



**FFE**

Anforderungsprofile für  
den Einsatz von Lastflexibilisierung  
Christa Dufter, Timo Kern, Serafin von Roon

2019

# 1 Motivation und Methodik

Die Höhe des industriellen Flexibilitätspotenzials wird durch die Vorankündigungszeit und Abrufdauer bestimmt. In ähnlicher Weise sind auch die Anforderungen des Energiesystems an Flexibilitätsoptionen und damit die Möglichkeiten zur Vermarktung vielfältig. Um die Flexibilitätspotenziale der einzelnen Prozesse und Branchen systematisch erfassen zu können, werden daher drei charakteristische energiewirtschaftliche Situationen für die Bereitstellung von Flexibilität – Anforderungsprofile – definiert:

- kurzzeitige Anpassung der Last
- Tag/Nacht-Ausgleich (Anpassung der Last über mehrere Stunden)
- „Dunkelflaute“ / „Hellbrise“ (Anpassung der Last über mehrere Tage)

Diese Anforderungsprofile unterscheiden sich im Wesentlichen hinsichtlich Vorankündigungszeit und Abrufdauer. Abbildung 1 gibt zusätzlich einen Überblick über ihre Relevanz in den gewählten Stützjahren.

	<b>Kurzzeitige Anpassung</b> Vorankündigungszeit: 15 Minuten Abrufdauer: 15 Minuten	2020	2030	2050
		✓	✓	✓
	<b>Tag/Nacht-Ausgleich</b> Vorankündigungszeit: 1 Tag Abrufdauer: 3-12 Stunden	2020	2030	2050
		(✓)	✓	✓
	<b>Dunkelflaute / Hellbrise</b> Vorankündigungszeit: 2-5 Tage Abrufdauer: 1-5 Tage	2020	2030	2050
		✗	(✓)	✓

Abbildung 1: Überblick über die drei Anforderungsprofile

Neben der systematischen Erfassung von Flexibilitätspotenzialen dienen die Anforderungsprofile auch als Unterstützung der Unternehmen bei der Erhebung der Flexibilitätspotenziale. Zu diesem Zweck wird für jedes Profil ein Steckbrief erstellt, welcher Informationen zum energiewirtschaftlichen Hintergrund, zur heutigen und zukünftigen Bedeutung sowie zu einem möglichen Geschäftsmodell inklusive anschaulichem Beispiel enthält.

Die Anforderungsprofile werden durch Interviews mit ausgewählten Aggregatoren validiert. Primär werden hierbei Fragen zur Vollständigkeit der Anforderungsprofile sowie ihrer Relevanz aus Aggregatoren- und Unternehmenssicht heute und in Zukunft beleuchtet.

Ferner werden Abrufhäufigkeiten für bestimmte Mindest-Preisspreads berechnet, um Betrieben die Einschätzung von Erlösmöglichkeiten und der daraus resultierenden Einsatzcharakteristik zu erleichtern.

## 2 Die drei Anforderungsprofile

Anforderungsprofil 1 umfasst kurzzeitige Anpassungen der Last, die dem Ausgleich kurzfristiger Schwankungen von Erzeugung und Verbrauch dienen. Mit Vorankündigungszeit und Abrufdauer jeweils im Bereich von etwa 15 Minuten ist dieses Profil vergleichbar mit der Minutenreserve oder dem Intraday-Handel. Bei der Vermarktung über einen Aggregator sind auch kürzere Erbringungszeiten möglich. Bereits heute wird industrielle Flexibilität an den Regelleistungsmärkten oder durch eine Optimierung am Intraday-Markt vermarktet. Im ersten Fall setzt sich die Vergütung aus einem Leistungspreis für die Vorhaltung der bezuschlagten Leistung und einem Arbeitspreis im Falle eines Abrufs zusammen. Im zweiten Fall können die Strombezugskosten durch eine Verschiebung des Verbrauchs von relativ teureren in billigere Viertelstunden reduziert werden. Zukünftig wird aufgrund des Ausbaus der erneuerbaren Energien die Volatilität der Stromerzeugung und damit der Bedarf kurzfristiger Flexibilität steigen.

