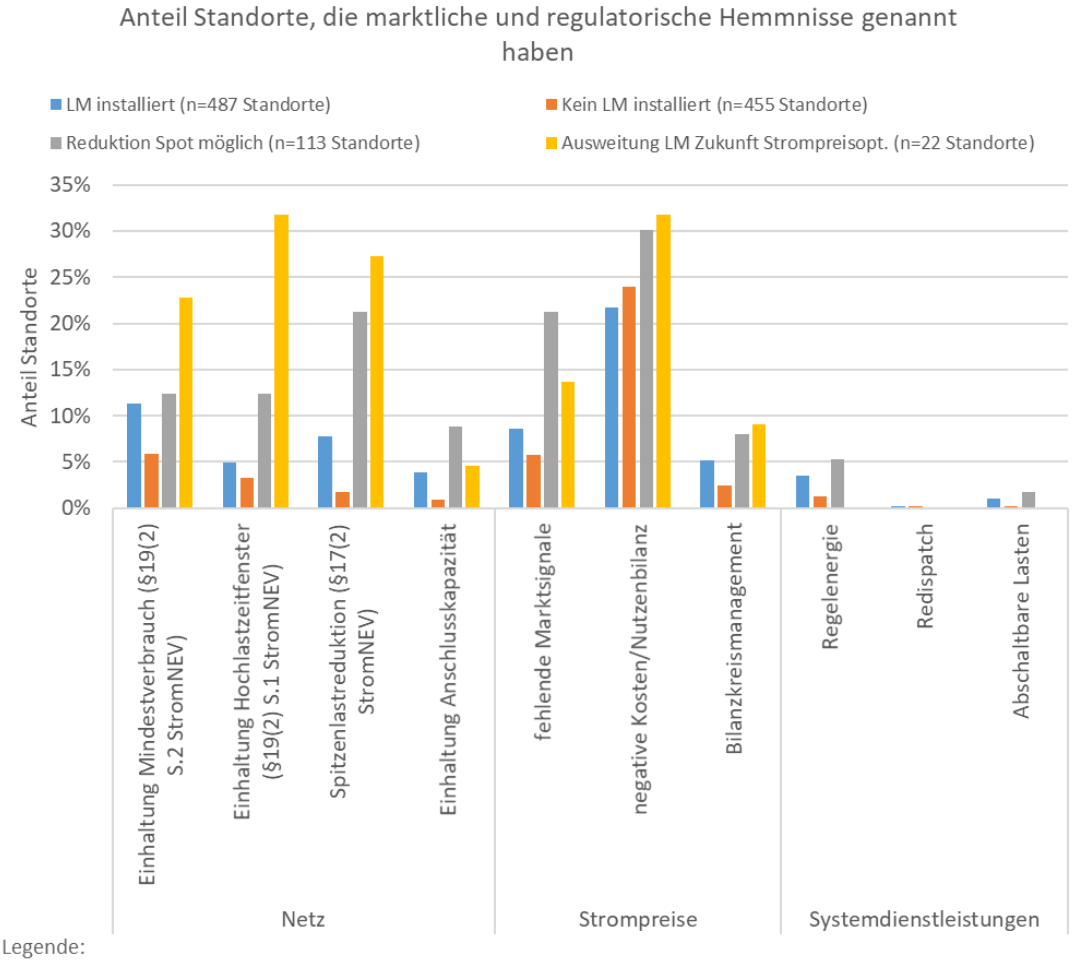
Unternehmensstandorte, die bisher kein Lastmanagementsystem etabliert haben, gaben häufiger als andere Standorte an, dass sie keine abschaltbaren Lasten haben: 50 % der Standorte ohne Lastmanagementsystem nannten dies Hemmnis im Vergleich zu 25 % der Standorte, die bereits ein Lastmanagementsystem installiert haben. Unternehmen, die planen zukünftig auf Strompreise zu reagieren, nannten häufig Produktionsprozesse als aktuelles Hemmnis für mehr Lastmanagement. Diese Standorte gaben darüber hinaus alle organisatorischen Hemmnisse häufiger an als die restlichen Standorte. Dieser scheinbare Widerspruch könnte dadurch erklärt werden, dass diese Standorte sich stärker mit organisatorischen Hemmnissen wie verknüpften Produktionsprozessen beschäftigt haben und daher dieses Hemmnis häufiger erkannt und deshalb auch benannt haben. Allerdings umfasst dieser Cluster von Unternehmensstandorten auch nur 22 Unternehmensstandorte.

Wie zu erwarten, wurde von Unternehmensstandorten, die auf Strompreise reagieren können bzw. Lastmanagement zukünftig ausweiten wollen, fehlende Potenziale (kein abschaltbares Potenzial) seltener als Hemmnis genannt als von Unternehmensstandorten, die bisher kein Lastmanagement einsetzen.

7.5.Marktliche und regulatorische Hemmnisse

In Abbildung 22 wird dargestellt, zu welchen Anteilen die Unternehmensstandorte marktliche und regulatorische Hemmnisse im LMM 2019 benannt haben.

ABBILDUNG 22: NENNUNG MARKTLICHER UND REGULATORISCHER HEMMNISSE IM LMM 2019



Legende:

- „LM installiert" / „Kein LM installiert": Antwort zu Frage D6 – Haben sie in Ihrem Unternehmen ein Lastmanagementsystem etabliert? – Ja / Nein.
- „Reduktion Spot möglich": Antwort zu Frage D9 – Ist es am Unternehmensstandort möglich, die Last in Abhängigkeit des Strompreises am Spotmarkt zu reduzieren? – Ja.
- „Ausweitung LM Zukunft Strompreisoptimierung": Kombination, wenn Antwort zu Frage D10.1 – Sind Maßnahmen geplant, wie Last durch Lastmanagement zukünftig reduziert werden kann? – Ja und Antwort zu D10.3 – Welche Instrumente beabsichtigen Sie im Rahmen des Lastmanagements zukünftig zu nutzen? – Optimierung Stromeinkaufspreis.

Quelle: eigene Darstellung

Marktliche und regulatorische Hemmnisse werden von den Unternehmensstandorten über alle Cluster seltener als technische und organisatorische Hemmnisse genannt. Das derzeit häufigste von den Standorten benannte Hemmnis für (mehr) Lastmanagement ist eine negative Kosten/ Nutzen-Bilanz; selbst dieses Hindernis wurde aber nur von 20 % bis 25 % der Unternehmensstandorte genannt. Dabei haben sich die Angaben von Unternehmensstandorten, die ein Lastmanagement-

system etabliert haben, wenig von den Unternehmensstandorten ohne Lastmanagementsystem unterschieden. Bei Standorten, die planen zukünftig Lastmanagement zur Strompreisoptimierung nutzen zu wollen, ist dieses Hemmnis allerdings von mehr als 30 % der Standorte genannt worden. Bei der Interpretation dieser Unternehmensangaben ist zu berücksichtigen, dass der Nutzen der Lastreduktion in Abhängigkeit vom Niveau der Strompreise, insb. der Strompreisspitzen zunimmt.

Weitere marktliche oder regulatorische Hemmnisse werden nur von wenigen Unternehmensstandorten genannt (unter 15 % der Standorte sowohl mit als auch ohne Lastmanagementsystem).

Unternehmensstandorte, die auf Strompreise reagieren können (graue Balken) bzw. planen Lastmanagement zur Optimierung der Stromeinkaufskosten zukünftig zu nutzen (gelbe Balken), geben wirtschaftliche und regulatorische Hemmnisse häufiger an als die restlichen Standorte. Insbesondere eine negative Kosten/ Nutzen-Bilanz wird von diesen Standorten häufiger als Hemmnis genannt, was gut mit den relativ niedrigen Strompreisen der letzten Jahre zu erklären ist. Hieraus lässt sich auch ableiten, dass Unternehmensstandorte, die bereits heute oder zukünftig auf Spotmarktstrompreise reagieren können, sich stärker mit diesen Hemmnissen beschäftigt haben und diese daher häufiger genannt haben. Wird beispielsweise zukünftig eine Verbesserung des Kosten/ Nutzen-Verhältnisses erwartet (z. B. aufgrund eines höheren Niveaus von Strompreisspitzen), ist eine zukünftige Umsetzung eines Lastmanagements zur Lastreduktion trotz Nennung dieses Hemmnisses möglich bzw. sinnvoll. Standorte, die angegeben haben, dass sie auf Strompreissignale vom Spotmarkt reagieren können, haben gleichzeitig auch am häufigsten fehlende Marktsignale als Hemmnis genannt (was diese Sichtweise bestätigt). Dies umfasst insgesamt mehr als 20 % der 113 Standorte, die bereits auf Strompreissignale reagieren können.

Spezifische Hemmnisse aus der Regulatorik werden von Standorten in Bezug auf Systemdienstleistungen (Beteiligung an Regelenergie, Redispatch und Verordnung zu abschaltbaren Lasten) sehr selten genannt. Die netzspezifischen Rahmenbedingungen (Sondernetzentgelte bzw. Leistungspreise für den Netzbezug) wer-

