



Universität für Bodenkultur Wien

Department für Materialwissenschaften und
Prozesstechnik (MAP)

Institut für Verfahrens- und Energietechnik (IVET)
Vorstand: Dr. techn. Dipl.-Ing. Univ. Prof. Pfeifer Christoph

Betreuer: Univ. Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Pröll Tobias

WIRTSCHAFTLICHE ANWENDUNGEN VON STATIONÄREN
GROSSBATTERIESPEICHERSYSTEMEN AUFGRUND
REGULATORISCHER RAHMENBEDINGUNGEN IN
DEUTSCHLAND

Diplomarbeit
zur Erlangung des Diplom-Ingenieurs
an der Universität für Bodenkultur Wien

Eingereicht von
Tobias Glatter, BSc

Wien, März 2021

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre eidesstattlich, dass ich die Arbeit selbständig angefertigt habe. Es wurden keine anderen als die angegebenen Hilfsmittel benutzt. Die aus fremden Quellen direkt oder indirekt übernommenen Formulierungen und Gedanken sind als solche kenntlich gemacht. Diese schriftliche Arbeit wurde noch an keiner Stelle vorgelegt.

Danksagung

Dank und Anerkennung gilt all jenen die sich beim Lesen dieser Zeile angesprochen fühlen.
Einzig hervorzuheben geht das größte Dankeschön an meine Eltern.

Kurzfassung

Eine große Herausforderung der derzeitigen Umweltkrise in der wir uns befinden ist die Dekarbonisierung unseres Energiesystems. Die zunehmende Verdrängung zentraler, konventioneller Erzeugungsanlagen durch ein dezentrales, erneuerbares Energiesystem steht vor allem vor der Aufgabe das zeitliche Auseinanderdriften von Angebot und Nachfrage, die volatile erneuerbare Energien mit sich bringen, auszugleichen. Eine Möglichkeit dem entgegenzuwirken ist die Nutzung von Batteriespeichersystemen. Bislang galt eine wirtschaftliche Anwendung von Batteriespeichersystemen als eher schwierig. Doch durch die Einführung bestimmter regulatorischer Rahmenbedingungen wird die Nutzung dieser in Deutschland zunehmend praktikabler und wirtschaftlicher.

Durch eine Neuformulierung des Energiewirtschaftsgesetzes in Deutschland erfolgt die Regelung des Entgeltes für Netzzugang und -nutzung über die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) aus welcher drei Anwendungsfälle von Batteriespeichersysteme identifiziert wurden. In dieser Arbeit wird genau diese untersucht und hervorgehoben wie Betreiber stationärer Großbatteriespeichersysteme davon profitieren können.

Eine Möglichkeit der wirtschaftlichen Nutzung von stationären Großbatteriespeichersystemen außerhalb des Industrieumfeldes ermöglicht §18 StromNEV für vermiedene Netzentgelte und wird in Anwendungsfall 1 untersucht. Hierbei wird ein Batteriespeichersystem in der Größe von 10 MW/ 11MWh im Verteilnetz A untersucht. Dieser soll dazu dienen den Höchstbezug aus vorgelagerten Netzebenen zu reduzieren und erzielt zum einen Erlöse durch vermiedenes Netznutzungsentgelt für die Einspeisung zum Zeitpunkt der höchsten Entnahme aus dem Netz, sowie Vermarktung von Restflexibilität an Regelenergie- und diverse Strommärkte, wodurch sich eine Amortisationsdauer von 8 Jahren ergibt.

Aus §19 der StromNEV gehen Sonderformen der Netznutzung hervor. Diese zielt vor allem auf Endverbraucher mit einem Jahresenergiebedarf von über 1 GWh beziehungsweise 10 GWh ab und beinhaltet die atypische und stromintensive Netznutzung. Während es bei der atypischen Netznutzung darum geht den Netzbezug zu definierten Hochlastzeiten zu reduzieren, zielt die stromintensive Netznutzung darauf ab Industrieverbraucher anzuregen ihren Strombezug gleichmäßiger zu gestalten. Die Erfüllung der jeweiligen Anforderungen kann mittels Lastspitzenreduktion durch Batteriespeichersysteme unterstützt werden. In Anwendungsfall 2 soll ein Batteriespeichersystem in der Größe von 1 MW/ 1,5 MWh die Anforderungen an die atypische Netznutzung für das Unternehmen B erfüllen und erzielt dabei eine Amortisationsdauer von 12 Jahren. Diese gestaltet sich in Anwendungsfall 3 deutlich attraktiver. Hierbei soll dem Unternehmen C ein 1 MW/ 1,8 MWh Batteriespeichersystem dazu dienen die Anforderungen an die stromintensive Netznutzung zu erfüllen. Es zeigt sich durch eine Amortisation im zweiten Jahr, dass die Netzentgelteinsparungen in diesem Anwendungsfall deutlich attraktiver sind. In beiden Fällen können ebenfalls zusätzliche Erlöse durch Vermarktung der Restflexibilität erzielt werden, wurden aber aufgrund der geringen Größen im Vergleich zur Netzentgelteinsparung nicht genauer betrachtet. Wichtig hervorzuheben ist auch eine stark individuelle Betrachtung der jeweiligen Anwendungsfälle aufgrund standort- und verbrauchsspezifischer Faktoren.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass regulatorische Rahmenbedingungen bereits wirtschaftliche Anreize für die Investition in stationäre Großbatteriespeichersysteme schaffen. Da die Zukunft speziell dieses untersuchten regulatorischen Rahmens noch ungewiss ist und damit Batteriespeichersysteme tatsächlich wesentliche Puzzleteile der angekündigten Energiewende werden können, müssen noch weitere Anreize zur Errichtung von Batteriespeichersysteme getätigt werden.

Schlüsselworte: Batteriespeichersystem; Stromnetzentgeltverordnung; Lastspitzenreduktion; Netzentgeltoptimierung; Li-Ionen

Abstract

A major challenge of the current environmental crisis in which we find ourselves is the decarbonization of our energy system. The increasing displacement of central, conventional generation plants by a decentralized, renewable energy system is primarily faced with the task of balancing the temporal drifting apart of supply and demand that volatile renewables bring with them. One way to counteract this is the use of battery storage systems. Up to now, an economical application of battery storage systems was considered rather difficult, but due to the implementation of certain regulatory framework, the use of these systems is becoming increasingly economical in Germany.

Due to a reformulation of the German “Energiewirtschaftsgesetz”, fees for network access and use are regulated by “Stromnetzentgeltverordnung” (StromNEV), from which three applications of battery storage systems were identified. In this thesis, these three applications will be investigated and highlighted how operators of stationary large-scale battery storage systems can benefit from this regulation.

A possibility of economic use of stationary large-scale battery storage systems beyond industrial environment is provided by §18 StromNEV for avoided grid fees and is investigated in application case 1. In this case, a battery storage system of 10 MW/ 11MWh installed in distribution network A is investigated. This system is intended to reduce the maximum supply of the grid level in front and generates revenues through avoided grid usage fee for the feed-in at the time of the highest withdrawal from the grid, as well as selling residual flexibility as control energy and in various electricity markets, resulting in an amortization period of 8 years.

From §19 of the StromNEV, special forms of grid usage can be found. This is primarily targeted at end consumers with an annual energy demand of more than 1 GWh or 10 GWh and includes atypical and energy-intensive grid usage. While atypical grid usage is about reducing grid usage at defined peak load times, energy-intensive grid usage aims at incentive industrial consumers to make their electricity usage more even. The fulfillment of respective requirements can be supported by reducing peak loads through battery storage systems.

In application 2, a battery storage system with a size of 1 MW/ 1.5 MWh supports company B to meet requirements of atypical grid usage and achieves a payback period of 12 years. In application 3 the usage of a battery storage is more attractive. In this case, a 1 MW/ 1.8 MWh battery storage system is used to support company C to meet the requirements for the energy-intensive grid usage. It is shown with an amortization in the second year that savings in grid charges are much more attractive in this application. In both cases, additional revenues can be generated by selling remaining flexibility of the battery storage system, but those were not considered in detail due to their small size compared to grid fee savings. It is also important to emphasize that respective applications are very individual due to location-specific and consumption-specific factors.

In summary, it can be said that the regulatory framework creates already economic incentives for investments in stationary large-scale battery storage systems. Since the future of this particular regulatory framework is still uncertain, battery storage systems can indeed become essential pieces of the announced energy transition, further incentives for the construction of battery storage systems must be provided.

Keywords: battery storage system; Stromnetzentgeltverordnung; peak shaving; grid usage fee; li-ionen

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	7
2	Literaturüberblick	9
2.1	Anwendungsfälle von Batteriespeichersystemen	9
2.2	Technologische Rahmenbedingungen	11
2.2.1	Speichertechnologien	11
2.2.2	Batteriespeichersysteme	11
2.3	Wirtschaftliche Rahmenbedingungen	14
2.3.1	CAPEX	14
2.3.2	OPEX	16
2.4	Regulatorische Rahmenbedingungen	16
2.4.1	Netzentgeltstruktur	17
2.4.2	Netzentgeltmodernisierungsgesetz – NEMoG	20
2.4.3	Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV	21
2.4.4	§18 StromNEV – Vermiedenes Netznutzungsentgelt	21
2.4.5	§19 StromNEV – Sonderformen der Netznutzung	24
2.4.5.1	§19 StromNEV Abs. 2 Satz 1 – atypische Netznutzung	25
2.4.5.2	§19 StromNEV Abs. 2 Satz 2 – stromintensive Netznutzung	28
3	Datengrundlagen, Material und Methoden	29
3.1	§18 StromNEV – vermiedenes Netznutzungsentgelt	29
3.1.1	Analyse Verteilnetz – Netzbetreiber A	29
3.1.2	Betriebsstrategie	34
3.1.3	Auslegung Batteriespeichersystem	35
3.2	§19 StromNEV Abs. 2 Satz 1 – atypische Netznutzung	35
3.2.1	Lastganganalyse Unternehmen B	36
3.2.2	Auslegung Batteriespeichersystem	37
3.3	§19 StromNEV Abs. 2 Satz 2 – stromintensive Netznutzung	39
3.3.1	Lastganganalyse Unternehmen C	39
3.3.2	Auslegung Batteriespeichersystem	40
4	Ergebnisse und Diskussion	42
4.1	§18 StromNEV – vermiedenes Netznutzungsentgelt	42
4.2	§19 StromNEV Abs. 2 Satz 1 – atypische Netznutzung	44
4.3	§19 StromNEV Abs. 2 Satz 2 – stromintensive Netznutzung	45
5	Schlussfolgerungen und Ausblick	49
6	Formelzeichen	52
7	Literaturverzeichnis	53
8	Tabellenverzeichnis	55
9	Abbildungsverzeichnis	57
10	Formelverzeichnis	59
11	Abkürzungsverzeichnis	61

1 Einleitung

Eine zentrale Herausforderung der zukünftigen Gesellschaft stellt die Umsetzung der Energiewende dar. Der Umstieg der Energiegewinnung von der zentralen, rohstoffintensiven Erzeugung fossiler Energie auf dezentrale Erzeugung erneuerbarer Energien stellt einen Balanceakt zwischen Versorgungssicherheit der Energiebereitstellung und Dekarbonisierung unserer Energiesystems dar.

Mit diesem Umstieg von Gas-, Öl-, Kohle- und Kernenergie-basierten Energiesystem auf eine volatilere Erzeugungsform wie Wind- und Solarenergie entsteht genau dort die Problematik des zeitlichen Auseinanderfallens von Angebot und Nachfrage. Dieses Auseinanderfallen ist vor allem bedingt durch Tages- oder Jahreszeiten beziehungsweise Wetterbedingungen. Mit einhergehend sind die dadurch entstehenden Erzeugungskapazitäten meist anderswo lokalisiert als die Verbrauchsschwerpunkte. Allen voran kämpft hier Deutschland mit dem Problem, dass große Windparks sich vor allem im Norden des Landes, aber der größte Teil der industriellen Produktionsstandorte sich im Süden befinden (Thielmann, et al., 2015).