Anpassungen der Last über mehrere Stunden werden unter dem Anforderungsprofil 2 zusammengefasst. Der Stromgroßhandelspreis wird abhängig von Stromerzeugung und -verbrauch gebildet und schwankt daher im Tagesverlauf. Bisher sind die Preise tagsüber aufgrund des stärkeren Verbrauchs höher als nachts. Zukünftig kann sich dieses Preisprofil durch den Ausbau der Photovoltaik umkehren, so dass insbesondere in den Mittagsstunden häufig günstigere Preise im Vergleich zu den Nachtstunden auftreten werden. Dieser Effekt ist bereits heute zu beobachten, da an sonnigen Tagen mittags die Preise meist deutlich unter den Preisen am Abend oder am Morgen liegen. Industriebetriebe können durch eine Lastverschiebung zwischen vergleichsweise teureren und billigeren Stunden ihre Strombezugskosten senken. Die Strompreise werden am Mittag des Vortages bekannt gegeben, so dass sich in etwa eine Vorankündigungszeit von einem Tag ergibt. Die Abrufdauer liegt zwischen drei (Ausnutzen kürzerer Erzeugungsspitzen) und acht Stunden (Tag/Nacht-Ausgleich).

Anforderungsprofil 3 definiert Lastanpassungen über mehrere Tage. Die energiewirtschaftliche Notwendigkeit ergibt sich durch besonders ungünstige („Dunkelflaute“) bzw. günstige („Hellbrise“) Wetterlagen für die Erzeugung der Erneuerbaren, welche über mehrere Tage andauern. Aufgrund des derzeit noch hohen Anteils konventioneller Kraftwerke ist dieses Anforderungsprofil bisher von untergeordneter Relevanz, wird jedoch zukünftig mit dem Ausbau der volatilen Erneuerbaren an Bedeutung gewinnen. Die Vorankündigungszeit richtet sich primär nach der Verfügbarkeit entsprechender Wetterprognosen und beträgt somit in etwa zwei bis fünf Tage. Die Abrufdauer umfasst einen Zeitraum zwischen ein und fünf Tagen.

Bei der „Dunkelflaute“ kommt es während der Wintermonate durch mehrere aufeinanderfolgende bewölkten und windstillen Tagen zu einer deutlich reduzierten Erzeugung der Erneuerbaren. In Kombination mit der typischerweise höheren Stromnachfrage zu dieser Jahreszeit, können extrem hohe Strompreise auftreten. Jede Art von Lastreduktion während dieses Zeitraums liefert einen positiven Beitrag zur Versorgungssicherheit und kann durch den Wiederverkauf von bereits kontrahiertem Strombezug erhebliche Erlöse generieren. Wichtig ist, dass es sich bei der „Dunkelflaute“ um ein seltenes Phänomen handelt. Beispielsweise trat sie im Jahr 2017 nur einmal im Januar auf (siehe Abbildung 2).