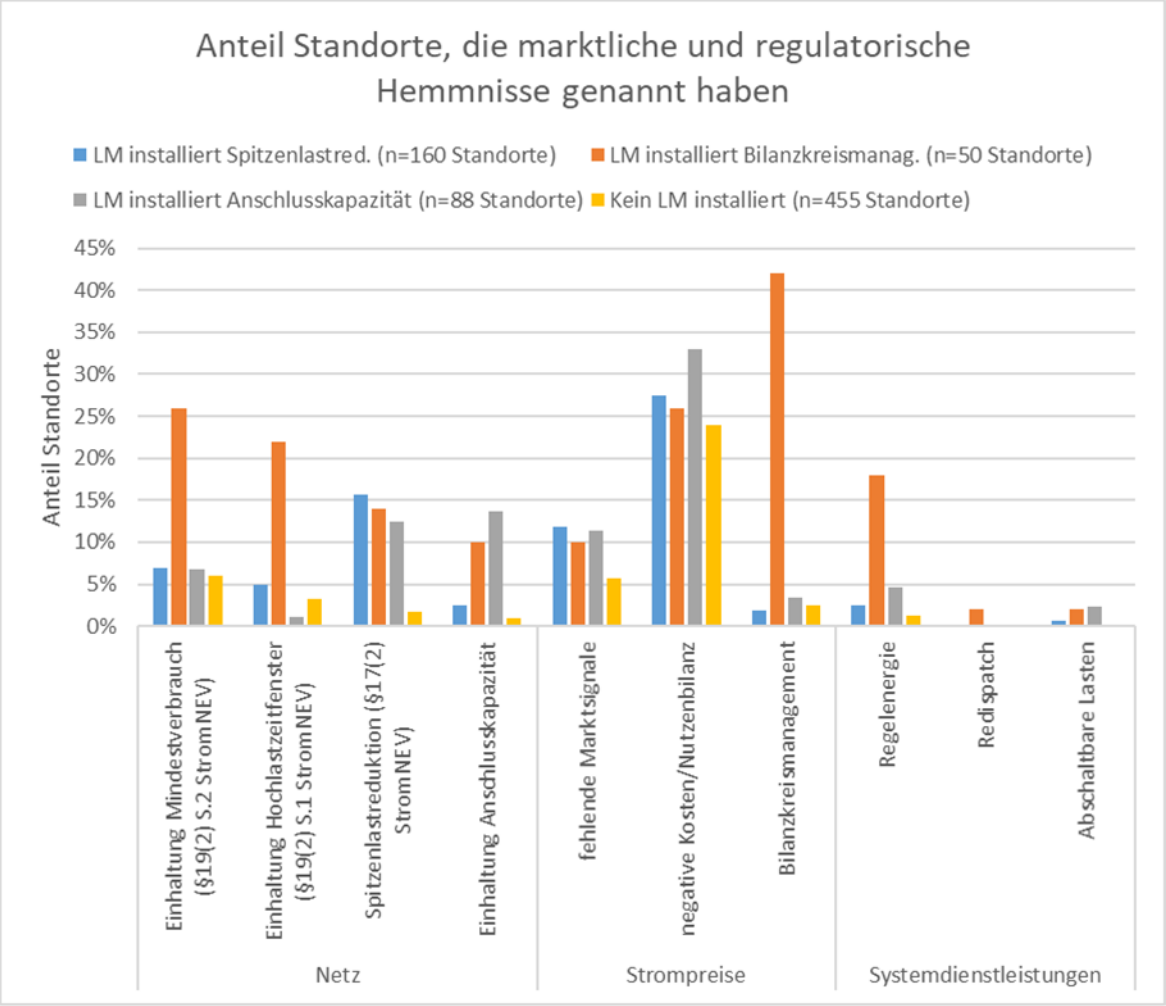
den etwas häufiger von Standorten genannt, die bereits über ein Lastmanagementsystem verfügen bzw. auf Strompreise reagieren können oder planen das bestehende Lastmanagement auszuweiten.

Ein noch besseres Verständnis der einzelnen Standortangaben zu den marktlichen und regulatorischen Hindernissen ergibt sich, wenn gleichzeitig die Standortangaben für die Begründung zum bisherigen Einsatz von Lastmanagement betrachtet werden (Frage D7[40]).

In der nachfolgenden Abbildung 23 werden dazu Standorte aus Untergruppen (Cluster) vertieft betrachtet, die entweder angeben Lastmanagement aus unterschiedlichen Gründen (Spitzenlastreduktion, Bilanzkreismanagement, Einhaltung Netzanschlusskapazität) einzusetzen oder über kein Lastmanagement verfügen.

[40] Frage D7: Welche Instrumente begründen derzeit den Einsatz von Lastmanagement?

ABBILDUNG 23: VERGLEICH VON MARKTLICHEN UND REGULATORISCHEN HEMMNISSEN VON STANDORTEN DIE LASTMANAGEMENT EINSETZEN BZW. NICHT EINSETZEN IM LMM 2019



Legende:

- „LM installiert Spitzenlastreduktion“ – Antwort zu Frage D6 – Haben Sie in Ihrem Unternehmen ein Lastmanagementsystem etabliert? – Ja; Antwort zu Frage D7 – Welche Instrumente begründen derzeit den Einsatz von Lastmanagement? – Netzentgeltoptimierung durch Spitzenlastreduktion
- „LM installiert Bilanzkreismanagement“ – wie vorgenannt und Antwort zu Frage D7 – Netzentgeltoptimierung durch Spitzenlastreduktion
- „LM installiert Anschlusskapazität“ wie vorgenannt und Antwort zu Frage D7 – Einhaltung der vertraglichen Anschlusskapazität
- „Kein LM installiert“ - Antwort zu Frage D6 – Haben Sie in Ihrem Unternehmen ein Lastmanagementsystem etabliert? – Nein.

Quelle: eigene Darstellung

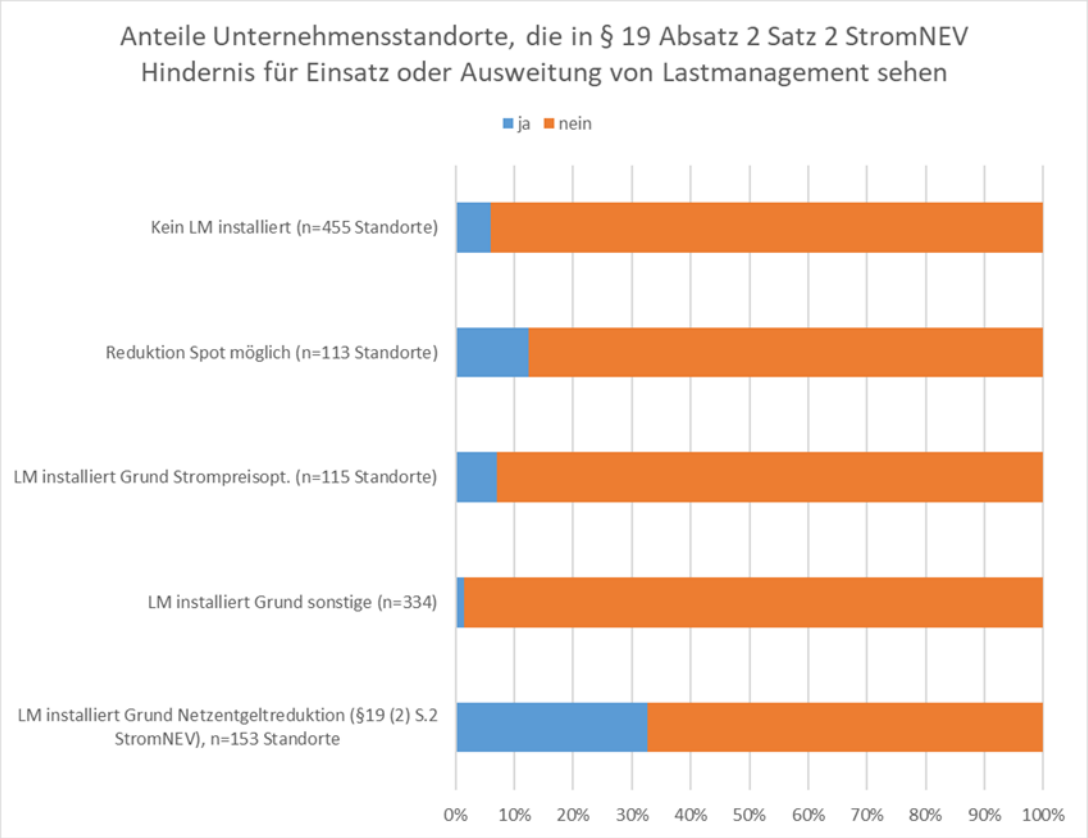
Bei der Befragung sind marktliche und regulatorische Hemmnisse für Lastmanagement häufiger von Standorten genannt worden, die bereits mit Lastmanagement aktiv sind. So sind z. B. Regelungen zur Spitzenlastreduktion nach § 17 Absatz 2 StromNEV oder zur Einhaltung der Anschlusskapazität als Hemmnis von Standorten benannt worden, die ein Lastmanagementsystem aus diesem Grunde einsetzen. Ebenso haben von den 50 Unternehmensstandorten in der Befragung, die heute Lastmanagement für ein Bilanzkreismanagement einsetzen, 42 % angegeben, dass die Regelungen zum Bilanzkreismanagement ein Hemmnis für eine Ausweitung des Lastmanagements darstellen, um z.B. auf Strompreise am Strommarkt zu reagieren. Die Ergebnisse der Befragung zeigen, dass sich für einen Teil der Standorte, die heute bereits Lastmanagement zur Netzentgeltoptimierung durchführen, dadurch Hemmnisse für eine Ausweitung ergeben.

Insbesondere die Regelungen zu den reduzierten Netzentgelten nach § 19 Absatz 2 Satz 2 StromNEV durch intensive Netznutzung (u. a. Einhaltung von Mindestverbrauch und Vollaststunden) ist sowohl ein Grund für den Einsatz von Lastmanagement als auch ein Hindernis für dessen erweiterten Einsatz. In der nachfolgenden Abbildung 24 werden fünf Untergruppen (Cluster) betrachtet:

- kein Einsatz von Lastmanagement,
- Lastmanagement zur Anpassung an Preissignale vom Strommarkt möglich,
- Einsatz Lastmanagement zur Optimierung des Stromeinkaufspreises,
- Einsatz Lastmanagement aus anderen Gründen und
- Einsatz Lastmanagement zur Einhaltung der Netzentgeltprivilegierung nach § 19 Absatz 2 Satz 2 StromNEV.

Für diese Cluster wird dargestellt, zu welchen Anteilen § 19 Absatz 2 Satz 2 StromNEV jeweils als Hindernis für den erstmaligen oder erweiterten Einsatz von Lastmanagement benannt wurde.

ABBILDUNG 24: ANTEIL STANDORTE MIT DEM HEMMNIS § 19 ABSATZ 2 SATZ 2 STROMNEV IM LMM 2019



Legende:

- „Kein LM installiert“: Antwort zu Frage D6 – Haben sie in Ihrem Unternehmen ein Lastmanagementsystem etabliert? – Nein.
- „Reduktion Spot möglich“: Antwort zu Frage D9 – Ist es am Unternehmensstandort möglich, die Last in Abhängigkeit des Strompreises am Spotmarkt zu reduzieren? – Ja.
- „LM installiert Grund …“ – Antwort zu Frage D6 – Haben Sie in Ihrem Unternehmen ein Lastmanagementsystem etabliert? – Ja; Antwort zu Frage D7 – Welche Instrumente begründen derzeit den Einsatz von Lastmanagement? – Optimierung Stromeinkaufspreise, Sonstige oder Netzentgeltreduktion: Einhaltung von § 19 Absatz 2 Satz 2 StromNEV

Quelle: eigene Darstellung

Die Regelung in § 19 Absatz 2 Satz 2 StromNEV wird von über 30 % der Standorte, die gleichzeitig den Einsatz eines Lastmanagementsystems mit der Einhaltung der Voraussetzungen dieser Regelung begründen, als Hemmnis angegeben, um den Einsatz von Lastmanagement auszuweiten. Damit entsteht zwangsläufig auch ein Hindernis für den Einsatz von Lastmanagement zur Reaktion auf Strompreise am Spotmarkt. Standorte, die kein Lastmanagementsystem bisher einsetzen, haben dieses Hemmnis wenig genannt. Eine mögliche Begründung ist, dass vor allem Unternehmen, die sich mit dieser Regelung beschäftigt haben, diese auch als Hemmnis genannt haben.