In der Benennung dieser Problemstellungen werden Themen wie Stromnetzausbau und Energiespeicherung immer wichtiger. Vor allem Letzteres wird eine große Rolle in der Integration Erneuerbarer Energien und bei der Erhaltung von Versorgungssicherheit sowie Erreichung einer gewissen Autarkie spielen (Thielmann, et al. 2015).

Die optimale Menge und Kombination von Speichersystemen wird zukünftig vor allem von Investitionskosten, Verfügbarkeit alternativer Flexibilitätsoptionen und der Art und Geschwindigkeit des Ausbaus erneuerbarer Energiesysteme abhängen. Bei einem Anteil von 90 Prozent Erneuerbarer Energien stellt die Integration dieser ohne Speichersysteme eine große Herausforderung dar (Fürstenwerth und Waldmann 2014).

Ebenso können Energiespeicher in Form von stationären Speichersystem dazu dienen Netzdienstleistungen zu erfüllen um einer Belastung vorhandener Netzinfrastruktur vorzubeugen. Ziel hierbei ist einen kostenintensiven Netzausbau zu vermeiden und die durch die Nutzung erneuerbarer Erzeugungseinheiten entstehenden fluktuierenden Erzeugungsspitzen optimal mittels Einbindung dezentraler Batteriespeichersystem in die vorhandene Netzinfrastruktur zu integrieren.

Neben dem Ausbau erneuerbarer Energien und der Dekarbonisierung als zentrales Mittel der Energie- und Klimapolitik in der Energiewende ist die zukünftige Entwicklung der E-Mobilität großer Treiber welcher die Nachfrage und die Weiterentwicklung von Batterien bestimmt. Diese stellen vorallem hohe Anforderungen an Kapazität, Schnellladefähigkeit und Kosten (Thielmann, et al. 2017).

Vor allem der Kostenfaktor ist ausschlaggebend für die Nutzung von stationären Großbatteriespeichersysteme. Mit der Kostendegression von Lithium-Ionen-Zellen der letzten Jahre wird eine Anwendung dieser Systeme in einzelnen Fällen zunehmend darstellbarer.

Zwischen 2010 und 2018 fiel der Zellpreis jährlich um rund 20% und lag 2018 bei 176\$. Diese Kostendegression ergab sich vor allem durch technologische Weiterentwicklung in Zellchemie durch höhere Energiedichten und durch größere und effizientere Produktionsprozesse (Geders 2019). Zusätzlich spielt auch der Skalierungseffekt und die zunehmende Nachfrage eine Rolle. Ebenso gab es eine Überfüllung des Marktes mit Batteriezellen aufgrund Fehleinschätzungen in der Entwicklung der E-Mobilitätsnachfrage wodurch sich die größten Hersteller im Markt mit den Preisen duellierten (Curry 2017).

Jedoch wird in den folgenden Jahren mit einer Abnahme der Kostendegression bis hin zu einem Preisplateau aufgrund zunehmender Preise für begrenzte Ressourcen wie Lithium und Kobalt, zunehmendem Bedarf für die E-Mobilitätsindustrie und einer Veränderung des Herstellermarktes mit einer Reduktion auf wenige große Player (Geders 2019).

Nichtsdestotrotz werden stationäre Speichersysteme in den kommenden Jahren als essentieller Baustein für die Energiewende betrachtet und immer mehr Anwendungsfälle

kristallisieren sich als wirtschaftlich darstellbar heraus. Begünstigt wird dies durch Regulatoriken die sich aus der Stromnetzentgeltverordnung ergeben. Teile dieser soll Anreize schaffen das Bezugs- und Einspeiseverhalten so anzupassen, dass Belastungen der Netzinfrastruktur reduziert werden um einer Kapazitätserweiterung des Netzes entgegenzuwirken.

Zum einen können Erzeugungsanlagen durch gezielte Einspeisungen zu Zeiten höchster Belastung des Netzes durch die daran angeschlossenen Verbraucher eine Entlastung dessen bewirken und werden dadurch aufgrund des regulatorischen Rahmens vom Netzbetreiber belohnt. Für den Erhalt von vermiedenen Netzentgelt eignen sich stationäre Großbatteriespeichersystem welche außerhalb dieser Hochlastzeiten auch für Erbringung von Regelenergie oder zur Vermarktung anderer Börsenprodukte am Energiemarkt genutzt werden.

Während industrielle Verbraucher jahrelang versuchten in ihren Stromverträgen um jeden einzelnen Cent zu feilschen, stellte sich in den letzten Jahren heraus, dass Entgelte für die Netznutzung viel größere Stellschrauben für Einsparungen bei den Stromkosten darstellen. Eine Entgelminderung basierend auf einem regulatorischen Rahmen kann auch bei Industrieverbrauchern durch die Nutzung von Batteriespeichersystemen erzielt werden.

Forschungsfragen:

- *Wie beeinflussen regulatorischen Rahmenbedingungen in Deutschland die wirtschaftliche Darstellbarkeit von stationären Großbatteriespeichersystemen?*
- *Welche Anwendungsmöglichkeiten von stationären Großbatteriespeichersystemen vor oder nach dem Zählpunkt ergeben sich aus der deutschen Stromnetzentgeltverordnung und welche Benefits bringt die Nutzung eines solchen mit sich für den Betreiber?*

2 Literaturüberblick

Die Möglichkeiten einen Nutzen aus der Integration stationärer Batteriespeichersysteme in unsere Strominfrastruktur zu generieren sind zahlreich. Um einen Überblick für die vielfältigen Anwendungsgebiete zu schaffen soll in folgenden Kapiteln dieser gegeben werden. Um jedoch für jeden Anwendungsfall das passende Batteriespeichersystem zu wählen soll auch ein technologischer Einblick folgend gegeben werden. Darüber hinaus ist für die Bewertung dieses Nutzens ein Verständnis für die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen notwendig.

Zur Betrachtung der ausgewählten Anwendung stationärer Batteriespeichersysteme in dieser Arbeit ist es auch essentiell Einblick in den regulatorischen Rahmen zu erhalten, welcher eine wirtschaftliche Darstellbarkeit einer Nutzung dieser ermöglicht. Hier sollen neben den speziellen Verordnungen zum Anwendungsfall auch generelle Aspekte der Netzentgeltstruktur in Deutschland beleuchtet werden und die spezifische Sichtweise auf Speichersysteme in der Regulatorik.

2.1 Anwendungsfälle von Batteriespeichersystemen

Für die Nutzung von stationären Batteriespeichersystemen gibt es eine Vielzahl an Anwendungsfällen. Diese netzgekoppelten Systeme reichen von kleinformigen Anwendungen wie Haushaltsspeicher bis hin zu Multimegawatt-Systemen die auf allen Netzebenen Ausgleichsleistungen zur Verfügung stellen oder Netzbelastungen reduzieren (Kairies, Figgner und Haberschusz 2019).

Eine Aufteilung in dieser Arbeit erfolgt anhand der jeweiligen Nutzer. Diese werden aus den Akteuren der Strominfrastruktur gebildet. Von der Erzeugung der Energie über Übertragung und Verteilung bis hin zum Verbrauch dieser gibt es unterschiedliche Möglichkeiten Vorteile aus einer Energiespeicherung zu gewinnen. Daraus ergeben sich für die einzelnen Nutzer unterschiedliche Zielsetzungen (Aundrup, et al. 2015).

Folgende Abbildung 10 zeigt eine Auflistung der essentiellen Anwendungsfälle mit den wesentlichsten Akteuren in der Energieinfrastruktur. Dabei wurde sich speziell auf Übertragungs-, Verteilnetz, Verbraucher und Erzeuger spezialisiert und Akteure wie Stromvertrieb und Bilanzkreisverantwortliche nicht aufgezeigt.

Übertragungsnetz	Verteilnetz	Verbrauch	Erzeugung
Bereitstellung Momentanreserve	Versorgungsqualität	Versorgungsqualität	Aufwertung erzeugter Energie
Bereitstellung Primärregelleistung	Spannungsqualität/ -haltung (Flickerkompensation)	Spannungsqualität/ -haltung (Flickerkompensation)	Reduktion Teillastbetrieb
Bereitstellung Sekundärregelleistung	Aufschub/Vermeidung Netzausbau	Optimierung Bezugskosten	Glättung Erzeugungsspitzen
Bereitstellung Momentanreserve	Vermeidung Netzüberlastung	Bereitstellung zusätzlicher Leistung über Netzanschluss hinaus	Zeitverzögerte Einspeisung
Redispatch	Reduzierung Netzverluste	Bereitstellung Regelleistung	Lokale Nutzung lokaler Erzeugung
Ausgleich Prognosefehler		Eigenverbrauchs-optimierung	Spreadbewirtschaftung
		Versorgung netzferner Verbraucher	

Abbildung 1: Anwendungsfälle Batteriespeicher (Quelle: eigene Darstellung)

Während für Übertragungsnetzbetreiber Systemsicherheit im Vordergrund steht, zielen Verteilnetzbetreiber darauf ab Stromabnehmer mit der richtigen Qualität zu versorgen sowie einer Überlastung des Netzes entgegenzuwirken. Ebenso ausschlaggebend sind hier Kostenaspekt für Betrieb und Errichtung neuer Infrastruktur für Verteilnetzbetreiber. Die Nutzung von stationären Speichern bei Erzeugungsanlagen gilt vor allem dem Zweck aus der erzeugten Energie höhere Erlöse zu erzielen und diese aufzuwerten, sowie Einschränkungen der Erzeugungsanlage entgegenzuwirken. In der Sphäre der Verbraucher ist das Einsatzgebiet so vielfältig wie die Verbraucherinfrastruktur selbst. Zum einen können Batteriespeichersysteme hinter dem Zählpunkt jene Anlagen und Maschinen die empfindlich gegenüber Spannungseinbrüchen sind schützen und Versorgungssicherheit bei kritischer Infrastruktur gewährleisten. Darüber hinaus können Verbraucher mit Eigenerzeugungsanlagen ihre Eigenverbrauchsquote erhöhen. Sowie bei Erweiterung der Verbrauchsinfrastruktur, wie zum Beispiel bei der Versorgung von E-Mobilitätsladeinfrastruktur, einen Netzanschlussausbau vermeiden. Doch der spannendste Aspekt der meisten Verbraucher ist die Reduktion der Bezugskosten durch Senkung des Leistungspreises und des Strompreises.

Motiviert durch ein Tarifmodell bestehend aus einer Arbeits- und einer Leistungskomponente ist das Ziel einer Batteriespeicheranwendung die maximale Bezugsleistung in den für die Abrechnung wirkenden Zeitraum zu reduzieren. Im Speziellen findet dies bei größeren Abnehmern mit einem jährlichen Bezug über 100 MWh Anwendung. Diese Reduktion der Jahreshöchstlast bewirkt eine Reduktion der Betriebskosten in Form eines reduzierten Netznutzungsentgeltes (Kucevic, et al. 2020).

Um hier jedoch eine Beschränkung der Verbrauchsprozesse zu vermeiden wird nur am Zählpunkt die Bezugsleistung reduziert und die Leistung die darüber hinaus benötigt wird vom

Batteriespeichersystem durch Einspeisung in das Verbrauchsnetz zur Verfügung gestellt. Eine Beladung des Batteriespeichersystems erfolgt in Zeiten geringen Bezugs aus dem Netz. Diese Lastspitzenreduktion wird auch dazu genutzt um die regulatorischen Anforderungen für die atypische und stromintensive Netznutzung zu erfüllen. Zusätzlich können durch die Beladung des Speichers zu Zeiten billiger Strompreise und Nutzung der gespeicherten Energie in Zeiten hoher Strompreise die Bezugskosten reduziert werden. Dabei können Batteriespeichersystem auch in Perioden in welchen keine Lastspitzenreduktion nötig ist dazu genutzt werden Regelenergie zu erbringen und so zur Systemsicherheit beitragen.