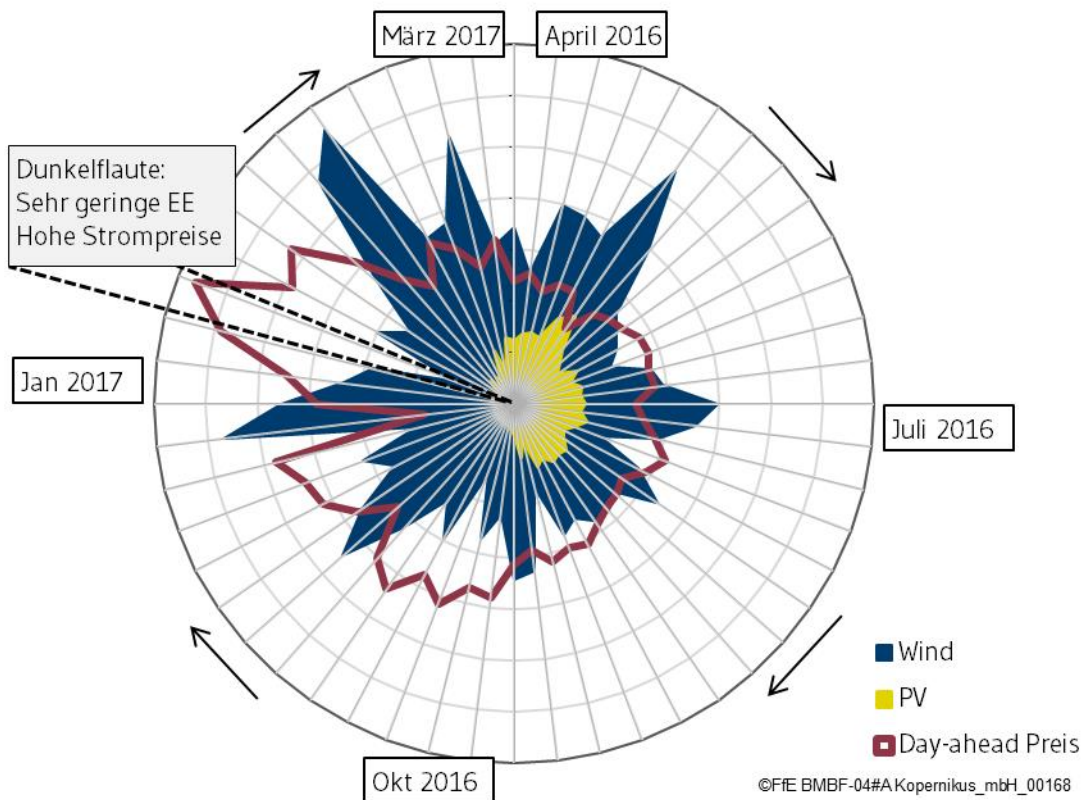


Abbildung 2: Die „Dunkelflaute“ als seltenes Phänomen

Das Gegenstück ist die sog. „Hellbrise“, bei der es während der Sommermonate aufgrund gleichzeitiger hoher Einspeisung aus Wind und Photovoltaik zu einem Überschuss an verfügbarem Strom und folglich zu extrem niedrigen Strompreisen kommt. Auch hier kann jede Art der Lasterhöhung deutliche Kosteneinsparungen bei der Strombeschaffung ermöglichen.

### 3 Die Anforderungsprofile aus Aggregatoren-Sicht

In einem nächsten Schritt wird die Rolle der Aggregatoren für die Vermarktung industrieller Flexibilität in die Untersuchung mit aufgenommen. Aggregatoren bündeln und vermarkten in ihren Pools eine Vielzahl flexibler Anlagen. So können auch Flexibilitätsoptionen vermarktet werden, die alleine nicht die Anforderungen bestimmter Märkte wie beispielsweise für Regelleistung erfüllen würden. Hieraus ergibt sich unweigerlich die Frage, ob die Erhebung und Bewertung von Flexibilitätspotenzialen anhand von Vorankündigungszeiten und Abrufdauern – also über die Anforderungsprofile – die richtige Herangehensweise ist. Wenn durch die Vermarktung über einen Aggregator die Anforderungen an Vorankündigungszeiten und Abrufdauern abgeschwächt werden, könnte dann die Prüfung anhand ebendieser Kriterien zum Ausschluss einzelner Flexibilitätsoptionen und somit zur Unterschätzung des verfügbaren Flexibilitätspotenzials führen? Weiterhin soll in den Interviews validiert werden, ob die definierten Anforderungsprofile alle energiewirtschaftlich relevanten Situationen und Aspekte abdecken. Darüber hinaus gilt es, die Einschätzung der Aggregatoren zur zukünftigen Entwicklung des Flexibilitätsbedarfs und die damit verbundene Bedeutung einzelner Anforderungsprofile zu klären. Insgesamt werden gemeinsam mit DIW und Wuppertal Institut Interviews mit fünf ausgewählten Aggregatoren – Next Kraftwerke, REstore, natGAS, Entelios

und BayWa r.e. CLENS – geführt [1, 2, 3, 4, 5]. Die Gespräche liefern die folgenden Erkenntnisse:

Aus Sicht der Aggregatoren müssen sich die Unternehmen mit den Anforderungen an insbesondere Vorankündigungszeit und Abrufdauer beschäftigen. Die Einhaltung dieser Bedingungen kann nicht vollständig durch die Aggregatoren übernommen werden. Wie gut einzelne Anlagen in bestehende Pools integriert werden können und welche Anforderungen genau erfüllt werden müssen, hängt dabei vom Pool des jeweiligen Aggregators ab. D.h. verfügt ein Aggregator beispielsweise bereits über einen relativ großen Pool flexibler Anlagen, so können neue Anlagen häufig leichter integriert werden, auch wenn sie die Bedingungen der jeweiligen Vermarktungsmöglichkeit weniger genau erfüllen. Die Anforderungen an Vorankündigungszeit und Abrufdauer sind daher weich zu definieren, um keine verfügbaren Flexibilitätspotenziale auszuschließen. Die weitgefaste Definition dieser Dauern in den Anforderungsprofilen ist demnach der richtige Ansatz.

Die definierten Anforderungsprofile werden einstimmig als praxisrelevant betrachtet und bilden charakteristische energiewirtschaftliche Situationen vollständig ab. Auch für die absehbare zukünftige Entwicklung sind keine weiteren Anforderungsprofile erforderlich.