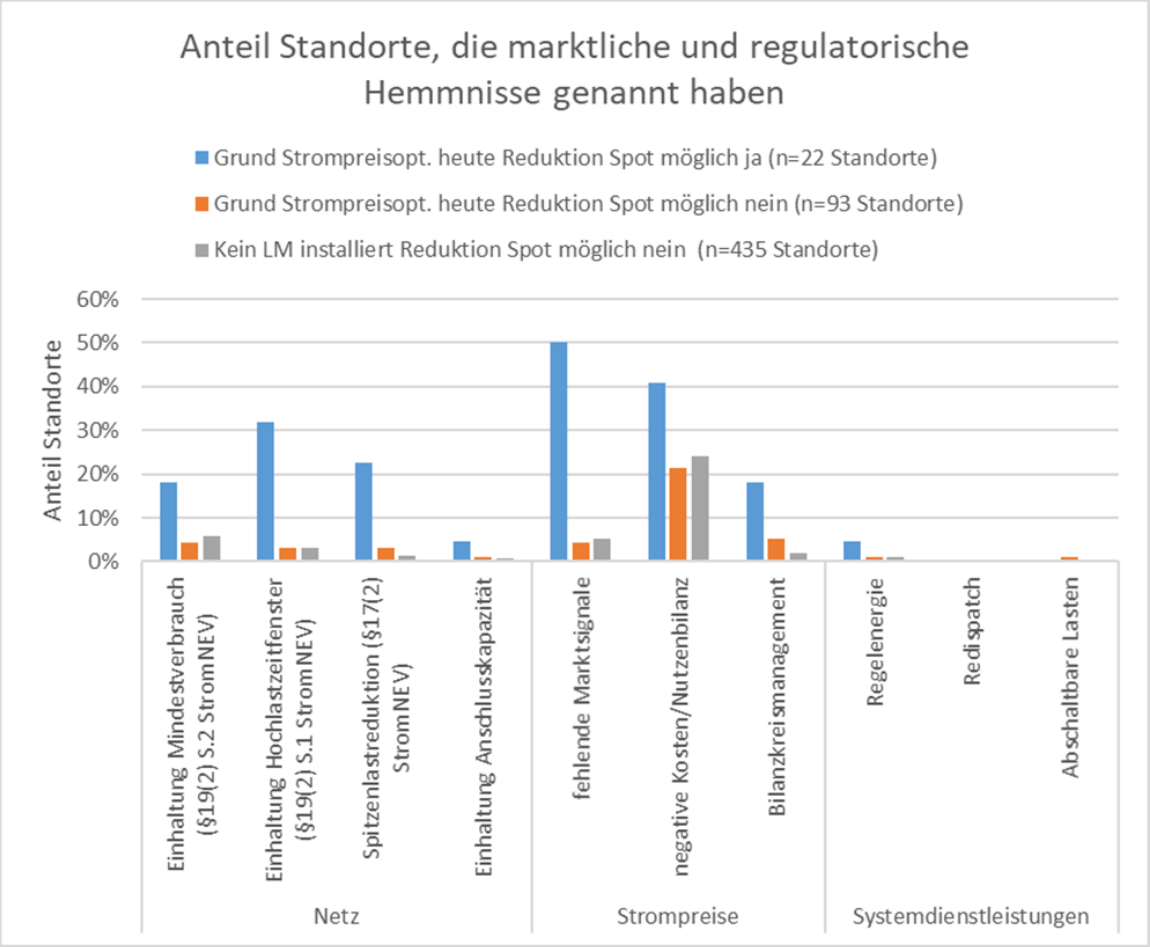
Der Einsatz von Lastmanagement zur Einhaltung der Voraussetzungen für die Netzentgeltreduktion nach § 19 Absatz 2 Satz 2 StromNEV durch intensive Netznutzung ist bei in den Branchen *Grundstoffchemie*, *Glas/Keramik*, *Papier*, *Mineralöl*, *Gummi/Kunststoffe* am stärksten verbreitet (insgesamt 153 Unternehmensstandorte im LMM 2019, 162 im LMM 2018 und 145 im LMM 2017). Von den 153 Unternehmensstandorten im LMM 2019, die Lastmanagement im Rahmen der intensiven Netznutzung nach § 19 Absatz 2 Satz 2 StromNEV einsetzen, sagen 50 Standorte, dass diese Regelung ein Hemmnis für einen zusätzlichen Einsatz von Lastmanagement ist. Von allen im LMM 2019 erfassten Standorten geben insgesamt 82 Standorte § 19 Absatz 2 Satz 2 StromNEV als Hemmnis für eine Ausweitung an (insb. *Chemiestandorte*, *Glas/Keramik*). Das regulatorische Hemmnis § 19 Absatz 2 Satz 2 StromNEV wird damit öfter als das Hemmnis § 17 Absatz 2 StromNEV (Leistungsentgelte auf Basis der Jahresspitzenlast) genannt, welches nur 46 Standorte im gesamten LMM 2019 angegeben haben. Beide Hemmnisse - Spitzenlastreduktion und intensive Netznutzung - werden seltener gemeinsam als Hemmnis genannt (nur 16 Standorte nennen beide Hemmnisse), was darauf hindeutet, dass es sich hierbei um Unternehmensstandorte mit unterschiedlichen Verbrauchsstrukturen handelt.

Standorte, die heute bereits Lastmanagementsysteme einsetzen, um ihren Stromeinkaufspreis zu optimieren, geben häufig an, dass sie nicht auf Strompreissignale des Spotmarktes reagieren können (93 von 115 Standorten). Dies kann darauf deuten, dass die Standorte zwar Lastmanagement einsetzen, um den gesamten Letztverbraucherpreis (insbesondere inkl. Netzentgelte) zu optimieren, aber aus technischen oder organisatorischen Gründen oder wegen vertraglicher Abnahmeverpflichtungen gegenüber einem Lieferanten oder auch anderen Gründen, die Flexibilität am Strommarkt nicht einsetzen können.

Von den 22 Standorten, die angeben Lastmanagement zur Optimierung des Stromeinkaufspreises einzusetzen und auf Strompreissignale reagieren zu können, gibt die Hälfte fehlende Marktpreissignale als Hemmnis an (vgl. Abbildung 25). Dieser Cluster an Standorten ist für die Hemmnis-Auswertung besonders interessant, da bereits Erfahrungen mit dem Einsatz von Lastmanagementsystemen zur Optimierung des Stromeinkaufspreises bestehen und gleichzeitig eine grundsätzliche Möglichkeit gesehen wird, um auf Strompreissignale am Spotmarkt zur

Lastreduktion zu reagieren. In diesem Cluster werden neben fehlenden Marktsignalen auch die Regelungen zu den Netzentgelten überdurchschnittlich häufig als Hemmnis genannt.

ABBILDUNG 25: VERGLEICH HEMMNISSE FÜR STANDORTE MIT LASTMANAGEMENT FÜR REDUKTION STROMEINKAUFSPREISE UND MÖGLICHKEIT ZUR SPOTMARKREAKTION IM LMM 2019



Legende:

- „Grund Strompreisoptimierung heute Reduktion Spot möglich ja/nein“: Kombination, wenn bei Antwort zu Frage D7 – Welche Instrumente begründen derzeit den Einsatz von Lastmanagement? – Optimierung Stromeinkaufspreis und bei Antwort zu Frage D9 – Ist es am Unternehmensstandort möglich, die Last in Abhängigkeit des Strompreises am Spotmarkt zu reduzieren? – Ja/Nein.
- „Kein LM installiert Reduktion Spot möglich “: Antwort zu Frage D6 – Haben sie in Ihrem Unternehmen ein Lastmanagementsystem etabliert? – Nein und bei Antwort zu Frage D9 – Ist es am Unternehmensstandort möglich, die Last in Abhängigkeit des Strompreises am Spotmarkt zu reduzieren? – Nein.

Quelle: eigene Darstellung

Aus den Auswertungen der marktlichen und regulatorischen Hemmnisse zeigt sich, dass ein negatives Kosten / Nutzen-Verhältnis sowie fehlende Marktsignale als größtes Hemmnis wahrgenommen werden. Insbesondere bei Standorten, die heute Lastmanagement zur Preisoptimierung beim Stromeinkauf einsetzen und zu

einer preisbasierten Lastreduktion in der Lage sind, werden fehlende Marktsignale als größtes Hemmnis genannt. Insgesamt ist die Anzahl an Standorten, die auf Strompreissignale vom Spotmarkt reagieren können mit 113 allerdings relativ gering. Dies ist gut mit den relativ niedrigen Strompreisen der letzten Jahre erklärbar, denn bei niedrigen Strompreisen können die Unternehmen mit der Lastreduktion auch nur einen geringeren Nutzen erzielen.

Viele Standorte, die bisher kein Lastmanagement einsetzen, haben sich eventuell noch nicht mit marktlichen und regulatorischen Hemmnissen beschäftigt und geben dann nur technische Hemmnisse und organisatorische Hemmnisse an.

7.6. Fazit zur Nutzung und zu den Hemmnissen für Lastmanagement

Die Hälfte der Unternehmensstandorte in der Befragung setzen bereits ein Lastmanagementsystem ein. Dieses wird am häufigsten zur Optimierung der individuellen Netzentgeltkosten eingesetzt. Für eine Reaktion auf Stromeinkaufspreise wird es bisher nur bei einer kleineren Zahl von Unternehmensstandorten eingesetzt.