Dies verdeutlicht, dass Batteriespeichersystem mehrere Anwendungsfälle gleichzeitig bedienen können und so zusätzliche Erlösströme generiert werden können. Der Ansatz mehrerer Anwendungsfälle mit einem Batteriespeichersystem zu bedienen wird auch als Multi-Use-Anwendung bezeichnet (Seidl, et al. 2017).

2.2 Technologische Rahmenbedingungen

Da diese Arbeit sich auf die wirtschaftliche Anwendung von Batteriespeichersystemen fokussiert, soll hier nur ein kurzer Überblick vorhandener Speichertechnologien, sowie der für die betrachteten Anwendungen genutzten Technologie gegeben werden.

2.2.1 Speichertechnologien

Batteriespeichersysteme zählen zur Klasse elektrochemischer Speicher, welche auf dem physikalischen Prinzip des Ionenaustausches zwischen Elektroden beruht. Sie werden unter dem Begriff Batterien geführt. Generelles Unterscheidungsmerkmal von Speichersystemen ist das physikalische Prinzip dahinter welches zur Energiespeicherung dient. Neben elektrochemischen Speichern gibt es folgende Technologien zur Speicherung von Strom (Friedl, et al. 2018):

- Mechanische Speicher
 - Nutzung von kinetischer oder potentieller Energie oder Druck
 - Beispiel: Druckluftspeicher, Schwungrad, Hubspeicher, Pumpspeicher, ...
- Chemische Speicher
 - Speicherung von Energie durch die Erzeugung neuer chemischer Produkte
 - Relevante Vertreter sind Wasserstoff und Methan
- Elektrische Speicher
 - Nutzen das Prinzip elektrischer und magnetischer Felder
 - Beispiel: Supercaps, Supraleitender magnetischer Energiespeicher

2.2.2 Batteriespeichersysteme

Die in dieser Arbeit verwendeten elektrochemischen Speicher unterscheiden sich in der Nutzung unterschiedlicher Zellchemien, darunter (Ornetzeder, Bettin und Wasserbacher 2019):

- Blei-Batterien
- Lithium-Ionen-Batterien
- Natrium-Schwefel-Batterien
- Vanadium-basiert Flow-Batterien
- Natrium-Ionen-Batterie
- Metall-Luft-Batterien
- Magnesium-Ionen-Batterien
- Solid-State-Technologien

Während Lithium-Ionenbatterien die etablierteste Technologie der Bleisäurebatterien aufgrund höherer Energiedichte, Leistungsdichte und Zyklenzahl im Laufe der Zeit abgelöst hat, sind vor allem Metall-Luft- und Natriumbatterien noch in den Kinderschuhen der

Entwicklung. Ebenso wurden Nickelbatterien aufgrund schlechterer Performance und hoher Selbstentladungsrate von Lithium-Ionen-Batterien abgelöst. Für mehrstündige Anwendungen zeigen vor allem Redox-Flow-Batterien aufgrund der Energiespeicherung mithilfe einer Flüssigkeit großes Potential. Diese sind zurzeit jedoch noch schwierig wirtschaftlich darstellbar (Krabb 2020).

Aus diesen Grund werden auch in dieser Arbeit Batteriespeichersysteme mit Lithium-Ionen-Batterien herangezogen und betrachtet.

Dabei ist wichtig zwischen Primär- und Sekundärzellen zu unterscheiden. Während bei Primärzellen die ablaufende Redoxreaktion bei Umwandlung chemischer in elektrischer Energie irreversibel ist, stellen Sekundärzellen, auch Akkumulatoren genannt, wieder aufladbare Energiespeicher dar. Wobei elektrische Energie beim Beladen in chemische Energie umgewandelt wird und umgekehrt beim Entladen. Bei einem zusammenhängenden vollständigen Lade- und Entladevorgang wird von einem Zyklus gesprochen. Die Anzahl dieser gibt in den meisten Fällen Angabe über die Lebensdauer eine Zelle. Je nach Art, Anwendung und Belastung erreichen Batterien von 100 bis mehrere 1000 Zyklen (Rahimzei, Sann und Vogel 2015).

In der Praxis wird hier oft jene Anzahl von Zyklen angegeben bei welcher eine Restkapazität von 80% erreicht wird. Begründet wird dies vor allem damit, dass bis zu dieser Restkapazität die zyklische Degradation relativ gleichmäßig abläuft, während die Degradation zwischen einer Restkapazität zwischen 80% und 60% schon stärker abläuft und danach sehr steil verläuft (Krabb 2020).

Neben der Zyklenzahl sind auch weitere technische, systemische, ökologische und ökonomische Bewertungskriterien wie folgt ausschlaggebend für die Eignung und Auswahl eines geeigneten Systems (Rahimzei, Sann und Vogel 2015):

- Technische Kriterien
 - Energiedichte
 - Hochstromfähigkeit
 - Zellspannung
- Systemische Kriterien
 - Lebensdauer (kalendarische Lebensdauer und Zyklenfestigkeit)
 - Sicherheit
 - Systembelastung (mechanisch, elektrisch, thermisch, Betriebsart und Umgang)
 - Bauform/Packaging
 - Zylindrisch, Prismatisch, Pouch
- Ökologische und ökonomische Kriterien
 - Umweltaspekte
 - Wartungsaufwand
 - Wirtschaftlichkeit

Aufgrund der großen Anzahl ihrer Vorteile hat sich derzeit die Lithium-Ionen-Batterie in der Nutzung für stationäre Batteriespeicheranwendungen etabliert. Hier stehen die hohe Leistungsdichte der Zellechemie, eine hohe Lebensdauer auf Basis der Zyklenzahl und vor allem die starke Kostendegression der letzten Jahre hervor.

In der letzten Dekade sind Batteriepreise von Li-Ionen Systemen um den Faktor 10 reduziert worden (Hill und Mills-Price 2018).

Die rasche Entwicklung in den letzten Jahren von Lithium-Ionen-Batterien hat sich vor allem durch die Anwendung dieser in einem stark aufblühenden und hart umkämpften Elektromobilitätsmarkt ergeben. Stark zu finden sind diese auch in Endverbrauchergeräten wie Laptops und Handys (Potz 2020).

Zusätzlich wird festgestellt, dass das Entwicklungspotential von Lithium-Ionen-Batterien noch lange nicht ausgereizt ist. Diese Potentiale werden vor allem in den Bereichen Zell-Kosten, gravimetrischer und volumetrischer Energiedichte gesehen (Thielmann, Sauer und Wietschel 2015).

Lithium-Ionen-Zellen basieren in der Regel auf Metallmischoxiden auf der Kathodenseite und aus Graphit an der Anode. Am häufigsten anzutreffen sind Lithium Eisenphosphat (LFP) Zellen und Lithium-Nickel-Mangan-Kobalt-Oxid (NMC) Zellen. Während LFP-Zellen zwar günstiger in der Anschaffung und eine höhere Zyklenzahl von bis 10.000 Zyklen garantieren, bieten die meisten Batteriesystemlieferanten Systeme mit NMC-Zellen. Weitere Gründe sind geringere Energiedichte von LFP-Zellen und die Problematik der Ladezustandsbestimmung. Hier verfügt dieser Zelltyp über eine zu flache Spannungskurve wodurch eine Ladezustandsbestimmung nur am Rande der Kapazität entsteht, also in der Nähe der Zustände „leer“ und „voll“. Darüber hinaus ist die NMC-Zelle die gängigere am Markt verfügbare Zelle aufgrund der Nutzung dieser in Elektrofahrzeugen trotz geringer Zyklen von um die 4.000 Zyklen (Krabb 2020).

Aufgebaut sind Batteriesysteme aus mehreren Modulen, welche aus einer Zusammenschaltung mehrerer Lithium-Ionen-Zellen bestehen.

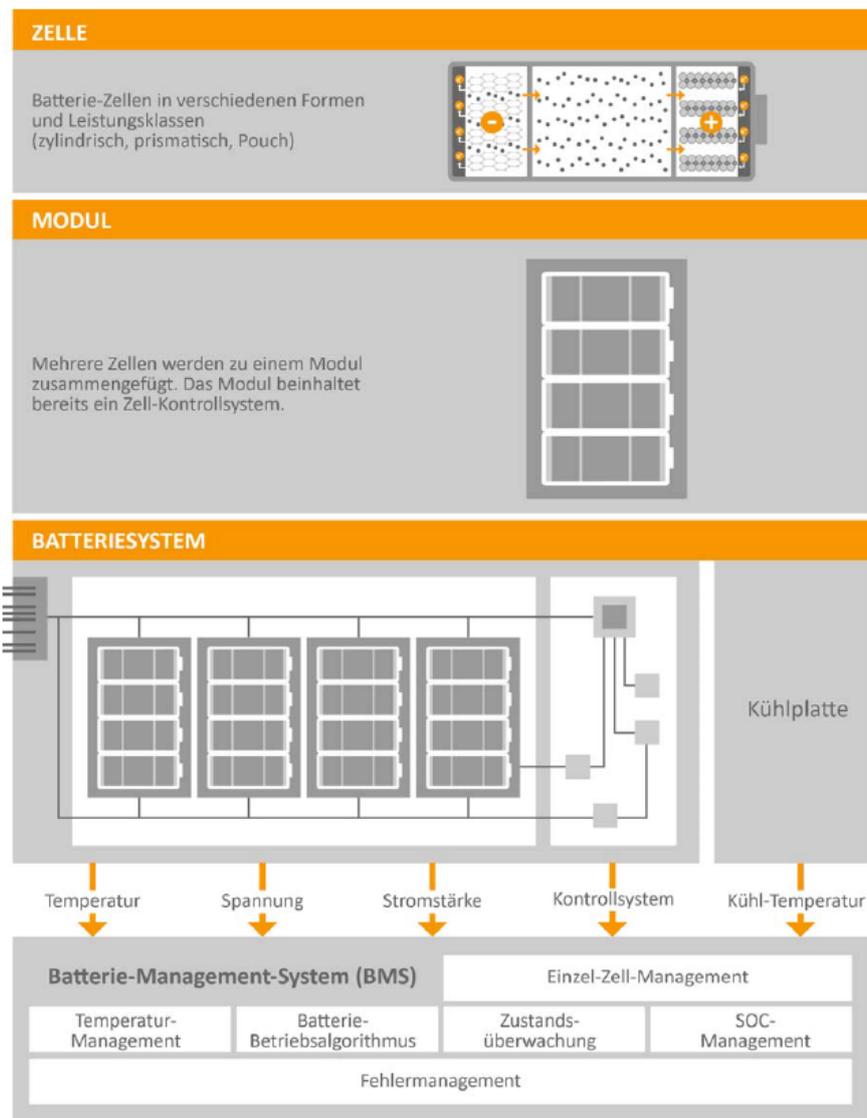


Abbildung 2: Aufbau eines Batteriespeichersystems (Quelle: Rahimzei, Sann und Vogel 2015)

Neben diesen bestehen stationäre Systeme aus Leistungselektronik, Klimatisierungssysteme Mess-, Steuer-, und Regelungstechnik sowie einer mechanischen Befestigung beziehungsweise Einhausung.

Zur Orientierung wird Auskunft von Batteriegrößen anhand von zwei Größen gegeben. Zum einen die Leistung die das Batteriesystem zur Verfügung stellen kann und die Energiekapazität die gespeichert werden kann zu Lebensbeginn des Systems. Um diese beiden Größen in Verhältnis setzen zu können gibt es die sogenannte C-Rate, diese gibt Auskunft über das Verhältnis zwischen Batterieleistung und Kapazität (Weisskopf 2020).

Zum Beispiel ein 1.000 kW/ 1.000 kWh Batteriespeicher hat eine C-Rate von 1 und kann eine Stunde lang 1.000 kW zur Verfügung stellen mit einer Kapazität von 1.000 kWh.