Der Bedarf an Flexibilität aus Systemsicht wird künftig steigen. Andererseits werden sich die Industriebetriebe auch durch entsprechende Flexibilität gegen die steigende Volatilität und Nicht-Planbarkeit der Strompreise absichern müssen, um einen Anstieg der Strombeschaffungskosten zu vermeiden. Bisher gibt es für längerfristige Flexibilitäten – Anforderungsprofile 2 und 3 – keine ausreichenden Preissignale. Mit dem weiteren Ausbau der Erneuerbaren werden diese jedoch an Bedeutung gewinnen. Bei den kurzfristigen Flexibilitäten – Anforderungsprofil 1 – wird ein vermehrter Wettbewerb zwischen dem Regelleistungs- und Intraday-Markt erwartet. Dies ist u.a. auf die Verkürzung der Ausschreibungszeitscheiben am Regelleistungsmarkt zurückzuführen. Eine bedeutende Forderung ist ferner die Öffnung weiterer Märkte für Nachfrageflexibilität. Genannt werden hier insbesondere Kapazitätsreserve, Redispatch und Einspeisemanagement. Wichtig ist hierbei, die „faire“ Öffnung der Märkte, so dass die Bereitstellung von Nachfrageflexibilität gegenüber der Erzeugungsflexibilität nicht benachteiligt wird.

Zusammenfassend wird die Relevanz der Anforderungsprofile für die Potenzialerhebung und Integration industrieller Flexibilität durch die Aggregatoren bestätigt. Die Prüfung einzelner Flexibilitätsoptionen anhand der Anforderungsprofile ist demnach die richtige Herangehensweise.

## 4 Quantitative Analyse der Anforderungsprofile

Zur Einschätzung der realen Anwendung der Anforderungsprofile werden quantitative Analysen des Spotmarktes durchgeführt, um Erlöspotenziale und Einsätze von Lastflexibilisierungen untersuchen zu können.

Anforderungsprofil 1 bezieht sich auf kurzzeitige Anpassungen der Last. Folglich sind der Minutenreservemarkt und der Intraday-Markt relevante Optionen der Vermarktung. In den folgenden Untersuchungen wird sich auf eine Vermarktung am Intraday-Markt beschränkt, da dort die zukünftigen Erlöspotenziale in den Interviews mit den Aggregatoren größer eingeschätzt wurden. Abbildung 3 stellt hierzu die innerstündlichen Spreads am kontinuierlichen Intraday-Markt von 2014 bis 2018 basierend auf [6] dar. Der Spread wird

jeweils durch die Differenz des maximalen und des minimalen, durchschnittlich gehandelten Viertelstundenpreises innerhalb einer Stunde (0:00-1:00; 1:00-2:00 ...) gebildet.

Es ist ersichtlich, dass die Intraday-Spreads nach 2014, insbesondere durch die Einführung des Intraday-Auktionenhandels und die damit einhergehende Steigerung der Liquidität im Intraday-Markt, stark abgenommen haben. Insgesamt kann aktuell von einer Sättigung des Rückgangs und nicht von einer weiteren Abnahme der Intraday-Spreads in den nächsten Jahren ausgegangen werden, so lange das Marktdesign keine fundamentalen Änderungen erfährt. Somit sind die grundsätzlichen Ergebnisse der Analysen auch auf die zukünftigen Potenziale übertragbar.

Für die Untersuchung einer Lastflexibilisierung nach Anforderungsprofil 1 wird das Jahr 2017 als Datengrundlage herangezogen. Es wird jede Stunde für eine potenzielle Lastflexibilisierung analysiert. Hierbei wird die Last höchstens einmal pro Stunde flexibilisiert. Die Viertelstunde mit maximalem Preis entspricht folglich einer Lastreduzierung und die Viertelstunde mit minimalem Preis einer Lasterhöhung. Um unterschiedliche Erlösanforderungen verschiedener Unternehmen zu beachten, werden fünf Simulationläufe durchgeführt, die als minimales Preisdelta für eine Lastflexibilisierung hintereinander 10, 20, 30, 40, sowie 50 €/MWh voraussetzen. Es werden zwei Bewertungsgrößen herangezogen:

- die Häufigkeit einer möglichen Lastverschiebung, als Anzahl an Stunden an denen im Jahr 2017 Lastflexibilisierung mit vorgegebenem, minimalen Preisdelta möglich ist
- die durchschnittliche Preisdifferenz bei Lastflexibilisierung im Jahr 2017 mit vorgegebenem, minimalen Preisdelta

Aus diesen beiden Kennzahlen kann das jeweilige Erlöspotenzial bzw. Kostensenkungspotenzial berechnet werden. In Abbildung 3 sind die Auswertungen der beiden Bewertungsgrößen abgebildet.