Die am häufigsten genannten Hemmnisse für den erstmaligen oder erweiterten Einsatz von Lastmanagement, die zu den Unternehmensstandorten genannt werden, sind technische Hemmnisse und organisatorische Hemmnisse wie aufeinander aufbauende Produktionsprozesse, Produktqualität und Lieferverpflichtungen. Standorte, die bisher kein Lastmanagementsystem einsetzen, gaben häufiger fehlende Potenziale als Hemmnis an als Standorte, die bereits ein Lastmanagementsystem installiert haben. Standorte, die heute bereits Lastmanagement betreiben, geben meist mehrere Hemmnisse für dessen erweiterten Einsatz an, insbesondere marktliche und regulatorische Hemmnisse. Hier sind die wichtigsten Hemmnisse eine negative Kosten / Nutzen-Bilanz und bisher fehlende Marktsignale. Das meistgenannte regulatorische Hemmnis beim Einsatz von Lastmanagement liegt in den bestehenden Rahmenbedingungen zur Optimierung der Netzentgeltkosten, d. h. in den Regelungen zu § 17 und § 19 StromNEV. Insbesondere die intensive Netznutzung entsprechend § 19 Absatz 2 Satz 2 StromNEV wird von Unternehmensstandorten als Hemmnis genannt.

Anhang A: Methodik zur Plausibilisierung und Bereinigung der Datensätze

Im Folgenden wird der Prozess der in Abschnitt 3.2 beschriebene Datenplausibilisierung in höherer Detailschärfe dargelegt. Dazu wird zunächst der Prozess des automatisierten Angabenabgleichs mithilfe logischer Prüfungen beschrieben. Darauffolgend werden die für eine weitere Kontrolle abgeleiteten Kennzahlen beschrieben und erklärt. Schließlich wird auch die nach jedem dieser beiden Schritte erfolgende Einzelprüfung und Kategorisierung näher ausgeführt.

1. Automatisierter Angabenabgleich

Der Umfang der zu jeweils einem Unternehmensstandort vorliegenden Angaben ermöglicht es, eine ausführliche Datenplausibilisierung mittels logischer und automatisierter Prüfungen durchzuführen. Als vorbereitenden Schritt für diesen automatisierten Angabenabgleich werden zunächst fehlende Angaben identifiziert und gekennzeichnet. Dies ist notwendig, da diese keine grundsätzliche Auffälligkeit konstituieren, aber ansonsten in den logischen Abgleichen zu häufigen Fehlermeldungen führen. Somit wird vermieden, dass zusätzlich zu den eigentlich unplausiblen Werten auch Datenpunkte mit fehlenden Einträgen geprüft werden müssen. Ist beispielsweise die Monatshöchstlast (MHL) eines bestimmten Monats nicht angegeben, für die entsprechende Monatsminimallast (MML) aber ein Lastwert größer null angegeben, dann kann die logische Prüfung MHL ≥ MML nicht erfüllt werden. Dies bedeutet aber in diesem Falle nicht, dass die entsprechende MML fehlerhaft sein muss.

Darüber hinaus werden Unternehmensstandorte ausgeschlossen, die sich dem fahrplangebundenen Personen- und Güterverkehr oder der Energieversorgung zurechnen lassen. Da solche Standorte bei der Potenzialermittlung nicht berücksichtigt werden, stellt dies eine weitere mögliche Maßnahme zur Verringerung des Prüfungsaufwandes dar.

Automatisiert vergleichbar sind die Angaben der Unternehmen zu Jahresstromverbräuchen, Anschlusskapazitäten, Eigenerzeugungskapazitäten, gemessenen Lastwerten und angegebenen Lastwerten. Im Einzelnen sind dies:

- die viertelstundenscharfe **MHL** (Monatshöchstlast) eines jeden Monats des Betrachtungszeitraumes, also 27 je Abfrage;
- die viertelstundenscharfe **MML** (Monatsminimallast) eines jeden Monats des Betrachtungszeitraumes, also 27 je Abfrage;
- **STL** (Stichtageslast); zeitgleich gemessene Lasten zu ausgewählten Zeitpunkten. In der Abfrage LMM 2017 wurden insgesamt 10 Zeitpunkte abgefragt, in den darauffolgenden Abfragen 2018 und 2019 jeweils 24 Zeitpunkte (12 je Winter);
- **LiM** (Last im Mittel) eines jeden Monats des Betrachtungszeitraumes, also 27 je Abfrage. Diese bezieht sich in den Abfragen 2017 bis 2019 auf den Zeitraum werktags 8.00 – 20.00 Uhr;
- **RL** (Reduktionslasten); angegebene theoretische Minimallasten eines Standortes, der angegeben hat, in Abhängigkeit des Spotmarktes seine Last verringern zu können. Die RL setzt eine Vergütung von 10.000 EUR / MWh für die reduzierte Strommenge und eine Vorlaufzeit von mindesten 12 Stunden voraus. Sie bezieht sich in den Abfragen 2017 bis 2019 auf den Zeitraum werktags 8.00 bis 20.00 Uhr in den Wintermonaten November bis Februar. Die RL werden für verschiedene Reduktionsdauern einzeln abgefragt. In den vorliegenden Abfragen sind dies:
    - Reduktionsdauer von **15 Minuten** (nur in den Abfragen zum LMM 2018 und LMM 2019)
    - Reduktionsdauer von mindestens **einer Stunde**
    - Reduktionsdauer von mindestens **vier Stunden**
    - Reduktionsdauer von mindestens **acht Stunden**
    - Reduktionsdauer **von einer Stunde an fünf aufeinanderfolgenden Werktagen**
    - Reduktionsdauer von **vier Stunden an fünf aufeinanderfolgenden Werktagen**
    - Reduktionsdauer von **acht Stunden an fünf aufeinanderfolgenden Werktagen**

- die Summe aus **Anschlusskapazitäten** und **Eigenerzeugungskapazitäten**. Da die abgefragten Lastwerte explizit auch Verbrauch aus Eigenerzeugung einschließen, ist im Rahmen einer logischen Prüfung auch nur die Summe dieser Werte mit Lastwerten vergleichbar;
- angegebene **Jahresstromverbräuche** über alle Entnahmestellen unter Einbeziehung von Eigenerzeugungsanlagen.

Ebenso wie die Jahresstromverbräuche beziehen sich auch alle Lastwerte (MHL, MML, STL, LiM, RL) auf die Summe über alle Entnahmestellen unter Miteinbeziehung von Eigenerzeugungsanlagen. Eine Übersicht der vergleichbaren Angaben und möglicher Prüfungen ist in Abbildung 26 dargestellt.

ABBILDUNG 26: ÜBERBLICK VERGLEICHBARER ANGABEN (JE MONAT/JAHR)

	MHL	LiM	MML	STL	Kapazitäten (Summe aus Netzanschlusskapazität und allen Eigenerzeugungsanlagen)	Stromverbrauch
LiM	***MHL stets größer***					
MML	***MHL stets größer***	***MHL stets größer***				
STL	***MHL des betreffenden Monats stets größer***					
Kapazitäten (Summe aus Netzanschlusskapazität und allen Eigenerzeugungsanlagen)	***MHL kleiner gleich Kapazitäten***	***LiM kleiner gleich Kapazitäten***	***MML kleiner gleich Kapazitäten***	***STL kleiner gleich Kapazitäten***	***min. 1,14 MW*****	
Stromverbrauch	*nicht sinnvoll vergleichbar*	*(Prüfung ausschl. über Kennzahl)*	*nicht sinnvoll vergleichbar*	*nicht sinnvoll vergleichbar*	***Jahresstromverbrauch mit Kapazitäten erreichbar?***	***min. 10 GWh/a***
RL	***MHL stets größer***	***Vergleich Größenordnung***	***Vergleich Größenordnung***	***Vergleich Größenordnung***	***RL kleiner gleich Kapazitäten***	*nicht sinnvoll vergleichbar*

Quelle: Eigene Darstellung.

* 1,14 MW sind die notwendige Kapazität, um mit einer 24h-Bandlast einen Jahresstromverbrauch von 10 GWh zu erreichen.

Die gemessenen und angegebenen, theoretischen Lastwerte werden untereinander auf Konsistenz geprüft. Das bedeutet, dass alle Vergleichswerte innerhalb eines Monats in einer schlüssigen Relation zueinander liegen müssen. So müssen

etwa LiM, MML und STL unterhalb der jeweiligen MHL liegen oder mit ihr identisch sein. Beim Vergleich mit der STL ist insbesondere darauf zu achten, die entsprechende Monatsreferenz zu wählen (also bspw. die MHL des Dezembers für eine am 14.12. gemessene STL). Die RL sollte ebenfalls unterhalb der MHL liegen. Obwohl eine Abweichung keine eindeutige Unplausibilität konstituiert, ist dies doch eine Auffälligkeit, die zumindest auf ein Missverstehen der Frage hindeutet und somit eine weitere Überprüfung erfordert. Ein analoger Vergleich lässt sich anhand der MML durchführen, die jeweils kleiner gleich der entsprechenden MHL / LiM / STL / RL sein muss.

Darüber hinaus lassen sich die Lastwerte mit der Summe aus Anschlusskapazitäten aller angegeben Zählpunkte sowie der Leistung der aufgeführten Eigenerzeugungsanlagen vergleichen. Die gesamten Kapazitäten müssen ausreichen, um die angegebenen Lasten zu erreichen. Zusätzlich sollten diese ausreichen, um bei 8.760 Volllaststunden (8.784 in Schaltjahren) einen Jahresstromverbrauch von 10 GWh zu erreichen. Die dafür notwendige Mindestkapazität beträgt 1,14 MW. Der Stromverbrauch wird zunächst einer einfachen Prüfung unterzogen, ob er 10 GWh erreicht. Außerdem kann, in Anlehnung an die obige „1,14 MW“ – Prüfung, ein Vergleich mit den Anschlusskapazitäten durchgeführt werden. Entsprechend muss die Summe der Kapazitäten ausreichen, um den Jahresstromverbrauch zu erreichen.

Im Anschluss an diese automatisierten logischen Prüfungen werden alle als auffällig identifizierten Datenpunkte einer händischen Einzelprüfung unterzogen. Es erfolgt eine Sortierung der Daten, um den Arbeitsaufwand für den zweiten Schritt zu verringern. So werden eindeutig als fehlerhaft identifizierte Angaben nicht erneut geprüft, während auffällige aber als unbedenklich eingestufte Datenpunkte mit den sonstigen Standorten in die nächste Prüfung eingehen.