Während eine 1.000 kW/ 2.000 kWh zum Beispiel ein 0,5 C Batteriespeichersystem darstellt und eine maximale Leistung von zwei Stunden zur Verfügung stellen kann. Die C-Rate ist stark abhängig vom Anwendungsfall. Für Industriekunden ist hier ausschlaggebend wie lange die abzudeckende Lastspitze dauert, doch findet man hier meist Systeme mit einer C-Rate zwischen 1 und 0,5. Systeme mit einer C-Rate größer 1 werden eher seltener ausgeführt da der Investitionskostenanteil des Leistungsanteils ein geringer gegenüber den Kosten für Kapazität ist, wie später im Kapitel noch erläutert wird.

Bei den betrachteten Anwendungsfällen im Bereich Industrieverbrauchern redet man von Speichergrößenordnungen von mindestens 100 kW/ 100 kWh für den Anwendungsfall der atypischen Netznutzung. Bei der stromintensiven Netznutzung spricht man in den meisten Fällen von Systemen von mindestens 500 kW/ 500 kWh bis hin zu mehreren MW/ MWh. Für Batteriespeichersysteme als dezentrale Einspeiser zum Erhalt vermiedener Netznutzungsentgelte nutzt man Größenordnungen von 5 MW/ 5MWh bis hin zu 100 MW/ 100 MWh.

2.3 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit eines Anwendungsfalls von Batteriespeichersystemen sind die Kosten dieser essentiell. Diese teilen sich in einmalige Investitionskosten sowie laufende Betriebskosten. Aufgrund des sich rasch entwickelnden Marktes erfolgt im untenstehenden Kapitel nur eine Darstellung des derzeitigen Standes. Ebenso soll die Schwierigkeit über die Aussage zu laufenden Kosten eines stationären Batteriespeichersystems verdeutlicht werden.

2.3.1 CAPEX

Für die wirtschaftliche Betrachtung ist es wichtig zu wissen, dass neben den verschalteten Batteriezielen weitere mechanische und elektrische Bauteile wie Leistungselektronik und Container wichtiger Bestandteil eines Batteriespeichersystems sind. Dazu kommen noch nötige Dienstleistungen für Planungs-, Installations- und Inbetriebnahmearbeiten, sowie Zertifikaterstellungen für behördliche Auflagen. In vielen Fällen wird zusätzlich auch eine Trafostation zur Einbindung des Batteriespeichersystems benötigt.

Wie sich in folgender Abbildung zeigt ist jener Anteil des Batteriespeichersystems der die Kapazität liefert der größte Kostenfaktor mit 65% der Investitionskosten. Weit abgeschlagen ist der nächste Kostenanteil: die Leistungseinheit mit 13% der Gesamtinvestition. Für Systeme mit einer 0,5 C-Rate zeigt sich die vorhin dargestellte Erkenntnis umso deutlicher. Wie in folgender Abbildung ersichtlich beansprucht die Batterieeinheit des Systems 68%.

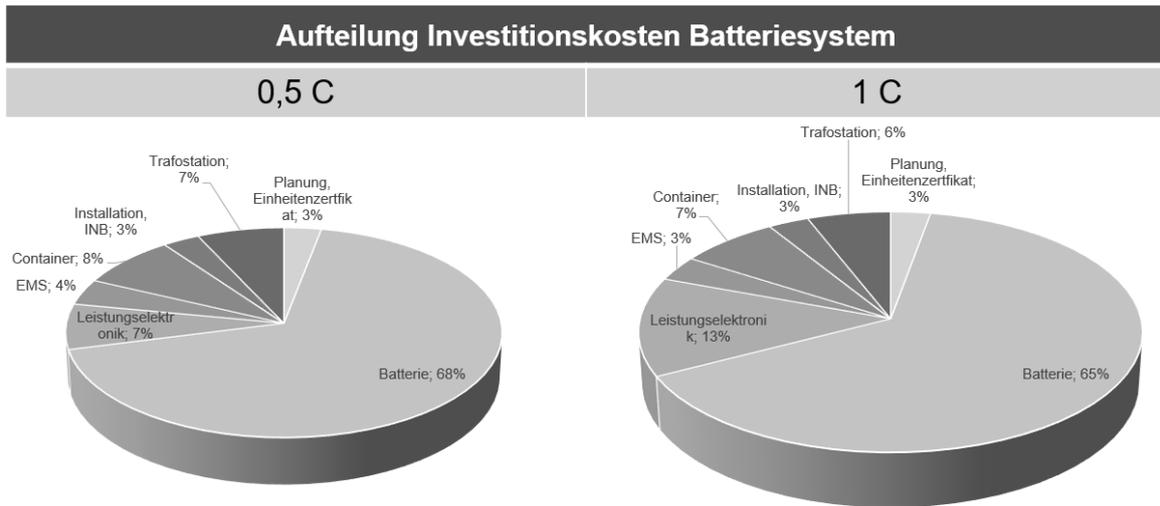


Abbildung 3: Aufteilung CAPEX stationäre Batteriespeichersystem 0,5C und 1C (Quelle: eigene Erhebung)

Für ein Batteriespeichersystem inklusive Wechselrichter und Energiemanagementsystem wurde 2018 mit 750€/kWh gerechnet (Kapusta, et al. 2018). Jedoch zeigt sich heute aufgrund der starken Kostendegression für Lithium-Ionen-Batterien ein geringer Preis pro kWh am Markt. Aufgrund von Abfragen am Markt zeigten sich hier 2019 Preise von 440 bis 500 €/kWh für ein schlüsselfertiges Batteriesystem mit einer C-Rate von 0,5 inklusive Detailplanung und Installation. Für Batteriesysteme mit einer C-Rate von 1 ergeben sich Systempreise von 550 bis 650 €/kWh. Ausschlaggebend für diese Preise ist die Größenordnung der Systeme. Hier wurden Systeme in einer Größenordnung weniger MW und MWh abgefragt. Je größer die Batteriespeichersysteme desto geringer werden die spezifischen Systempreise.

Ein weiterer Grund der starken Kostendegression ist die zunehmende Nachfrage von Batteriezellen im stark wachsenden E-Mobilitätsmarkt. Der Preis für Lithium-Ionen-Batterien fiel von 1.160 \$/kWh 2010 um 85% auf 176 \$/kWh 2018 (Goldie-Scot 2019).

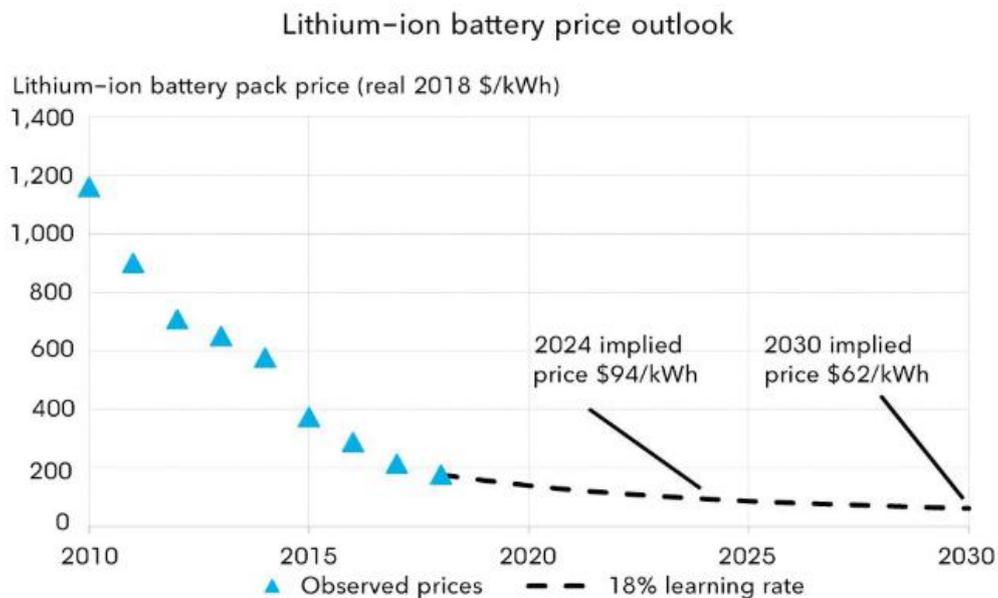


Abbildung 4: Lithium-Ionen Batteriepreisprognose (Quelle: BloombergNEF 2019)

Wie in Abbildung 4 dargestellt wird aufgrund des zunehmenden Marktvolumens 2024 damit gerechnet einen Preis unter 100 \$/kWh zu erzielen. Diese Annahme entsteht daraus, dass mit jeder Verdoppelung des kumulierten Volumens mit einer Preisreduktion um 18% gerechnet wird (Goldie-Scot 2019). 2024 wird mit einem kumulierten Bedarf von 2 TWh gerechnet. Kostenreduktion wird erzielt neben einer Veränderung in der Supply-Chain, da auch Produktionsstandorte in Europa entstehen werden, auch durch verbessertes Design der Batteriezellen und in weiterer Folge eine größere Energiedichte der Zellen (Henze 2019).

2.3.2 OPEX

Neben den Investitionskosten sind auch die laufenden Kosten eines Batteriespeichersystems nicht außer Acht zu lassen. Darunter fallen Kosten für Betriebsführung, Anlagenüberwachung, geplante und reaktive Wartung, sowie Versicherungen, Garantien und Verwaltungskosten. Ebenso müssen die durch die Zwischenspeicherung entstehende Verlustenergie und der Eigenstrombedarf berücksichtigt werden.

Aufgrund der unterschiedlichen Anforderungen an den Betrieb zur Erfüllung der verschiedenen Anwendungsfälle und abhängig von Größe und Aufbau des Batteriesystems können laufende Kosten nur individuell betrachtet werden.

2.4 Regulatorische Rahmenbedingungen

Um die in dieser Arbeit betrachtenden Anwendungsmöglichkeiten von Batteriespeichersystem zu verstehen ist es wichtig einen Überblick über die regulatorische Umgebung eines solchen zu gewinnen. Daher sollen in diesem Kapitel die wichtigsten Gesetze, Verordnungen und Leitfäden, wie in Abbildung 5 dargestellt, veranschaulicht und vereinzelt auf die bedeutendsten Verordnungen eingegangen werden.

Netzentgelte	§ 120 EnWG Schrittweiser Abbau der Entgelte für dezentrale Einspeisung	§ 118 EnWG Abs. 6 Übergangsregelung	§ 18 StromNEV Entgelte für dezentrale Einspeisung	Kalkulationsleitfaden § 18 StromNEV
Stromsteuer	§ 5 StromStG Entstehung der Steuer, (4) Beantragung			
EEG-Umlage	§ 61i EEG 2017 Ausnahmen von der Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage	§ 74a Abs. 2 EEG 2017 Meldepflicht	Empfehlung der Clearingstelle EEG Vorschlag von Messkonzepten	
KWKG-Umlage	§ 27b KWKG Begrenzte KWKG-Umlage bei Stromspeichern			
Konzessionsabgabe	§ 2 KAV (4) Bemessung und zulässige Höhe der Konzessionsabgabe			
StromNEV-Umlage	§ 19 StromNEV (2) Sonderformen der Netznutzung			
Offshore-Netzumlage	§ 17f EnWG (5)	§ 17f EnWG (5)		

Abbildung 5: Bedeutende Gesetze, Verordnungen und Leitfäden für Batteriespeichersysteme (Quelle: Weiss 2020)

Zum einen betrachtet wird §18 StromNEV über Entgelte für dezentrale Einspeisung, welcher ausschlaggebend ist für Batteriespeichersysteme die als dezentrale Erzeugungsanlage an das Netz angeschlossen sind. Zum anderen untersucht wird §19 StromNEV über Sonderformen der Netznutzung die Verbraucher unter anderem mittels Batteriespeichersystem für sich geltend machen können.