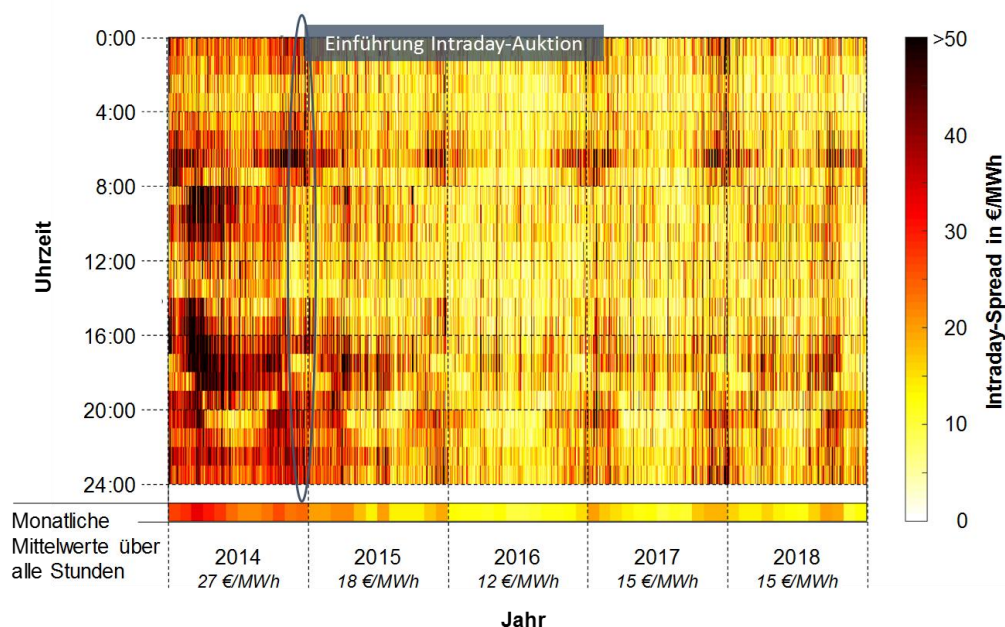


Abbildung 3: Analyse der innerstündlichen Spreads am kontinuierlichen Intraday-Markt von 2014 bis 2018

Bei einem minimalen Preisdelta von 10 €/MWh kommt es in 5.445 h/a zu einer Lastflexibilisierung (siehe Abbildung 4 links). Dies entspricht über 50 % der betrachteten

Stunden. Bei einer höheren geforderten Preisdifferenz werden entsprechend weniger Stunden für eine Lastflexibilisierung genutzt. Bei einem minimalen Preisdelta von 50 €/MWh ergeben sich lediglich 195 h/a, in denen die Last flexibilisiert wird. Die durchschnittlichen Preisdifferenzen der teuersten und günstigsten Viertelstunden sind rechts im Diagramm aufgetragen und steigen mit höherem geforderten Preisdelta implizit an.