2. Überprüfung anhand von Kennzahlen

Als zusätzlicher Prüfungsschritt erfolgt anschließend eine Überprüfung des Datensatzes anhand von Kennzahlen. Dies geht über die einfachen logischen Abgleiche des vorangegangenen Schrittes hinaus. Je nach Kennzahl muss nicht jede auf diese Weise identifizierte Auffälligkeit eine Inkonsistenz darstellen. Aus diesem Grund ist auch hier eine weitere abschließende Einzelprüfung notwendig. Wie zur

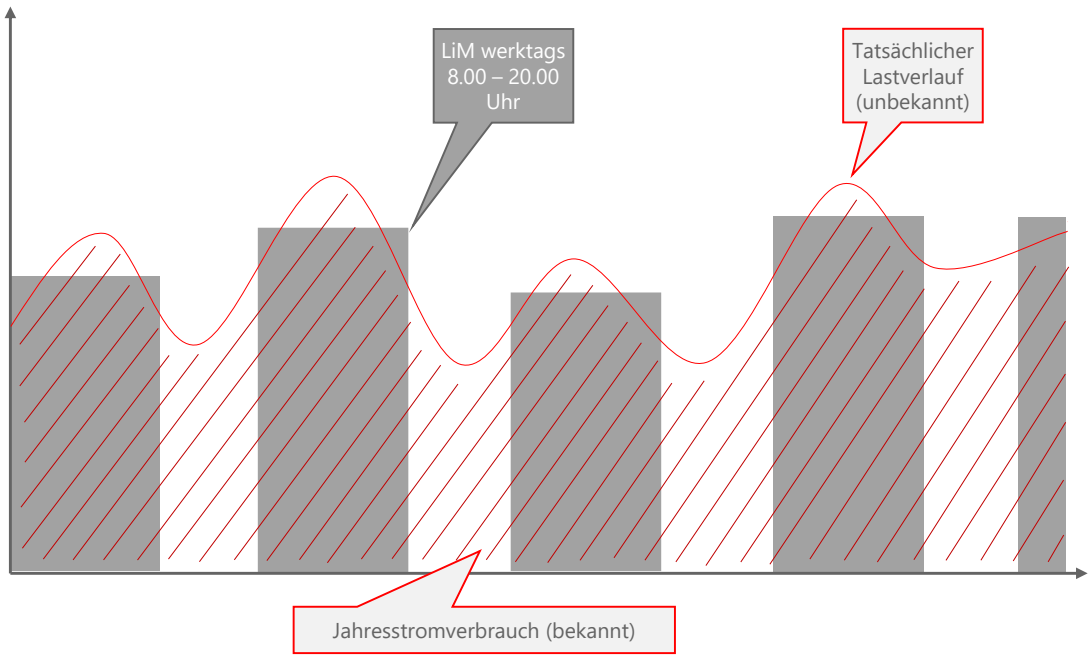
ersten Einzelprüfung beschrieben, gehen nur bislang unauffällige oder auffällige, aber als unbedenklich eingestufte Datenpunkte in diesen Schritt ein. Damit wird ein Mehraufwand in der zweiten Einzelprüfung vermieden, da ansonsten zahlreiche Ausschläge von Kennzahlen auf bereits identifizierte Fehler zurückzuführen wären. Im Folgenden werden die zur Prüfung genutzten Kennzahlen näher beleuchtet.

Eine sog. **LiM-Verbrauchsabdeckung** dient der Plausibilisierung der Jahresstromverbräuche und der LiM. Beide sind nicht direkt vergleichbar, da in der LiM nur die Zeiträume werktags 8.00 -20.00 Uhr abgebildet sind. Allerdings lässt sich aus der LiM der jährliche Verbrauch in diesem Zeitraum ableiten, welcher in keinem Fall vom angegebenen Jahresstromverbrauch unterschritten werden darf. Sollte die LiM-Verbrauchsabdeckung 100 % überschreiten, so konstituiert dies entsprechend eine eindeutige Auffälligkeit. Bei der Berechnung dieser Verbrauchsuntergrenze ist die unterschiedliche Stundenzahl je Monat (insb. im Falle von Schaltjahren) zu berücksichtigen. Die LiM-Verbrauchsabdeckung errechnet sich entsprechend als:

$$LiM - Verbrauchsabdeckung = \frac{Jahresstromverbrauch\ (werktags, 8.00 - 20.00\ Uhr)}{Jahresstromverbrauch} \leq 100\%$$

Abbildung 27 verdeutlicht den untersuchten Zusammenhang zwischen dem bekannten Jahresstromverbrauch, der unbekannten Last, und der Last im Mittel im Zeitraum werktags, 8.00 – 20.00 Uhr.

ABBILDUNG 27: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DER LIM-VERBRAUCHSABDECKUNG



Quelle: Eigene Darstellung.

Eine weitere zur Plausibilisierung von LiM und Jahresstromverbräuchen genutzte Kennzahl sind die **relative Durchschnittslast**. Die Kennzahl entspricht dem gemessenen Jahresstromverbrauch geteilt durch den Jahresstromverbrauch, der sich bei Extrapolation der LiM auf die nicht erfassten Zeiträume (also außerhalb des Zeitfensters werktags, 8.00 – 20.00 Uhr) ergeben würde:

$$relative\ Durchschnittslast = \frac{Jahresstromverbrauch}{\sum(LiM * Monatsstunden)}$$

Bei relativ durchgängigem Betrieb – d.h., die Last im Mittel für den angegebenen Zeitraum 8.00 -20.00 Uhr entspricht ungefähr der (unbekannten) Last im Mittel 0.00 -24.00 Uhr (d.h. einschließlich des unbekannten LiM-Raums 20:00-8:00 Uhr) – ist eine relative Durchschnittslast von nahe 1 zu erwarten. Bei der Auswertung wurden der Wertebereich von 0,5 bis 2 als unbedenklich eingestuft und nicht weiter geprüft. Relative Durchschnittslasten außerhalb dieses Bereichs können, müssen aber keine Inkonsistenz darstellen. Insbesondere könnten hier Branchenzuordnung und etwaige Kommentare Aufschluss geben. Somit konstituieren zu hohe / niedrige relative Durchschnittslasten für sich genommen

noch keine eindeutige Unplausibilität. Eine Einzelfallprüfung ist demnach notwendig.

Eine weitere genutzte Kennzahl sind die **Volllaststunden** je Unternehmensstandort. Geprüft werden hier die Anschlusskapazität, die Eigenerzeugungskapazität, sowie die Jahresstromverbräuche. Die Vollaststunden errechnen sich aus dem Jahresstromverbrauch dividiert durch die Summe aller Anschlussleistungen über alle Zählpunkte des Unternehmensstandortes, zuzüglich der angegebenen Kapazitäten zur Eigenerzeugung:

$$Volllaststunden = \frac{Jahresstromverbrauch}{Anschlussleistung + Eigenerzeugungskapazität}$$

Bei der Auswertung wurden Volllaststunden zwischen 1.000 und 8.000 Stunden p.a. als unbedenklich eingestuft und nicht weiter geprüft. Volllaststunden außerhalb dieses Bereiches sind (wie zuvor bei Jahresbenutzungsstunden) nicht eindeutig problematisch und müssen einer Einzelfallprüfung unterzogen werden. Eine Ausnahme stellen Vollaststunden oberhalb von 8.760 Stunden (8.784 Stunden in Schaltjahren) dar, welche eine eindeutige Unplausibilität konstituieren.

Zur Prüfung der Lastwerte MHL, MML, LiM und der zeitgleichen Stichtageslasten wird weiterhin die **Amplitude der Lastschwankung** berechnet. Diese berechnet sich als (monatlicher) Prozentwert der Lastschwankung um die jeweiligen LiM und dient der Identifikation von zu prüfenden Ausreißern. Je Monat ergibt sie sich als:

$$Amplitude = \frac{\max\left[(MHL - LiM), (LiM - MML), |STL - LiM|\right]}{LiM}$$

Die jeweiligen Stichtageslasten müssen dabei den entsprechenden Monaten und den korrespondierenden LiM zugeordnet werden, weil die Anzahl der zu prüfenden Werte über den Betrachtungszeitraum variiert. Amplituden von bis zu 1.000 % der Last im Mittel wurden als unproblematisch eingeordnet. [41] Amplituden oberhalb dieser Marke sind (wie zuvor bei Jahresbenutzungsstunden) nicht direkt eindeutig als unplausibel zu betrachten und müssen weiter geprüft

[41] Das entspricht 97,5 % der betrachteten maximalen monatlichen Amplituden im Datensatz des LMM 2018.

werden. Auch hier können Kommentare und Branchenzugehörigkeit Aufschluss über die Plausibilität der Angaben geben.

Die final geprüfte Kennzahl je Standort ist der **Anteil des Jahresstromverbrauchs am Jahresstromverbrauch der AGEB-Branche.** Der Jahresstromverbrauch eines einzelnen Standorts kann den Jahresstromverbrauch der zugehörigen AGEB-Branche nicht überschreiten. Auch auffällig hohe Anteile deuten bereits auf eine Unplausibilität hin, weshalb Anteile ab 25% einzeln geprüft werden. Der Schwellenwert von 25% wurde gewählt, da im Bereich der Metallerzeugung einzelne Standorte einen Anteil zwischen 20 und 24 % erreichen können.

Im Anschluss an diesen zweiten Prüfdurchlauf mittels Kennzahlen werden alle zusätzlich als auffällig identifizierten Datenpunkte einer händischen Einzelprüfung unterzogen. Insgesamt wurden pro Abfrage durch die automatisierten, logischen Prüfungen und die Prüfungen anhand von Kennzahlen zusammen rund ein Drittel der Standorte als prüfungswürdig identifiziert.

3. Kategorisierung, Ausschlüsse, Korrekturen

Die im Rahmen der Abschnitte 1 und 2 identifizierten Unternehmensstandorte werden jeweils in einem zweiten Arbeitsschritt im Rahmen einer Einzelprüfung kategorisiert.

Kategorie A umfasst unkritische Fälle, die nach der Überprüfung als unbedenklich eingestuft werden können. Hierunter fallen etwa Auffälligkeiten durch gerissene Kennzahlen, die nicht zwangsläufig eine Unplausibilität konstituieren müssen, und die nicht zur Aufdeckung einer solchen geführt haben. Weitere Beispiele sind einzelne RL oberhalb der korrespondierenden MHL, die keine zwangsläufige Inkonsistenz repräsentieren (und ohnehin zu Potenzialen von 0 führen würden), sowie Fälle in denen einer von zwei Jahresstromverbräuchen unterhalb von 10 GWh lag.