2.4.1 Netzentgeltstruktur

Netzentgelte sind Gebühren die jeder Nutzer eines Stromnetzes an den Netzbetreiber zahlen muss. Da sich diese auf die Nutzung dieser Infrastruktur beziehen werden sie auch Netznutzungsentgelte genannt. Diese dienen dazu Netzinfrasturktur herzustellen, dabei die Errichtung und Instandhaltung von Strommasten, -leitungen und Umspannwerke durch die Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber zu finanzieren da hierfür keine Steuermittel zur Verfügung stehen (Schwill und Sämisch 2020).

In Deutschland wird das Übertragungsnetz in vier Gebiete aufgeteilt für jene es je einen Übertragungsnetzbetreiber gibt. Ausgehend von Betrieb und Ausbaukosten dieser Übertragungsnetze werden diese Kosten anteilig an die Nutzer dieser Netze weiterverrechnet. Dies sind in den meisten Fällen Betreiber von Verteilnetzen welche diese Kosten wiederum an ihre Verbraucher weiterverrechnen. Hier gibt es jedoch große Unterschiede in der Höhe der Netzentgelte welche zum Beispiel aus Auslastung der Netze und Qualität der Stromleitung resultieren.

Aufgeteilt wird das Netzentgelt in Preis für die Bereitstellung, der sogenannte Leistungspreis in Euro pro kW, und in einen Preis für die konkrete Abrufung von Leistungen, dem sogenannten Arbeitspreis in Euro pro kWh. Als Bezugsgröße zur Bestimmung der Höhe des Leistungspreises wird in den meisten Fällen die höchste Leistungsspitze des Jahres herangezogen. Eine weitere Möglichkeit ist die Bewertung monatlicher Höchstspitzen welche mit einem Zwölftel des Leistungspreises monatlich berechnet wird. Eine zusätzliche Methode ist die Abrechnung des Leistungspreises mittels Stufenmodell in welchem bei der Betrachtung eines Monats die jeweils höchste Spitze des Jahres bis zum Ende des betrachteten Monats für die Berechnung des Leistungspreises herangezogen wird.

Wichtig ist hierbei zu beachten, dass Leistungswerte sich auf eine 15-Minuten Periode beziehen wodurch hier ein Mittelwert der momentanen Leistungen in dieser Periode genommen wird. Eine weitere Besonderheit in Deutschland ist die Unterscheidung nach der Jahresbenutzungsdauer wie in Abbildung 6 ersichtlich. Bei einer Jahresbenutzungsdauer unter 2500 Stunden pro Jahr wiegt der Arbeitspreis den größeren Anteil des Entgeltes, wohingegen bei einer Stundenzahl über 2500 der Leistungspreis zum größten Teil das Netzentgelt bestimmt.

Jahresbenutzungsdauer Entnahmestelle	< 2.500 Bh		≥ 2.500 Bh	
	Leistungspreis €/ kW*a	Arbeitspreis ct/kWh	Leistungspreis €/ kW*a	Arbeitspreis ct/kWh
Umspannung Höchst-/ Hochspannung	15,49	3,86	109,18	0,11
Hochspannung	16,79	3,84	109,85	0,11
Umspannung Hoch-/ Mittelspannung	16,88	3,91	112,13	0,10
Mittelspannung	11,61	5,14	129,92	0,41
Umspannung Mittel-/ Niederspannung	11,71	5,22	132,19	0,40
Niederspannung	13,11	5,18	107,66	1,40

Abbildung 6: Preisblatt Bayernwerk 2018 (Quelle: Bayernwerk 2018)

Vor allem jetzt in Zeiten der Transformation von der zentral aufgebauten bestehenden Netzinfrasturktur mit wenig großen Erzeugungsanlagen zu einem dezentralen Netz mit vielen Erzeugern bis hinunter zur Niederspannungsebene ist der Netzausbau und die Finanzierung dieses eine der größten Herausforderung. Hierzu kommt die Problematik, dass dieser Ausbau der Netzinfrasturktur besonders im windreichen jedoch aber dünnbesiedelten Norden und Osten Deutschlands vorstattengehen muss. Dadurch zeichnete sich vor allem in diesen Gebieten ein starker Anstieg der Netzentgelte ab.

Da die Kosten des Netzausbaus dort getragen werden müssen wo sie anfallen und jeder Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber seine Kosten auf die Kunden aufteilen muss, ergeben sich starke regionale Unterschiede. Insbesondere im ländlichen Bereich ist ein Anstieg der Netzentgelte stark ausgeprägt da vor allem in diesem Bereich der Ausbau erneuerbarer Anlagen stattfindet (Jahn und Graichen 2016).

Diese Entwicklung wird vor allem durch zunehmende Redispatch-Kosten, die aufgrund eines ungleichmäßigen Windausbaus und der Inflexibilität vorhandener konventioneller Kraftwerke entstehen (Geckeler und Alemany 2018).

Das Gefälle zwischen den Regionen ist vor allem bei der Industrie deutlich wie folgende Abbildung der Bundesnetzagentur zeigt.

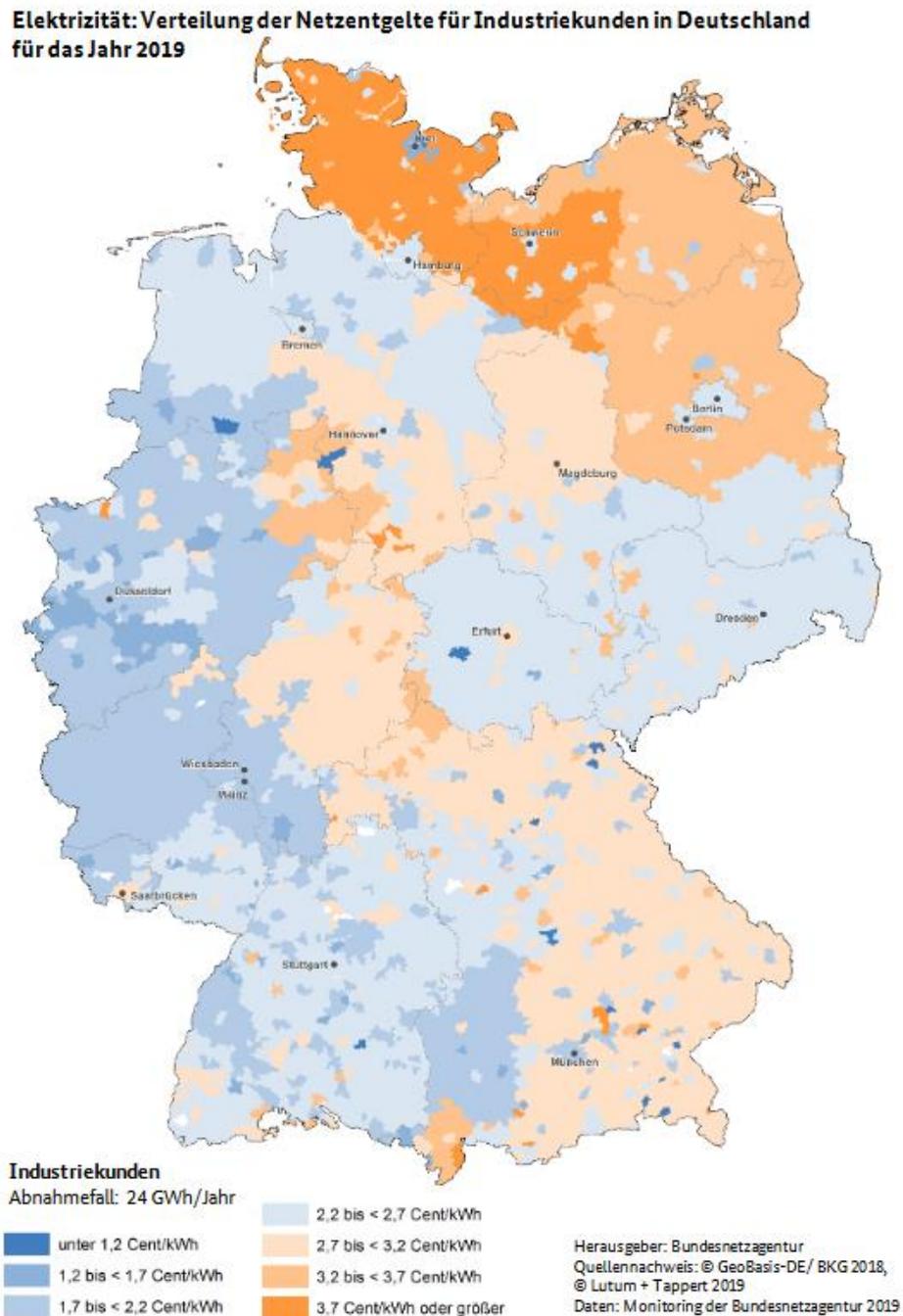


Abbildung 7: Netzentgeltkarte 2019 (Quelle: Bundesnetzagentur 2020)

Gründe für die unterschiedlichen Netzentgelte in Deutschland sind folgende (Wulff 2020):

- Unterschiedliche Auslastung
 - Bei geringer Auslastung durch fehlender Industrie oder Bevölkerungsrückgang verteilen sich die Kosten auf wenige Verbraucher
- Zunehmende Erzeugung erneuerbarer Energien wie PV und Wind in unteren Netzebenen
 - Durch die geringere Entnahmemenge aus dem Übertragungsnetz verteilen sich Kosten auf wenige Stunden
- Netzalter
 - Das älteren Netz in Westdeutschland zeigt geringeren Restwert und geringere Netzkosten als die neueren in Ostdeutschland
- Netzqualität
- Integrationskosten Erneuerbare Energien
- Höhere Kosten für Übertragungsnetzbetreiber
 - durch Netzausbau und für Versorgungssicherheit
- Die in den Netzgebieten entstehenden Kosten durch vermiedene Netzentgelte

Da es sich beim Stromnetz um ein natürliches Monopol handelt werden Netzentgelte nicht aufgrund marktwirtschaftlicher Rahmenbedingungen festgelegt. Um jedoch Kosteneffizienz und eine Gerechtigkeit gegenüber kleineren Netznutzern zu schaffen wurde die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) geschaffen um fehlende Kosteneffizienz durch den nicht vorhandenen Wettbewerb durch Anreize zu erreichen. Hauptbestandteil dieses Systems ist die Bestimmung einer Erlösobergrenze durch die ARegV und der Stromnetzentgeltverordnung welche durch die Bundesnetzagentur für die deutschen Netzbetreiber festgelegt wird. Die Einhaltung dieser wird durch Veröffentlichung der Netzentgelthöhe von unabhängigen Wirtschaftsprüfern und der Bundesnetzagentur überprüft. Erlösobergrenzen für Netzbetreiber werden für eine Periode von 5 Jahren festgelegt und darf nur in Absprache mit der Bundesnetzagentur und mit triftiger Begründung angepasst werden.

Verwendet werden die Netzentgelte neben der Finanzierung der Netzinfrastruktur für vermiedene Netzentgelte, Redispatch, Netz-, Regel- und Kapazitätsreserve, Sicherheitsbereitschaft, Einspeisemanagement, Blindleistung und Verlustenergie. Dazu kommen von Betreiber zu Betreiber sich stark unterscheidende individuelle Kosten des Unternehmens für Personal und Verwaltung.

Stromspeicher sind laut §118 Abs. 6 des Energiewirtschaftsgesetzes für einen Zeitraum von 20 Jahren nach Inbetriebnahme von Netzentgelten befreit. Hierbei bezieht sich die Netzentgeltbefreiung jedoch nur auf den zu speichernden Strom. Dieser Fall wird auch in Abbildung 8 skizziert. Diese gesonderte Betrachtung kommt aus der Regelung für Pumpspeicherkraftwerke heraus welche jedoch im Vergleich zu anderen Speicherformen nur für 10 Jahre gilt.