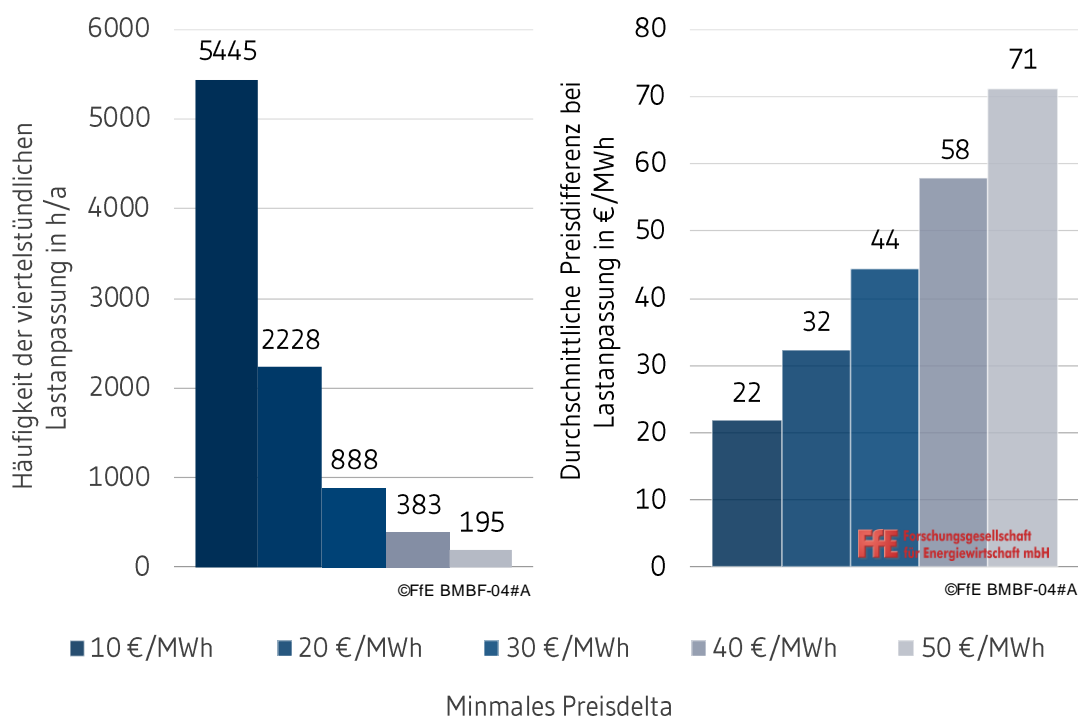


Abbildung 4: Auswertung zur Häufigkeit und mittleren Preisdifferenz einer möglichen Lastverschiebung nach Anforderungsprofil 1

Aus der Häufigkeit der viertelstündlichen Lastanpassung und der durchschnittlichen Preisdifferenz lassen sich mögliche Gesamterlöse durch eine Lastflexibilisierung erschließen. Für eine Lastflexibilisierung, die eine minimale Preisdifferenz von 10 €/MWh benötigt, ergeben sich folglich Erlöspotenziale von  $5.445 \text{ h/a} \cdot 22 \text{ €/MWh} / 4 = 29.950 \text{ €/}(MW \cdot a)$ . Da die Lastflexibilisierung nur für jeweils eine Viertelstunde erbracht wird, ergeben sich die um den Faktor 4 reduzierten Erlöse.

Anforderungsprofil 2 bezieht sich auf eine Anpassung der Last über mehrere Stunden, beispielsweise einen Tag/Nacht-Ausgleich. Aus diesem Grund werden die quantitativen Analysen hier für den Day-Ahead-Spotmarkt durchgeführt. Da die Untersuchungen insbesondere zukünftige Erlöspotenziale von Lastflexibilisierungen herausstellen sollen, wird eine Methodik angewendet, um eine Strompreiszeitreihe für das Jahr 2030 vereinfacht herzuleiten.

Zunächst werden historische Day-Ahead-Preise, sowie die historische Residuallast (Differenz aus Last und fluktuierender Einspeisung erneuerbarer Energien) basierend auf [6] und [7] für das Jahr 2016 analysiert. Abbildung 5 stellt hierzu die Abhängigkeit der Abweichung der stündlichen Residuallast zur mittleren, täglichen Residuallast gegenüber der Spotpreisabweichung zum mittleren, täglichen Spotpreis dar. Es ist deutlich erkennbar, dass eine Korrelation besteht, die vereinfachend mit einer linearen Regressionskurve beschrieben wird.

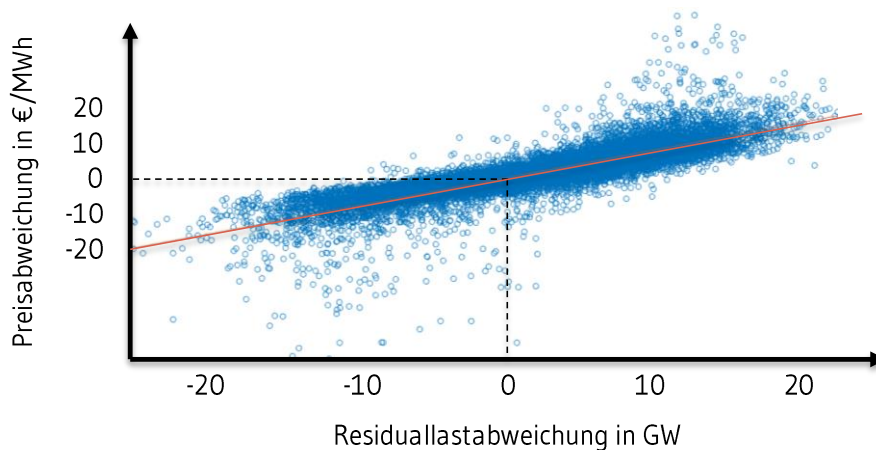


Abbildung 5: Abhängigkeit der Abweichung der stündlichen Residuallast zur mittleren, täglichen Residuallast gegenüber der Spotpreisabweichung zum mittleren, täglichen Spotpreis

Basierend auf der Residuallast aus dem Jahr 2016 wird eine Residuallastkurve für das Jahr 2030 ermittelt, indem die Erzeugung erneuerbarer Energien hochskaliert wird, mit dem Quotienten installierter Leistung erneuerbarer Energien in 2030 gegenüber 2016. Die Daten zur installierten Leistung erneuerbarer Energien stammen aus dem Entwurf des Netzentwicklungsplans 2030, Version 2019 [8].