Kategorie B beschreibt auffällige, aber als rettbar eingestufte Datenpunkte, die sich korrigieren lassen. Dies umfasst beispielsweise offensichtliche Einheitenfehler, insbesondere das Vertauschen von kW und MW, Formatierungsfehler und eindeutige Kommafehler (nur bei einzelnen und ungewöhnlichen Ausreißern). Aufgrund häufigen Auftretens besonders

hervorzuheben ist die „Viertelstundenproblematik“, die Vewechlung von Lastwerten (MW) und Verbräuchen (MWh): einzelne Lastwerte werden viertelstundenscharf erfragt. Dies scheint bei einigen Rezipienten zu einem Missverständnis geführt zu haben: der stündliche Lastwert wurde durch vier geteilt, oder der viertelstündliche Verbrauch nicht in eine Last umgerechnet, indem dieser mit vier multipliziert wird. Falls diese Problematik eindeutig anhand sonstiger, stundenscharf abgefragter Lastwerte und der Anschluss- bzw. Eigenerzeugungskapazitäten feststellbar ist, sind Fälle von „Viertelstundenproblematik“ korrigierbar. Weiterhin wurden in Fällen, in denen die STL die jeweils korrespondierende MHL überschreiten, die MHL als Ersatzwert für die STL verwendet. Dies dient der Vermeidung zahlreicher Ausschlüsse aufgrund von Überschreitungen im niedrigen einstelligen Prozentbereich. Bei der Identifikation korrigierbarer Datenpunkte wird in hohem Maße der volle Umfang der Angaben der Abfragen genutzt, um sicherzustellen, dass es sich um korrigierbare Fehler handelt und nicht um grundsätzlich unplausible Standortangaben.

Kategorie C umfasst auffällige Fälle, die nicht rettbar sind, aber die betroffenen auffälligen Datenpunkte in der Ermittlung der Potenziale keine Verwendung finden. Daher können diese Standorte bei der Potenzialermittlung verwendet werden. Insbesondere fallen hierunter etwa unplausible Lastangaben, die sich auf den Zeitraum außerhalb der Wintermonate November bis Februar beziehen. Darüber hinaus fallen auch Angaben wie fehlerhafte Anschlusskapazitäten, Eigenerzeugungskapazitäten und Monatshöchstasten der Wintermonate in diese Kategorie.

Kategorie D umfasst auffällige, relevante und nicht rettbare Datenpunkte. Relevant bedeutet in diesem Zusammenhang, dass die Daten direkt in die Potenzialermittlung einfließen und sich auf die Wintermonate November bis Februar beziehen. Diese wurden hier für die Potenzialermittlung aus dem Datensatz ausgeschlossen, da die Möglichkeit einer umfänglichen Nachfassaktion nicht gegeben war.

Kategorie E umfasst Standorte, die aufgrund ihrer Branchenzugehörigkeit nicht in der Analyse berücksichtigt werden. Dies beinhaltet Standorte der Branchen Schienenverkehr sowie Wärme-/Kälte-/Elektrizitätsversorgung.

Die Ergebnisse dieser Kategorisierung für die LMM-Abfragen 2017 bis 2019 sind in Tabelle 1 im Haupttext dargestellt. In Zukunft empfehlen wir zur Rettung von Datenpunkten der Kategorie D eine Kontaktaufnahme mit dem ausfüllenden Unternehmen im Rahmen einer Nachfassaktion. Darüber hinaus kann sowohl eine Korrektur fehlerhafter Daten im Rahmen der Auswertung (Kategorie B) als auch die Aufnahme eigentlich auffälliger Datenpunkte (Kategorie C) nur eine second-best-Lösung darstellen. Zukünftig empfehlen wir also auch hier eine Nachfassaktion und die Kontaktaufnahme mit ausfüllenden Unternehmen.

Anhang B: Plausibilisierungsmethodik zur Ermittlung der Lastreduktionspotenziale befragter Unternehmen

Es wurden zwei methodische Ansätze zur Ermittlung der Lastreduktionspotenziale der befragten Unternehmensstandorte entwickelt: die STL-Methode als Hauptmethode, welche in Abschnitt 5.1 im Haupttext erläutert wird (Ergebnisse im Abschnitt 5.2), und die LiM-Methode (LiM = Last im Mittel), mithilfe derer die Ergebnisse auf Robustheit geprüft und validiert werden. Im Kern unterscheiden sich die Methoden darin, welche Daten als Baseline für die Last ohne Lastmanagement eines bestimmten Unternehmensstandorts verwendet werden. Dies können die Daten zu den STL oder der LiM sein. Da die LiM-Methode sich immer auf einen Lastmittelwert eines bestimmten Zeitraums bezieht und daher nicht selektiv Situationen mit hohen Strompreisen adressiert, kann mit dieser Methode nur das gesamte erschlossene Potenzial von marktflexiblen Standorten ermittelt werden (eine Differenzierung nach bereits genutzten und ungenutzten Potenzialen ist hier anders als bei der STL-Methode nicht möglich). Ebenso wie mit der STL-Methode kann LiM-Methode auch das unerschlossene Potenzial (von marktflexiblen und nicht marktflexiblen Standorten) ermittelt werden.

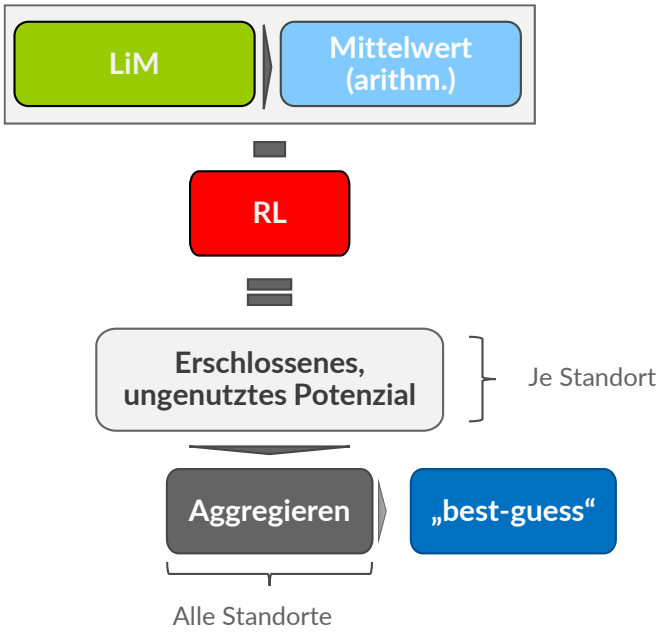
Die LiM-Methode dient der Plausibilisierung der Ergebnisse der STL-Methode als Hauptmethode. Durch die Verwendung der LiM „verschmieren“ die Lastverläufe von Unternehmensstandorten eher; gleichzeitig ist dies ein tendenziell konservativerer Ansatz, da mittlere Lasten des LiM-Zeitraums betrachtet werden. Diese sind im Erwartungswert tendenziell geringer als einzelne STL, die explizit zu Hochlastzeitpunkten erfragt werden. Die resultierenden Potenziale sind also ebenfalls tendenziell geringer. Die neue Definition des LiM-Zeitraums ab der Abfrage des LMM 2021 auf werktags 16-20 Uhr (im LMM 2017 bis 2019 werktags 8-20 Uhr) wird künftig zu noch höherer Konvergenz der beiden Methoden führen.

Erschlossenes Potenzial marktflexibler Unternehmensstandorte

Die Ermittlung des *erschlossenen Potenzials* marktflexibler Unternehmensstandorte ist in Abbildung 28 schematisch dargestellt. Im Rahmen der LiM-Methode wird der Median der STL für moderate Strompreise (zur Berücksichtigung der für die Last ohne Lastmanagement) durch den Mittelwert der einzelnen LiM der Wintermonate ersetzt.[42] Das erschlossene Potenzial eines marktflexiblen Standortes ergibt sich aus der Differenz des Mittelwertes der LiM und der Reduktionslast.

Der ‚best-guess' für das erschlossene Potenzial aller befragten Unternehmen ergibt sich aus der Aggregation der Potenziale aller einzelnen Standorte.

ABBILDUNG 28: METHODIK ZUR ERMITTLUNG DES ERSCHLOSSENEN LASTREDUKTIONSPOTENZIALS MARKTFLEXIBLER UNTERNEHMENSSTANDORTE MIT DER LIM-METHODE



Quelle: Eigene Darstellung.

Unerschlossenes Potenzial marktflexibler Unternehmensstandorte

[42] Zum einen ist dies methodisch konsistent und lässt eine sinnvolle Interpretation der Ergebnisse zu; zum anderen entfällt die Notwendigkeit und/oder Möglichkeit der Bereinigung um Ausreißer, da diese ohnehin bereits in der Ermittlung der LiM verwässern.

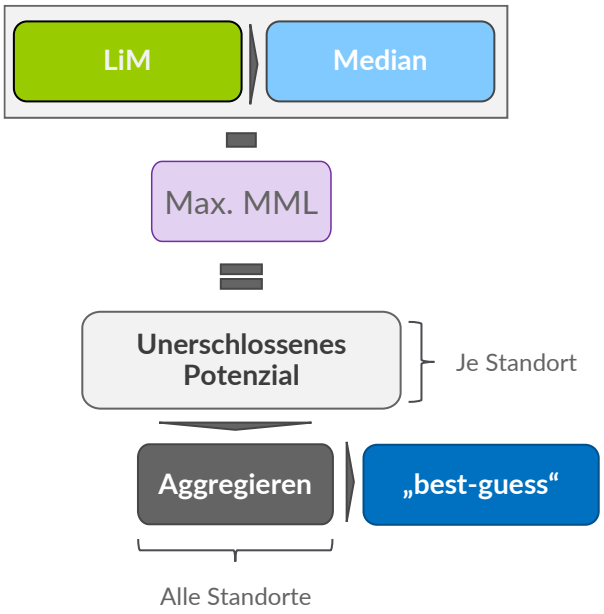
Die Abschätzung des *unerschlossenen Potenzials* marktflexibler Unternehmensstandorte entspricht der Hauptmethode (im Regelfall wird keine STL bzw. LiM benötigt). Einen Sonderfall stellen solche Standorte dar, die angegeben haben, marktflexibel zu sein, aber keine RL angegeben haben. In diesem Falle wird das unerschlossene Potenzial im Rahmen der LiM-Methode (vergleichbar wie für diesen Sonderfall auch bei der STL-Methode) als Differenz zwischen dem Mittelwert der LiM-Werte des Winters und der maximalen MML ermittelt. Die LiM ersetzen also die RL in diesem Sonderfall.