Befreiung von	Netzentgelte
Bezug (A1)	Ja, weil rein netzgekoppelt (§ 118 EnWG)
Einspeisung (A2)	Keine Netzentgelte fällig
Verluste (A1-A2)	Ja, Speicherverluste sind befreit
Hilfsenergie (H)	(Nein) ¹

¹ § 118 Abs. 6 EnWG definiert Speicherverluste/Hilfsenergie nicht eindeutig

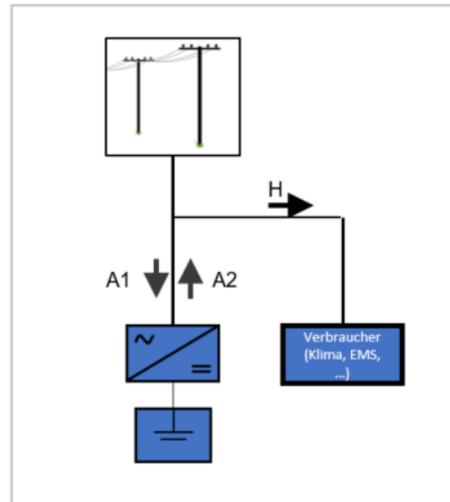


Abbildung 8: Netzentgelte für Batteriespeicher mit eigenem Zählpunkt (Quelle: eigene Darstellung)

Sollte ein Batteriespeichersystem als Teil einer Verbraucherstruktur hinter dem Zählpunkt des jeweiligen Stromabnehmers sein, wie in Abbildung 9 dargestellt, ist nur eine vollständige Rückspeisung der zwischengespeicherten Energie vom Netzentgelt befreit. Für die Nutzung der gespeicherten Energie im System hinter dem Zählpunkt fällt jedoch Netzentgelt an. Aufgrund der Neuheit solcher Systeme in Stromnetzen ist die Berücksichtigung von Speicher in der Regulatorik noch nicht ganz ausgereift wodurch die Befreiung von Netzentgelten bei einer anteiligen Rückspeisung strittig ist.

Befreiung von	Netzentgelte
Bezug aus dem Netz (A)	Nein
Laden Speicher (B1)	→ Ja, bei vollständiger Rückspeisung → Strittig bei anteiliger Rückspeisung (§ 118 Abs. 6 EnWG*)
Einspeisung (B2)	Keine Netzentgelte fällig
Bezug aus Speicher (C)	Keine Netzentgelte fällig (keine Netznutzung)

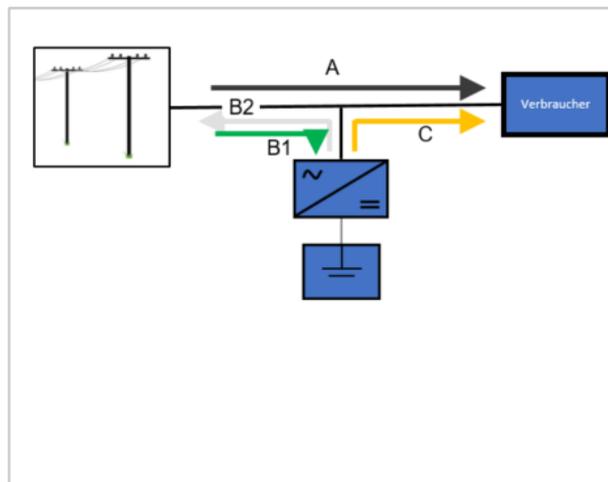


Abbildung 9: Netzentgelte für Batteriespeicher hinter dem Verbrauchers Zählpunkt (Quelle: eigene Darstellung)

2.4.2 Netzentgeltmodernisierungsgesetz – NEMoG

Aufgrund der starken Unterschiede der Netzentgelte zwischen den einzelnen Regionen in Deutschland, vor allem einem stark ausgeprägten Gefälle der Übertragungsnetzentgelte zwischen nordöstlichen Regionen und jenen im Südwesten Deutschlands kam es zur Verfassung des Gesetzes zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur mit dem Ziel einer schrittweisen Vereinheitlichung dieser.

Die Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte erfolgt in fünf Stufen und soll zwischen 2019 und 2023 erfolgen. Hierbei geht das deutsche Bundesministerium für Wirtschaft und Energie davon aus das Netzentgelt im Nordosten um mehr als 20 Prozent zu senken und erhofft sich dadurch Industrieverbraucher zu entlasten.

Ein weiterer wichtiger Punkt den das NEMoG beinhaltet ist die Abschmelzung der vermiedenen Netzentgelte welche in 2.4.4 genauer behandelt werden. Diese entstanden mit der Absicht lokal gewonnenen Strom aus dezentraler Einspeisung auch dort wieder zu verbrauchen um einer Belastung des Netzes entgegenzuwirken. Jedoch stellte man fest, dass der im hohen Maße im Norden erzeugte Windstrom trotzdem in den stark industrialisierten Süden des Landes transportiert werden muss wodurch wiederum Entgelte anfallen. Das NEMoG sieht nun eine Einfrierung der vermiedenen Netzentgelte ab 2018 auf den Stand von 2016 vor. Darüber hinaus erfolgt die Abschmelzung dieser, welche wiederum in 2.4.4 erklärt wird.

2.4.3 Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV

Diese Verordnung regelt die Entgelte für Zugang und Nutzung von Elektrizitätsversorgungsnetzen und legt fest anhand welcher Methoden diese ermittelt werden. Nötig wurde sie durch die Neuformulierung des Energiewirtschaftsgesetzes und ergänzt wird sie durch die Anreizregulierungsverordnung. Berücksichtigt werden Elektrizitätsverteil- und Elektrizitätsübertragungsnetze. Gleichzeitig regelt die Verordnung die Entgeltermittlung dezentraler Einspeisung und die Netzkosten für die Errichtung und den Betrieb von Offshore-Anbindungsleitungen.

2.4.4 §18 StromNEV – Vermiedenes Netznutzungsentgelt

Dieser Teil der StromNEV beschreibt, dass Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen vom Verteilnetzbetreiber, in dessen sie Einspeisen, ein Entgelt erhalten. Ziel dieser ist es die Einspeisung in eine Verteilnetzebene zu Zeiten hoher Bezugsleistung zu belohnen und das Entgelt, welches der Betreiber der jeweiligen Verteilnetzebene an die vorgelagerte Netz- oder Umspannebene entrichten müsste zu reduzieren. Berechtigt für den Erhalt dieses Entgeltes sind volatile und steuerbare Anlagen. Die Höhe des Entgeltes ergibt sich aus dem vermiedenen Netzentgelt des Verteilnetzbetreibers der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene. Nicht gewährt wird das Entgelt, wenn eine anderweitige Förderung oder Vergütung der Stromeinspeisung aus dem Erneuerbaren-Energie-Gesetz oder Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz erfolgt.

Als volatile Erzeugungsanlagen gelten Anlagen die Strom Windenergie oder Energie aus solarer Strahlung erzeugen. Berechtigt für den Erhalt eines Entgeltes dabei sind nur Bestandsanlagen die vor dem 01.01.2018 in Betrieb genommen wurden. Wobei sich hier eine jährliche schrittweise Reduzierung um ein Drittel durch das NEMoG vom Juli 2017 ergibt. Diese Abschmelzung wird in §120 EnWG geregelt und bedeutet folgende Reduzierung:

- Ab 01.01.2018 – Reduktion um ein Drittel
- Ab 01.01.2019 – Reduktion um zwei Drittel
- Ab 01.01.2020 – keine Vergütung mehr

Eine Modernisierung der Netzentgelte mit dem Ziel einer landesweiten Angleichung und der einhergehende Abbau der vermiedenen Netzentgelte wird damit begründet, dass diese nicht den bei der Einführung beabsichtigten Zweck der Gesamtnetzkostensenkung ausreichend erfüllen. Annahme war, dass lokal erzeugter Strom dadurch lokal verbraucht werden soll. Diese wurde jedoch aus Netzbetreiber Sicht nicht bestätigt, da dezentral eingespeiste Wind- und Solarenergie aus dem Landes-Norden in die Verbrauchsschwerpunkte im Süden und Westen transportiert werden müssen.

Zu den steuerbaren Erzeugungsanlagen zählen unter anderem klassische konventionelle Kraftwerksanlagen sowie stationäre Batteriespeichersysteme. Damit diese Anlagen für den Bezug eines Entgeltes berechtigt sind müssen diese vor dem 01.01.2023 in Betrieb genommen werden. Bis zum heutigen Stand ergibt sich aus dem NEMoG keine Reduzierung des Entgeltes für den Bestand dieser Erzeugungsanlagen in naher Zukunft. Gedeckelt ist die Höhe des Entgeltes mit dem Wert der am 31.12.2016 für den jeweiligen Verteilnetzbetreiber ausschlaggebend war.

Die Vergütung des Entgeltes bezieht sich auf den Anteil der Vermeidungsarbeit und dem Anteil der Vermeidungsleistung. Jener der Vermeidungsarbeit vNE_W errechnet sich wie folgt:

Formel 1: Vergütung Vermeidungsarbeit

$$vNE_W = AP * W_V * n_W$$

Der Normierungsfaktor der Vermeidungsarbeit ergibt sich aus dem Verhältnis der Vermeidungsarbeit zur eingespeisten Arbeit.

Den bedeutend größeren Anteil der Vergütung erzielt die Vermeidungsleistung. Bei der Berechnung dieser kann aus zwei Verfahren gewählt werden. Notwendig für den Anspruch auf Vergütung ist eine viertelstündige Leistungsmessung. In dieser Arbeit wird das Spitzenlastanteilsverfahren für die Berechnung herangezogen. Ausschlaggebend für den Leistungspreisanteil ist die zum Zeitpunkt höchste Last der jeweiligen Netzebene eingespeiste Leistung. Betrachtet wird hier eine 15-minütige Periode. Die höchste Last bezieht sich auf die höchste zeitgleiche Entnahme. Folgende Formel ist für die Berechnung der Vergütung der Vermeidungsleistung vNE_P ausschlaggebend:

Formel 2: Vergütung Vermeidungsleistung

$$vNE_P = LP * P_V * n_W$$

Wie in unten angeführter Abbildung dargestellt, berücksichtigt der Normierungsfaktor das Verhältnis zwischen der Vermeidungsleistung und der Summe der ins Netz eingespeisten Leistung in jenem Fall wo diese nicht zum selben Zeitpunkt anfallen. Die Vermeidungsleistung ergibt sich aus der Differenz zwischen maximaler Entnahmelast aller Entnahmen in der Netzebene und dem maximalen Bezug aus vorgelagerter Netzebene. Dieser wird für jedes Abrechnungsjahr neu berechnet und mindert dabei die Vergütung für die Vermeidungsleistung.