In einem nächsten Schritt wird die Parametrisierung der Lastflexibilisierung durchgeführt. In Anforderungsprofil 2 ist definiert, dass die Last für mindestens 3 und maximal 8 Stunden angepasst wird. Wie in vorherigen Untersuchungen werden wiederum mehrere Simulationsläufe mit minimal geforderten Preisdeltas ausgewertet (10, 20, 30, sowie 40 €/MWh). Über die in Abbildung 5 abgebildete, lineare Funktion können aus den Preisdeltas minimale Residuallastdifferenzen berechnet werden.

Der Algorithmus durchläuft nun die Residuallast 2030 und analysiert, an welchen Tagen eine Lastflexibilisierung mit gefordertem Residuallastdelta durchführbar ist. Es werden immer möglichst viele, zusammenhängende Stunden verschoben (maximal acht), sofern das geforderte Residuallastdelta weiterhin erfüllt ist. Als Bewertungsgrößen werden wie in vorherigen Untersuchungen des Intraday-Marktes die Häufigkeit einer möglichen Lastverschiebung und die durchschnittliche Preisdifferenz einer Lastverschiebung herangezogen.

Es ist zu beachten, dass die in Abbildung 5 aufgestellte Funktion auf historischen Daten basiert. Es ist zu erwarten, dass in Zukunft durch Stilllegungen konventioneller Kraftwerke und der damit einhergehenden Verringerung von Angebot und Nachfrage am Spotmarkt die Steigung der Funktion zunehmen wird. Die Auswertungen sind folglich eine Abschätzung des minimalen Erlöspotenzials.

In Abbildung 6 sind die Auswertungen zur Häufigkeit und mittleren Preisdifferenz einer möglichen Lastverschiebung nach Anforderungsprofil 2 dargestellt. Unterteilt sind die Auswertungen in die Last-Verschiebedauern von drei bis acht Stunden. Bei einem geforderten, minimalen Preisdelta von 10 €/MWh kann eine dreistündige Lastverschiebung an 362 von 365 Tagen durchgeführt werden. Die Häufigkeiten sinken bei längeren Verschiebedauern ab, da das erforderliche Preisdelta oft nicht mehr erreicht werden kann. So ist eine Flexibilisierung von acht aufeinanderfolgenden Stunden in betrachtetem Jahr nur möglich bei einem



minimalen Preisdelta von unter 30 €/MWh. Die durchschnittliche Preisdifferenz steigt bei höherem, minimalen Preisdelta sowie längeren Verschiebedauern an. Während ersteres noch intuitiv ist, erscheint die steigende Tendenz bei längeren Verschiebedauern nicht offensichtlich. Bei genauerer Betrachtung kennzeichnen sich Tage, an denen eine längere Verschiebedauer möglich ist, jedoch meist durch extreme Einspeisebedingungen (beispielsweise starke nächtliche Windeinspeisungen), welche größere Preisdifferenzen bewirken.

Aus den Analysen ergibt sich folglich der maximale Erlös für ein Unternehmen, das eine fünfstündige Lastflexibilisierung ab einem durchschnittlichen Preisspread von 10 €/MWh durchführen kann, in Höhe von  $270 \text{ d/a} \cdot 22,6 \text{ €/MWh} \cdot 5 \text{ h/d} = 30.500 \text{ €/MW}$ .