Unerschlossenes Potenzial nicht-marktflexibler Unternehmensstandorte

Für nicht-marktflexible Unternehmensstandorte wird das *unerschlossene Potenzial* entsprechend dem in Abbildung 29 dargestellten Schema ermittelt.

Im Rahmen der LiM-Methode wird auch hier der Median der STL für moderate Strompreise (zur Berücksichtigung der für die Last ohne Lastmanagement) durch den Mittelwert der einzelnen LiM der Wintermonate ersetzt. Das unerschlossene Potenzial eines nicht-marktflexiblen Standortes ergibt sich aus der der Differenz des Mittelwertes und der realisierten Minimallast. Im Sinne einer konservativen und gegen Ausreißer robusteren Abschätzung fließt dabei die höchste MML eines jeweiligen Winters in die Berechnung ein (wie auch bei der STL-Methode). Der ‚best-guess' für das erschlossene Potenzial aller befragten Unternehmen ergibt sich aus der Aggregation der Potenziale aller einzelnen Standorte.

ABBILDUNG 29: METHODIK ZUR ERMITTLUNG DES GESAMTEN UNERSCHLOSSENEN LASTREDUKTIONSPOTENZIALS NICHT-MARKTFLEXIBLER STANDORTE MIT DER LIM-METHODE



Quelle: Eigene Darstellung.

Anhang C: Plausibilisierungsmethodik zur Abschätzung der Potenziale nicht befragter Unternehmen

Die Abschätzung des Lastreduktionspotenzials der nicht befragten Unternehmen erfolgt mittels einfacher Hochrechnung (mit/ohne Betrachtung der Abdeckungsgrade) als Hauptmethode. Zur Plausibilisierung wurde eine zusätzliche konservativere Alternativmethode, die sogenannte Bandlast-Methode, entwickelt. Da die Last der nicht vom Lastmanagement-Monitoring erfassten Unternehmen und Standorte derselben Branchen unbekannt ist, haben wir in konservativer Abschätzung für den gesamten Stromverbrauch der nicht erfassten Unternehmen und Standorte je WZ/Branche eine 24h-Bandlast unterstellt[43].

Die Auswertung wird für jede Potenzialkategorie, jede Branche sowie für marktflexible/nicht-marktflexible Standorte separat durchgeführt. Die Aufteilung der Anteile marktflexibler/nicht-marktflexibler Standorte je Branche im Datensatz wird auf den restlichen Branchenstromverbrauch übertragen. Damit ist hier abweichend von der Hauptmethode nicht unterstellt, dass der unbekannte Rest der Branche die gleiche Laststruktur aufweist wie die befragten Unternehmen, sondern in Sinne einer konservativen Näherung eine 24-Stunden-Bandlast unterstellt. Es wird ein flexibler Anteil dieser Bandlast in Höhe des durchschnittlichen Branchenwertes im Datensatz unterstellt. Dieser entspricht dem jeweiligen Potenzial, geteilt durch die Bezugslast. In Abbildung 26 wird ein Rechenbeispiel für die Bandlastmethode dargestellt. Die Ergebnisse sind Anhang D zu entnehmen.

[43] Die Abschätzung der Last ohne Lastmanagement für Situationen in den Wintermonaten ist konservativ, weil für das Monitoring der Versorgungssicherheit am Strommarkt die Situationen entscheidend sind, in denen der unflexible Stromverbrauch am größten ist und mit der Bandlast-Abschätzung nur eine durchschnittliche Last, d.h. eine tendenziell zu niedrige Last abgeschätzt wird. Zugleich müssen Effekte aus den im Tagesverlauf (insb. Tag / Nacht) unterschiedlichen Lasten in Bezug auf atypische Verbraucher begrenzt werden. Da die Lastreduktionspotenziale für den für die Versorgungssicherheit am Strommarkt relevanten Zeitbereich (gemäß LMM 2021 zwischen 16.00 und 20.00 Uhr) ermittelt werden sollen, muss die abgeschätzte Bandlast auf den Median der STL für moderate Preise begrenzt werden.

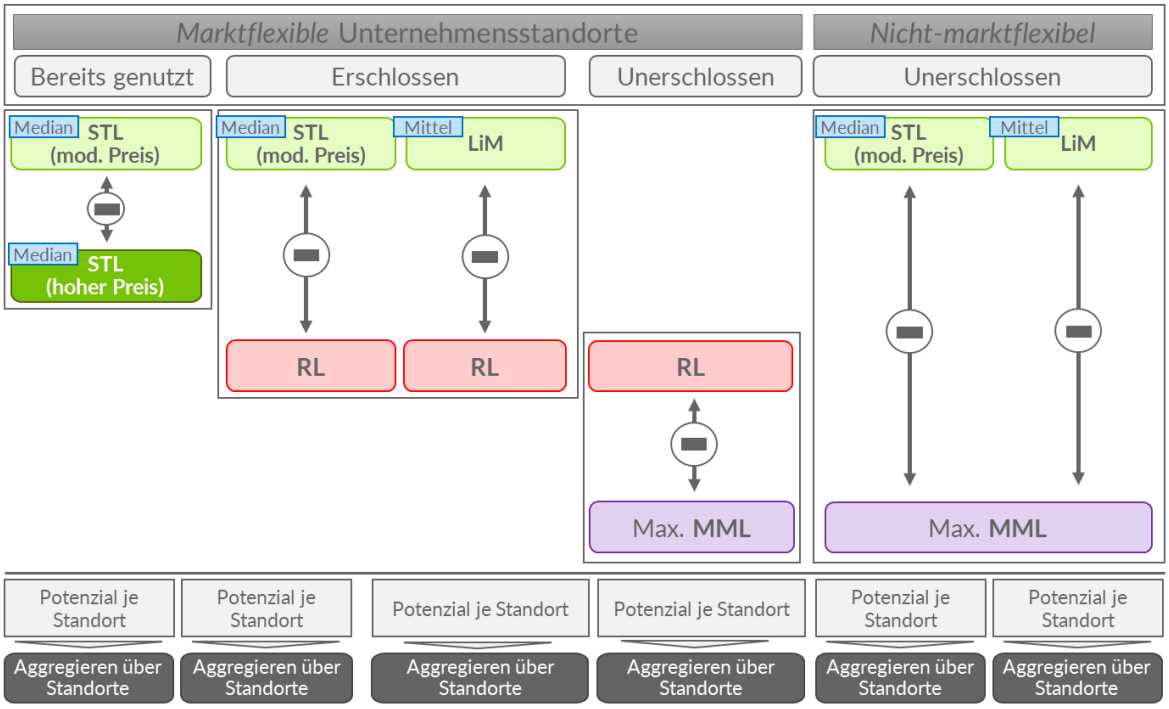
ABBILDUNG 30: RECHENBEISPIEL ZUR BANDLASTMETHODE

Daten des LMM	**Branche X**	**Marktflexibel**		**Nicht-marktflexibel**
	Stromverbrauch	1 TWh		2 TWh
	Bezugslast	300 MW		500 MW
		Erschlossen, ungenutzt	**Unerschlossen**	**Unerschlossen**
	Ermitteltes Potenzial	90 MW	30 MW	100 MW
	Ø branchenspezifisches Potenzial an Last	30%	10%	20%
Statistik	**Insgesamter Branchenstromverbrauch**	12 TWh		
Annahmen	**Stromverbrauch Restbranche**	3 TWh		6 TWh
	24h Bandlast	$= \frac{3\ \text{TWh}}{8760\ \text{h}}$		$= \frac{6\ \text{TWh}}{8760\ \text{h}}$
	Zusätzliches Potenzial	$= \frac{3\ TWh}{8760\ h} * 30\ \%$	$= \frac{3\ TWh}{8760\ h} * 10\%$	$= \frac{6\ TWh}{8760\ h} * 20\ \%$
		= 103 MW	**= 34 MW**	**= 137 MW**

Quelle: Eigene Darstellung.

Anhang D: Ergebnis- und Methodenübersicht

ABBILDUNG 31: METHODENÜBERSICHT POTENZIALERMITTLUNG



Quelle: Eigene Darstellung.

ABBILDUNG 32: LASTREDUKTIONSPOTENZIALE DER BEFRAGTEN UNTERNEHMEN MIT EINER LASTREDUKTION VON MINDESTENS EINER STUNDE (STL-METHODE)

STL-Methode	Winter 2015/2016	Winter 2016/2017	Winter 2017/2018	Winter 2018/2019
Marktflexibel, erschlossen	2.063	2.064	2.112	1.914
Marktflexibel, unerschlossen	623	562	504	469
Nicht-marktflexibel, unerschlossen	5.043	4.637	4.720	4.848
Gesamt	7.729	7.262	7.336	7.231

Quelle: Eigene Darstellung.

ABBILDUNG 33: LASTREDUKTIONSPOTENZIALE DER BEFRAGTEN UNTERNEHMEN MIT EINER LASTREDUKTION VON MINDESTENS EINER STUNDE – PLAUSIBILISIERUNG STL-METHODE MIT LIM-METHODE

STL/LiM-Methode		Winter 2015/2016	Winter 2016/2017	Winter 2017/2018	Winter 2018/2019
Marktflexibel, erschlossen	Potenzialermittlung (1h) - STL	2.063	2.064	2.112	1.914
	Potenzialermittlung (1h) - LiM	1.880	1.900	1.912	1.815
Marktflexibel, unerschlossen	Potenzialermittlung (1h) - STL	623	562	504	469
	Potenzialermittlung (1h) - LiM	535	477	493	454
Nicht-marktflexibel, unerschlossen	Potenzialermittlung (1h) - STL	5.043	4.637	4.720	4.848
	Potenzialermittlung (1h) - LiM	4.226	3.957	4.470	4.161
Gesamtpotenzial	Potenzialermittlung (1h) - STL	7.729	7.262	7.336	7.231
	Potenzialermittlung (1h) - LiM	6.642	6.334	6.874	6.429

Quelle: Eigene Darstellung.