EL_{NE} ... Entnahmelast aus NE
 JHL_{NE} ... Jahreshöchstlast aller Entnahmen einer NE
 B_{VN} ... Bezug aus vorgelagerter NE
 JHL_{VN} ... Jahreshöchstlast Bezug aus vorgelagerter NE
 PE_{NE} ... Summe aller Einspeisungen
 PV_{NE} ... Vermeidungsleistung
 PE_{JHL} ... Einspeiseleistung zum Zeitpunkt der JHL aller Entnahmen
 $N1$... Normierungsfaktor (PV_{NE} / PE_{JHL})

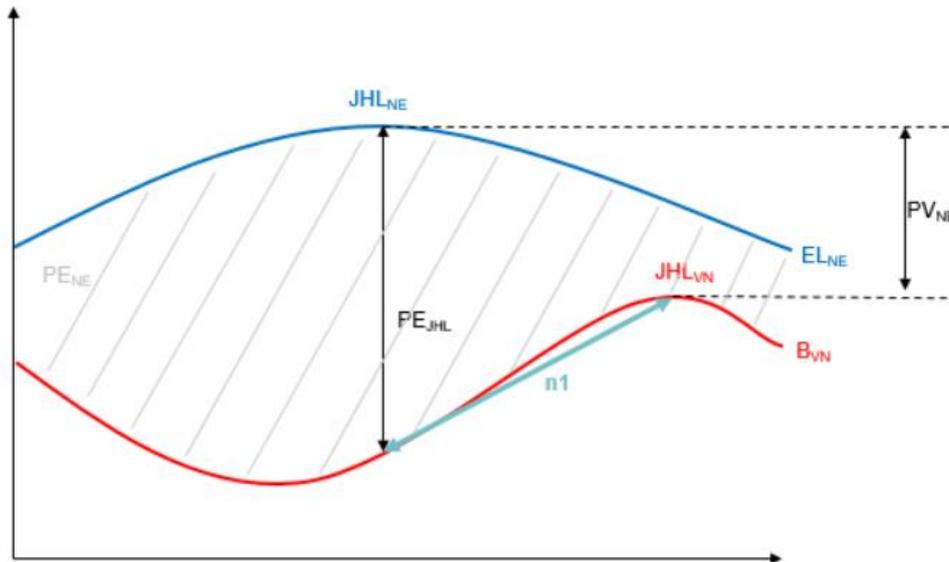


Abbildung 10: Ermittlung Normierungsfaktor 1 (Quelle: eigene Darstellung)

Anspruch auf vermiedenes Netzentgelt haben Netzanschlussnehmer, wenn:

- Eine Netzanschlusszusage für das Batteriespeichersystem vor dem 01.01.2023 vorliegt
- Das System mit einem vom Netzbetreiber zugelassenen und geeichten Zähler ausgestattet ist
- Das Messkonzept vom Netzbetreiber genehmigt wird

Die zukünftige Ausgestaltung der vermiedenen Netznutzungsentgelte für steuerbare Erzeugungsanlagen nach dem Jahr 2023 und ob hier genauso eine Abschmelzung in Zukunft tragend wird ist zum Zeitpunkt der Verfassung der Arbeit nicht absehbar. Je nach Akteur bestehen hier unterschiedliche Interessen und Positionierungen.

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) spricht sich in Bezug auf steuerbare Einspeiser gegen eine Abschmelzung und Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte aus mit der Begründung, dass diese Anlagen den Grundgedanken verbrauchsnahe Erzeugung weiterhin erfüllen. Strom wird flexibel dort bereitgestellt wo und wann er gebraucht wird. Darüber hinaus sehen sie die Gefahr die Stilllegung dezentraler Anlagen und Speicher aufgrund eines unwirtschaftlichen Betriebs ohne vermiedene Netzentgelte (BDEW 2017).

Im Gegensatz dazu positioniert sich die Bundesnetzagentur (BNetzA) für die vollständige Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte mit der Begründung, dass kaum Netzinfrastruktur gespart wird, sondern im Gegenteil sogar aufgrund von Rückspeisung, wenn die Einspeisung in die Netzebene größer als Entnahme aus der Netzebene, ins vorgelagerte Netz ausgebaut werden muss. Die vermiedenen Netzentgelte wurden auf Basis folgender Argumente eingeführt: Zum einen werden Netzkosteneinsparungen durch

dezentrale Einspeiser erzielt und zum anderen erfolgt die Flussrichtung des Stroms von der höchsten zur niedrigsten Netzebene. Beide sieht die Bundesnetzagentur als nicht mehr gegeben. Ebenso sieht diese eine sich selbst verstärkende Kostenspirale da durch die Verlagerung der Erzeugung auf kleinere dezentrale Anlagen der Energieumsatz der vorgelagerten Netzebene geringer wird wodurch die Netzentgelte der vorgelagerten Netzebene die sich auf die Absatzmenge verteilt höher wird. Die Bundesnetzagentur sieht einen Beitrag an der Vereinheitlichung der Netzentgelthöhen durch die Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte (Bundesnetzagentur 2015).

2.4.5 §19 StromNEV – Sonderformen der Netznutzung

Nach §19 Stromnetzentgeltverordnung haben Letztverbraucher durch Anpassung ihres Verbrauchsverhaltens ein individuelles Netzentgelt zu erhalten welches niedriger als das allgemein zu zahlende ist. Belohnt wird dies aus jenem Grund der Mitwirkung zur Senkung beziehungsweise Vermeidung von Netzkosten.

Dem jeweiligen Verteilnetzbetreiber wird dieser Entgeltentgang durch den Übertragungsnetzbetreiber erstattet und die Übertragungsnetzbetreiber gleichen diese entgangenen Erlöse untereinander aus. Finanziert wird dieser dann durch eine Umlage auf alle Letztverbraucher. Diese werden von den Übertragungsnetzbetreibern jährlich am 25. Oktober veröffentlicht und anhand von Prognosen für das Folgejahr berechnet. Die Höhe dieser Umlage für Letztverbrauchergruppe A unter 1 GWh ist in folgender Tabelle ersichtlich:

Tabelle 1: Umlage §19 StromNEV für Letztverbrauchergruppe A <1GWh/a (Quelle: netztransparenz.de 2020)

Jahr	Umlage in ct/kWh
2020	0,358
2019	0,305
2018	0,370
2017	0,388
2016	0,378
2015	0,227
2014	0,187
2013	0,329
2012	0,151

Die Höhe der Umlage wird in Abhängigkeit der abgenommenen Strommenge in drei Letztverbrauchergruppen eingeteilt und spiegeln die laut Gesetz maximalen Umlagesätze wieder:

- Letztverbrauchergruppe A
 - Für die jeweils ersten 1 GWh je Abnahmestelle
- Letztverbrauchergruppe B
 - Für Letztverbraucher mit einem Jahresstrombedarf über 1 GWh ist für jedes kWh über 1 GWh zusätzlich eine Umlage von bis zu 0,050 ct/kWh fällig
- Letztverbrauchergruppe C
 - Für Letztverbraucher die dem produzierenden Gewerbe, dem schienengebundenen Verkehr oder der Eisenbahninfrastruktur angehören und deren Stromkosten des vorangegangenen Jahres 4 % des Umsatzes überstiegen haben ist für einen Strombezug über 1 GWh hinausgehend maximal 0,025 ct/kWh zu verrechnen

Es gibt zwei Möglichkeiten das Abnahmeverhalten anzupassen um ein individuelles Netzentgelt zu erhalten. Zum einen, die Spitzenlast in lastschwache Nebenzeiten zu verlagern; dies nennt sich atypische Netznutzung. Zum anderen gibt es stromintensive Netznutzer, die sich durch gleichmäßig hohen Strombezug auszeichnen.

2.4.5.1 §19 StromNEV Abs. 2 Satz 1 – atypische Netznutzung

Als Teil der Sonderformen der Netznutzung zielt die atypische Netznutzung darauf ab Verbrauchern Anreiz zu schaffen ihre Höchstlast auf Zeiträume zu verlegen in welchen die Belastung der Netzinfrastruktur geringer ist.

Durch die atypische Netznutzung soll der Verbraucher seinen Strombezug flexibilisieren und für diese Leistung vom Netzbetreiber mit einer Reduktion des Netzentgeltes belohnt werden (Bolay und Otto 2015).

Wenn der Höchstlastbeitrag eines Letztverbrauchers vorhersehbar und erheblich von jährlichen Höchstentnahmelast der jeweiligen Netzebene abweicht, nutzt dieser das Netz atypisch. Die Periode der höchsten Entnahmelast in einer Netzebene eines Netzbetreibers ist durch sogenannte Hochlastzeitfenster definiert. Diese werden vom jeweiligen Netzbetreiber aus den Lastgängen und den Verlustmengen aller Netzkunden ermittelt und bestimmen den Zeitraum der maximalen Netzlast. Verbraucher mit atypischer Netznutzung können ein individuelles Netzentgelt beantragen, das ihrem besonderen Nutzungsverhalten Rechnung trägt. Anreiz für den Verbraucher ist hierbei, dass die höchste Last innerhalb aller Hochlastzeitfenster als Bemessungsgrundlage für den Leistungspreis herangezogen wird. Außerhalb des Hochlastzeitfensters dürfen Leistungen darüber hinaus bezogen werden ohne dabei Einfluss auf das Netznutzungsentgelt zu haben. Hochlastzeitfenster gelten nur werktags und werden je Jahreszeit, Netzbetreiber und Netzebene bestimmt. Diese Veröffentlichung erfolgt dem Geltungsraum vorausgehenden Herbst des Vorjahres. Zur Bestimmung dieser wird eine Maximallastkurve des betrachteten Zeitraums erstellt und bei 95% der höchsten Last eine Trennlinie erstellt. Wie in untenstehender Abbildung ersichtlich sind die Zeiten in der die Maximallastkurve über der Trennlinie sind als Hochlastzeit deklariert und jene darunter als Nebenlastzeit.

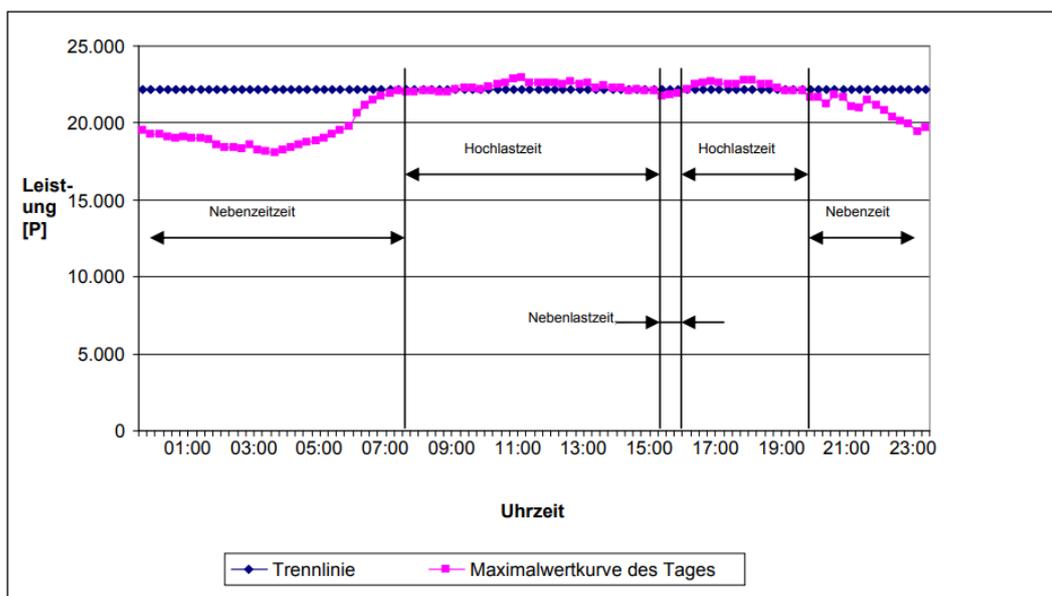


Abbildung 11: Bestimmung Hochlastzeitfenster (Quelle: Bundesnetzagentur 2011)

Für eine Gestaltung dieser Fenster gibt der regulatorische Rahmen zusätzlich dem Netzbetreiber die Möglichkeit sehr kurze Hochlastzeitfenster auf maximal 3 Stunden pro Tag zu erweitern, jedoch ist die Summe der Hochlastzeiten auf 10 Stunden pro Tag begrenzt.

Die Bestimmung der Hochlastzeitfenster erfolgt jährlich je Netzbetreiber und Netzebene. Eine Aufteilung des Jahres erfolgt in vier Perioden:

- Frühling
 - März, April, Mai
- Sommer
 - Juni, Juli, August
- Herbst
 - September, Oktober, November
- Winter
 - Dezember, Jänner Februar

Je nach Verbrauchsverhalten in der Netzebene unterscheiden sich die Hochlastzeitfenster von Jahr zu Jahr wie in folgender Abbildung ersichtlich.