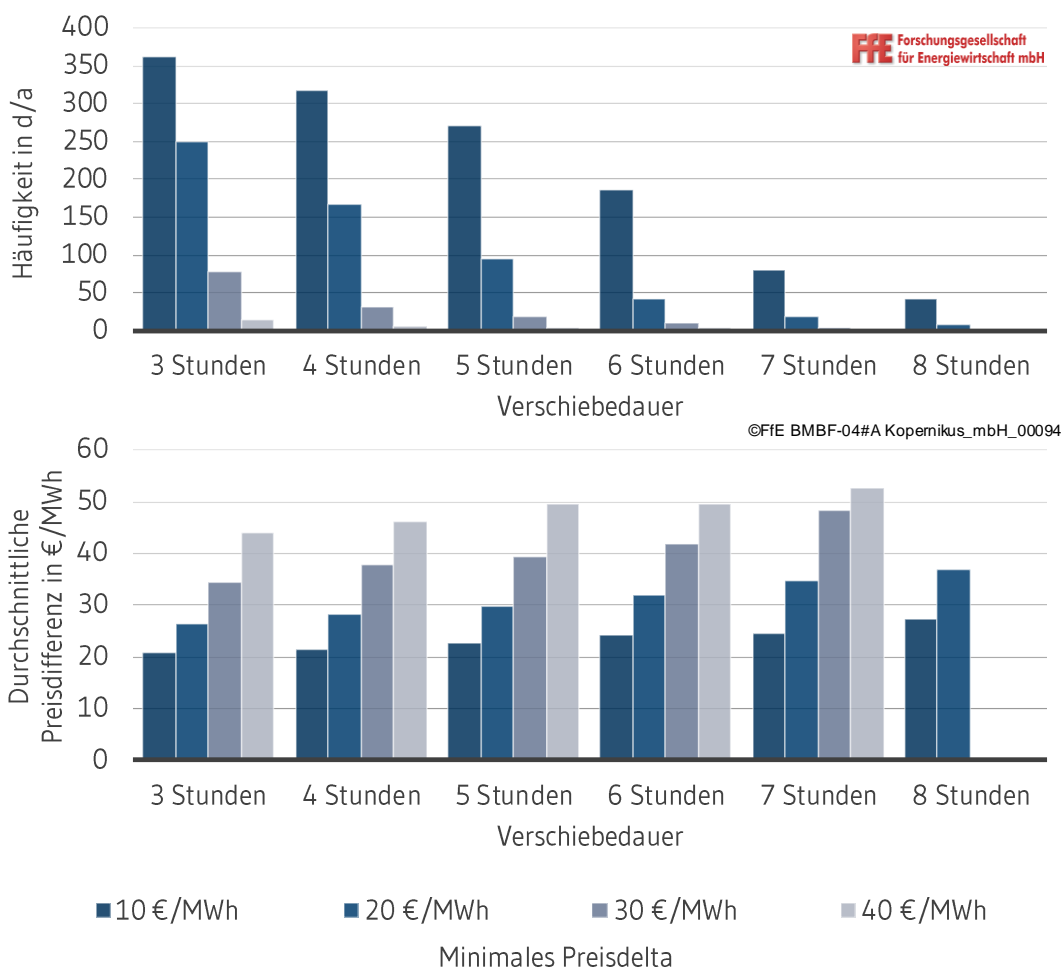


Abbildung 6: Auswertung zur Häufigkeit und mittleren Preisdifferenz einer möglichen Lastverschiebung nach Anforderungsprofil 2

Die ausgewiesenen Erlöspotenziale sind simulierte Werte, die einer gewissen Unsicherheit unterliegen, jedoch Unternehmen als Anhaltspunkt dienen können, welche Erlösmöglichkeiten sich ihnen durch eine Flexibilisierung der Last in Zukunft bieten.

## 5 Literatur

- [1] Rolle der Aggregatoren bei der Vermarktung industrieller Flexibilität; Interview, geführt von von Roon, Serafin, Dufter, Christa, Richstein, Jörn, Stede, Jan; Köln, München, Berlin: Next Kraftwerke, 2018
- [2] Rolle der Aggregatoren bei der Vermarktung industrieller Flexibilität; Interview, geführt von von Roon, Serafin, Dufter, Christa, Richstein, Jörn, Stede, Jan, Arnold, Karin; Düsseldorf, München, Berlin, Wuppertal: REstore, 2018
- [3] Rolle der Aggregatoren bei der Vermarktung industrieller Flexibilität; Interview, geführt von Dufter, Christa, Richstein, Jörn, Stede, Jan; Potsdam, München, Berlin: natGAS, 2018
- [4] Rolle der Aggregatoren bei der Vermarktung industrieller Flexibilität; Interview, geführt von von Roon, Serafin, Dufter, Christa, Richstein, Jörn, Stede, Jan, Arnold, Karin; München, Berlin, Wuppertal: Entelios, 2018
- [5] Rolle der Aggregatoren bei der Vermarktung industrieller Flexibilität; Interview, geführt von von Roon, Serafin, Dufter, Christa, Richstein, Jörn, Holtz, Georg; Leipzig, München, Berlin, Wuppertal: BayWa r.e. CLENS, 2018
- [6] Marktdaten der EPEX-Spot SE in: ftp-Server der EPEX-Spot SE. Leipzig: EPEX-Spot SE, 2017
- [7] Energiesystemdaten der ENTSO-Transparency Platform in: ftp-Server der ENTSO-E. Brüssel, Belgien: ENTSO-E, 2017
- [8] Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019) - Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, 2018.