ABBILDUNG 34: ERSCHLOSSENES LASTREDUKTIONSPOTENZIAL MARKTFLEXIBLER UNTERNEHMENSSTANDORTE IN ABHÄNGIGKEIT DER DAUER DER LASTREDUKTION (STL-METHODE)

STL-Methode	Winter 2015/2016	Winter 2016/2017	Winter 2017/2018	Winter 2018/2019
Reduktionsdauer mind. 1 Stunde	2.063	2.064	2.112	1.914
Reduktionsdauer mind. 4 Stunden	1.444	1.460	1.427	1.294
Reduktionsdauer mind. 8 Stunden	1.154	1.166	1.228	1.161
Reduktionsdauer mind. 15 Min.	-	-	2.128	1.923

Quelle: Eigene Darstellung.

ABBILDUNG 35: ABSCHÄTZUNG DER WAHRSCHEINLICHEN LASTREDUKTIONSPOTENZIALE IN DEN BEFRAGTE BRANCHEN INKLUSIVE NICHT ERFASSTER UNTERNEHMEN UND STANDORTE (LMM 2019) – EINFACHE HOCHRECHNUNG)

STL-Methode		Winter 2015/2016	Winter 2016/2017	Winter 2017/2018	Winter 2018/2019
Marktflexibel, erschlossen	Potenzialermittlung	2.063	2.064	2.112	1.914
	Potenzialabschätzung v. Branchen mit Abdeckungsgrad >25%	2.680	2.686	2.730	2.485
	Potenzialschätzung aller befragten Branchen	4.302	4.240	3.568	3.179
Marktflexibel, unerschlossen	Potenzialermittlung	623	562	504	469
	Potenzialabschätzung v. Branchen mit Abdeckungsgrad >25%	1.033	946	755	801
	Potenzialschätzung aller befragten Branchen	1.089	999	963	989
Nicht-marktflexibel, unerschlossen	Potenzialermittlung	5.043	4.637	4.720	4.848
	Potenzialabschätzung v. Branchen mit Abdeckungsgrad >25%	7.899	7.294	6.646	7.530
	Potenzialschätzung aller befragten Branchen	17.272	16.332	15.339	14.896
Gesamtpotenzial	Potenzialermittlung	7.729	7.262	7.336	7.231
	Potenzialabschätzung v. Branchen mit Abdeckungsgrad >25%	11.611	10.927	10.132	10.815
	Potenzialschätzung aller befragten Branchen	22.663	21.571	19.870	19.064

Quelle: Eigene Darstellung.

ABBILDUNG 36: ABSCHÄTZUNG DER WAHRSCHEINLICHEN LASTREDUKTIONSPOTENZIALE IN DEN BEFRAGTE BRANCHEN INKLUSIVE NICHT ERFASSTER UNTERNEHMEN UND STANDORTE (LMM 2019) – PLAUSIBILISERUNG „EINFACHE HOCHRECHNUNG“ MIT BANDLASTMETHODE

STL-Methode		Winter 2015/2016	Winter 2016/2017	Winter 2017/2018	Winter 2018/2019
Marktflexibel, erschlossen	Potenzialermittlung	2.063	2.064	2.112	1.914
	Potenzialschätzung aller befragten Branchen	4.302	4.240	3.568	3.179
	Alternative Potenzialabschätzung mittels Bandlastmethode	4.263	4.210	3.130	3.104
Marktflexibel, unerschlossen	Potenzialermittlung	623	562	504	469
	Potenzialschätzung aller befragten Branchen	1.089	999	963	989
	Alternative Potenzialabschätzung mittels Bandlastmethode	1.036	955	837	914
Nicht marktflexibel, unerschlossen	Potenzialermittlung	5.043	4.637	4.720	4.848
	Potenzialschätzung aller befragten Branchen	17.272	16.332	15.339	14.896
	Alternative Potenzialabschätzung mittels Bandlastmethode	16.023	15.110	13.681	14.326
Gesamtpotenzial	Potenzialermittlung	7.729	7.262	7.336	7.231
	Potenzialschätzung aller befragten Branchen	22.663	21.571	19.870	19.064
	Alternative Potenzialabschätzung mittels Bandlastmethode	21.323	20.275	17.648	18.343

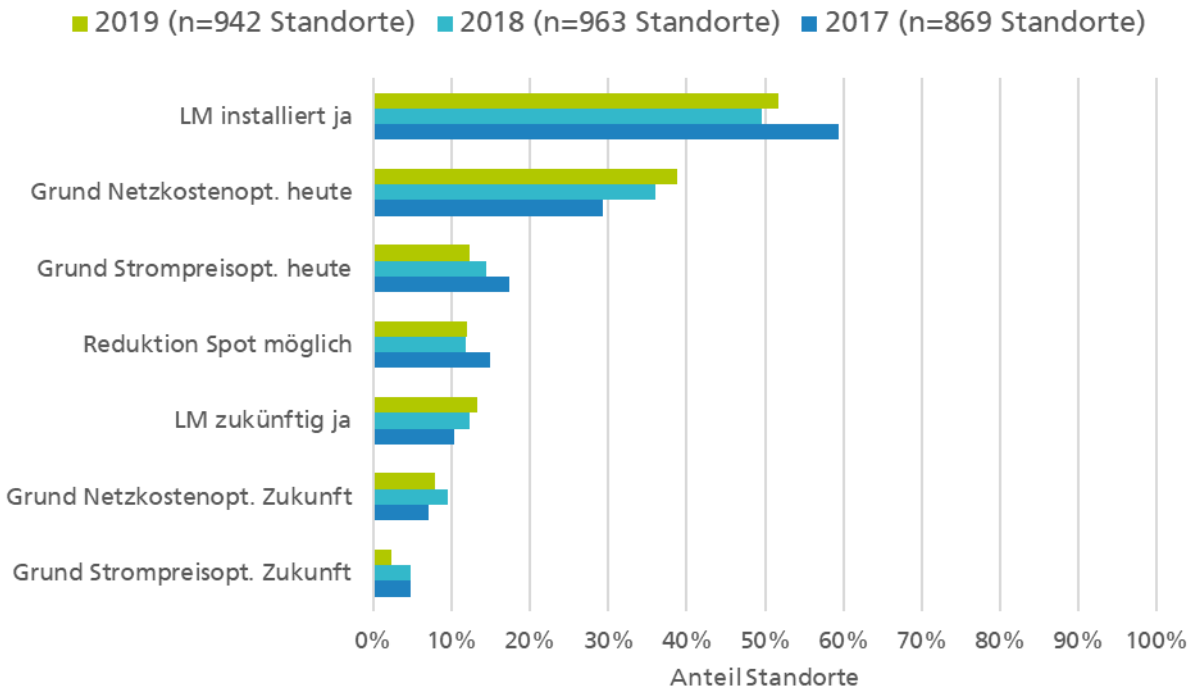
Quelle: Eigene Darstellung.

Anhang E: Zusatz Hemmnisanalyse

In den drei Abfragen - LMM 2017, LMM 2018 und LMM 2019 - ist der Anteil der Standorte, die Lastmanagement zur Optimierung der individuellen Netzentgeltkosten einsetzt, angestiegen. Der Anteil der Unternehmensstandorte, der Lastmanagementsysteme zur Strompreisoptimierung einsetzt, ist im gleichen Zeitraum dagegen leichtgefallen (siehe Abbildung 37). Auch zukünftig wird der Einsatz eines Lastmanagementsystems zur Netzentgeltkostenoptimierung häufiger geplant als zur Strompreisoptimierung. Diese Unternehmensangaben erscheinen betriebswirtschaftlich rational vor dem Hintergrund der während der Abfrage vorliegenden niedrigen Strommarktpreise mit wenigen Preisspitzen und einem dementsprechend hohen Anteil der Netzentgelte am gesamten Strompreis. Wichtig ist, dass einmal aus einem bestimmten Grund erschlossenes Lastmanagementpotenzial grundsätzlich auch für andere Zwecke eingesetzt werden kann, wenn sich die betriebswirtschaftlichen Rahmenbedingungen, wie z.B. die Strommarktpreise und deren Verhältnis zur Höhe der Netzentgelte ändern. Für die zukünftige Entwicklung, die aus Versorgungssicherheitsgründen eine stärkere Reaktion der Stromnachfrage auf Strommarktpreise anstrebt, sind daher die konkurrierenden Anreize für Lastmanagement auf der Netzseite mit zu berücksichtigen.

Von den Standorten sind im LMM 2019 nur ca. 12 % zu einer Lastreduktion in Abhängigkeit der Strompreise am Spotmarkt in der Lage. Ca. 13 % der Standorte planen eine Ausweitung des Lastmanagements in der Zukunft. Nur ein kleinerer Anteil (ca. 2 % der Standorte) plant die Ausweitung eines Lastmanagements zur Optimierung des Stromeinkaufspreises in der Zukunft.

ABBILDUNG 37: VERBREITUNG UND GRÜNDE FÜR DEN EINSATZ VON LAST-MANAGEMENTSYSTEMEN IM LMM 2017 BIS 2019



Legende:

- „LM installiert ja“: Frage D6 – Haben sie in Ihrem Unternehmen ein Lastmanagementsystem etabliert? – Antwort Ja.
- „Grund … heute“: LM installiert ja und Frage D7 – Welche Instrumente begründen derzeit den Einsatz von Lastmanagement? – zusammengefasste Antworten zu Einhaltung der § 19 Absatz 2 Satz 1 und 2 StromNEV, Spitzenlastreduktion für Jahresleistungspreis nach § 17 Absatz 2 StromNEV und Einhaltung Netzanschlusskapazität („Netzkostenopt.“); Antwort Optimierung Stromeinkaufspreise („Stromeinkaufspreisopt.“)
- „Reduktion Spot möglich“: Frage D9 – Ist es am Unternehmensstandort möglich, die Last in Abhängigkeit des Strompreises am Spotmarkt zu reduzieren? – Antwort: Ja.
- "LM zukünftig ja": Frage D10.1 – Sind Maßnahmen geplant, wie Last durch Lastmanagement zukünftig reduziert werden kann? – Antwort: Ja.
- „Grund … Zukunft“: Kombination aus „LM zukünftig ja“ und Frage D10.3 – Welche Instrumente beabsichtigen Sie im Rahmen des Lastmanagements zukünftig zu nutzen? – zusammengefasste Antworten zu: Einhaltung der § 19 Absatz 2 Satz 1 und 2 StromNEV, Spitzenlastreduktion für Jahresleistungspreis nach § 17 Absatz 2 StromNEV und Einhaltung Netzanschlusskapazität („Netzkostenopt.“); Antwort: Optimierung Stromeinkaufspreise („Stromeinkaufspreisopt.“)

Quelle: eigene Darstellung