 Netzebene 1				 Netzebene 5			
Frühling	Sommer	Herbst	Winter	Frühling	Sommer	Herbst	Winter
2012				2012			
			16:15-19:15			16:45-19:45	16:30-20:00
2013				2013			
		16:45-18:30	17:15-19:45				08:15-12:00
							17:15-19:45
2014				2014			
18:45-19:00		07:45-12:00	08:00-09:00				16:30-19:30
		16:45-19:15	09:15-12:15				
			16:45-19:30				
2015				2015			
18:45-20:00		08:00-08:30	07:30-13:45			16:30-19:30	16:15-20:00
		16:30-18:30	14:30-14:45				
			16:30-19:45				
2016				2016			
		16:45-19:15	07:45-12:30				07:30-09:00
			16:45-17:15				10:00-12:00
			17:30-19:30				16:30-20:00
			19:45-20:00				
2017				2017			
19:00-19:15		17:15-19:30	17:00-18:45			17:00-18:15	07:15-09:00
							10:45-11:45
							16:30-20:00
2018				2018			
19:00-19:15		07:45-09:15	07:30-10:15			16:30-19:45	07:15-08:45
		16:30-20:15	11:15-12:15				10:30-12:00
			15:45-20:00				16:15-20:00
2019				2019			
18:45-19:15		15:30-19:30	08:15-13:00	07:15-08:15		16:45-19:00	07:15-09:00
			15:00-20:15	18:00-20:15			09:45-11:45
							16:15-20:30

Abbildung 12: Entwicklung Hochlastzeitfenster ausgewählter Netzbetreiber und Netzebene (Quelle: eigene Erhebung)

Ausschlaggebend für die Erreichung dieser atypischen Netznutzung ist neben den Hochlastzeitfenstern auch das Erreichen der Erheblichkeitsschwelle. Diese gibt einen Prozentsatz an um welche sich die Spitze außerhalb des Hochlastzeitfensters von jener innerhalb des Hochlastzeitfenster unterscheiden muss. Dies bedeutet, dass die maximale Leistung innerhalb des Hochlastzeitfensters um die Erheblichkeitsschwelle geringer sein muss, als jene außerhalb dem Hochlastzeitfenster. Eine Erreichung dieser wird mit folgender Formel überprüft.

Formel 3: Berechnung Erheblichkeitsschwelle

$$\frac{P_{max_{au\ss erhalb\ HLZF}} - P_{max_{innehalb\ HLZF}}}{P_{max_{au\ss erhalb\ HLZF}}} * 100 \geq ES_{NE}$$

Kriterien für die Erreichung einer atypischen Netznutzung:

- Die Leistungsdifferenz beträgt darüber hinaus mindestens 100 kW
- Die erwartete Netzentgeltreduzierung muss mindestens 500 € betragen (Bagatellgrenze)
- Die Lastreduzierung zwischen den Höchstlasten des Letztverbrauchers überschreitet innerhalb und außerhalb der Hochlastzeitfenster einen prozentualen Schwellenwert (= Erheblichkeitsschwelle ES) ersichtlich in untenstehender Tabelle

Tabelle 2: Mindestschwellenwerte zur Erreichung atypischer Netznutzung laut §19 StromNEV Abs. 2 Satz 1

Netz-/Umspannebene	Erheblichkeitsschwelle
Höchstspannung	5%
Höchst-/Hochspannung	10%
Hochspannung	10%
Hoch-/Mittelspannung	20%
Mittelspannung	20%
Mittel-/Niederspannung	30%
Niederspannung	30%

Wie zu Beginn des Kapitels schon erwähnt erfolgt bei Erfüllung dieser Kriterien die Berechnung eines individuellen Entgeltes. Hier zu beachten, dass dieses maximal um 80% geringer sein kann als das allgemeine Entgelt.

Berechnung allgemeines Entgelt	Berechnung individuelles Entgelt
Leistungspreis * Jahreshöchstlast + Arbeitspreis * Jahresarbeit = allgemeines Entgelt	Leistungspreis * Jahreshöchstlast in HLZF + Arbeitspreis * Jahresarbeit = individuelles Entgelt

Abbildung 13: Vergleich der Berechnung des Netzentgelts (Quelle: eigene Darstellung)

2.4.5.2 §19 StromNEV Abs. 2 Satz 2 – stromintensive Netznutzung

Eine stromintensive Netznutzung nach §19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV ist dann gegeben, wenn der Verbraucher zwei Kriterien erfüllt. Diese sind:

- Einen Strombezug von über 10GWh pro Jahr an der betreffenden Abnahmestelle und
- Eine Vollbenutzungsstundenzahl VBS (nach Formel 4) von mindestens 7000 Stunden pro Jahr. Diese ergibt sich aus Jahresenergiemenge dividiert durch Jahreshöchstlast

Formel 4: Berechnung Vollbenutzungsstunden für stromintensive Netznutzung

$$VBS = \frac{W_{Jahr}}{P_{max,Jahr}}$$

Durch die Erfüllung dieser Kriterien besteht der Anspruch auf ein individuelles Netzentgelt. Dieses wird anhand des sogenannten physikalischen Pfades - beispielhaft dargestellt in Abbildung 14 - vom Netzbetreiber auf Anfrage des Verbrauchers berechnet und berücksichtigt die auf direktem Wege vom Verbraucher zur nächsten geeigneten Erzeugungsanlage oder Netzknotenpunkt, genutzte Infrastruktur.

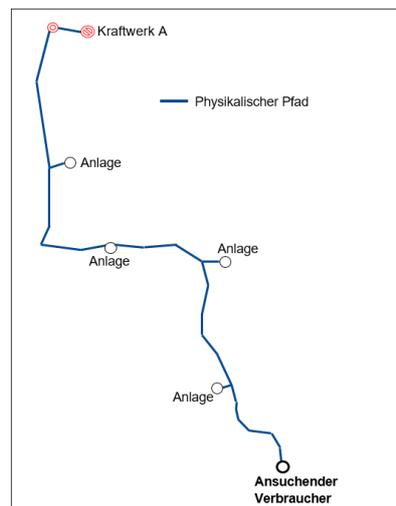


Abbildung 14: Beispielhafter physikalischer Pfad für individuelles Netzentgelt (Quelle: eigene Abbildung)

Je nach Höhe der erreichten Benutzungsstundenzahl muss das individuelle Netzentgelt einen Mindestanteil des allgemeinen Netznutzungsentgelts betragen. Diese Mindestanteile sind in folgender Tabelle ersichtlich und zeigen, dass hier Einsparungen beim Netznutzungsentgelt von bis zu 90% erreicht werden können.

Tabelle 3: Mindestanteile Netznutzungsentgelt für stromintensive Netznutzung

Benutzungsstundenzahl über	Mindestanteil Netznutzungsentgelt
7000 h/a	20%
7500 h/a	15%
8000 h/a	10%

Sobald ausreichend Tatsachen eine Annahme zur Erreichung der Kriterien rechtfertigen, soll eine Anzeige zur stromintensiven Netznutzung erfolgen.

3 Datengrundlagen, Material und Methoden

Für die Betrachtung der gewählten Anwendungsfälle gibt es unterschiedliche Vorgangsweisen. Hier wird vor allem unterschieden ob die Systeme zur Erfüllung der Sonderformen der Netznutzung aus §19 StromNEV beitragen sollen oder auf den Erhalt des vermiedenen Netznutzungsentgelts aus §18 StromNEV abzielen.

3.1 §18 StromNEV – vermiedenes Netznutzungsentgelt

Zum Erhalt des vermiedenen Netzentgeltes muss das stationäre Batteriespeichersystem über einen Netzanschluss in jenem Netzgebiet eines Netzbetreibers verfügen in welches es als steuerbare Erzeugungsanlage in die angeschlossene Netzebene einspeisen will. Die Auswahl des Netzbetreibers und der Netzebene erfolgt je nach vorhandener Infrastruktur oder Grundstück und darauf vorhandenem Netzanschluss. Bei einer Neuerrichtung sind hierbei Komponenten wie Infrastrukturkosten sowie Abnehmerstruktur, Leistungspreis und Normierungsfaktoren der Netzebene des Netzbetreibers. Eine Auswahl welches Netzgebiet und welche Netzebene sich am besten für diesen Anwendungsfall eignet soll in dieser Arbeit nicht erfolgen, sondern am Beispiel eines neu errichteten Systems in der gewählten Netzebene des Netzbetreibers A die Anwendung und Wirtschaftlichkeit eines solchen dargestellt werden.

3.1.1 Analyse Verteilnetz – Netzbetreiber A

Zur Bewertung des Nutzens eines stationären Batteriespeichersystems für den Anwendungsfall der vermiedenen Netznutzung nach § 18 StromNEV muss die ausgewählte beziehungsweise vorhandene Netzebene des Netzbetreibers analysiert und die wichtigsten Parameter erhoben werden. Dazu gehören unter anderem die Analyse der Lastkurven und die Erhebung der Normierungsfaktoren und des Leistungspreises der ausgewählten Netzebene.

Der ausgewählte Netzbetreiber A verfügt über Infrastruktur von Niederspannung (Netzebene 7) bis Hochspannung (Netzebene 2). Der Anschluss des stationären Batteriespeichersystems erfolgt auf Netzebene 4 nächst einem Umspannwerk des Netzbetreibers A.

Zur Analyse der ausgewählten Netzstruktur sind vor allem folgende Lastkurven ausschlaggebend:

- Entnahmelastgang der Verbraucher aus der gewählten Netzebene (folgend als Jahreshöchstlast bezeichnet)
- Bezugslastkurve aus der vorgelagerten Netzebene, sowie
- Erzeugungslastgang der dezentralen Einspeiser der ausgewählten Netzebene

Hierbei ist der Betreiber von Elektrizitätsverteilnetzen laut §17 Absatz 2 Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) verpflichtet diese in geeigneter Weise, zumindest auf ihrer Internetseite zu veröffentlichen. Die veröffentlichten Daten stellen Lastkurven für ein Jahr mit einer 15-minütigen Auflösung eines Leistungswertes in Kilowatt dar.

Die wichtigste dieser Lastkurven stellt die Jahreshöchstlast dar, denn jene 15-Minuten Periode der höchsten Entnahme der Verbraucher bestimmt welche Erzeugungsanlagen Anspruch auf vermiedenes Netznutzungsentgelt haben. Wie schon in 2.4.4 erläutert erhalten nämlich jene dezentralen Anlagen die zu diesem Zeitpunkt in diese Netzebene eingespeist haben ein Entgelt vom Netzbetreiber für die eingespeiste Leistung und Arbeit in dieser 15-Minuten Periode.

In Tabelle 4 zeigt sich deutlich, dass sich die Zeitpunkte je Netzebene unterscheiden können. Darüber hinaus ergeben sich unterschiedliche Jahreshöchstlaste von 429.061 kW auf Niederspannungsebene am 27.01.2019 um 11:15 bis hin zu 1.345.810 kW in der Hochspannungsebene um 09:15 des 24.01.2019.

Tabelle 4: Jahreshöchstlast je Netzebene Netzbetreiber A 2019 (Quelle: eigene Erhebung)

Netzebene	Datum	Uhrzeit (Anfangswert)	Leistung in kW
HS	24.01.2019	09:15	1.345.810
HS/MS	24.01.2019	10:00	1.222.405
MS	23.01.2019	07:30	866.466
MS/NS	13.01.2019	11:30	457.837
NS	27.01.2019	11:15	429.061

Für Netzebene 4 bedeutet dies speziell, dass im Jahr 2019 diese Spitze am Donnerstag, dem 24. Jänner zwischen 10:00 und 10:15 auftrat. Die Jahreshöchstlast betrug in dieser Periode 1.222.405 kW. Ebenso zeigt sich durch den konkaven Verlauf der Lastspitzen über das Jahr in Abbildung 15 deutlich, dass die Entnahme der Verbraucher stark abhängig von der Jahreszeit ist und sich eine Temperaturabhängigkeit vermuten lässt. Wodurch mit einem Auftreten einer Spitze eher in den Wintermonaten zu rechnen ist.

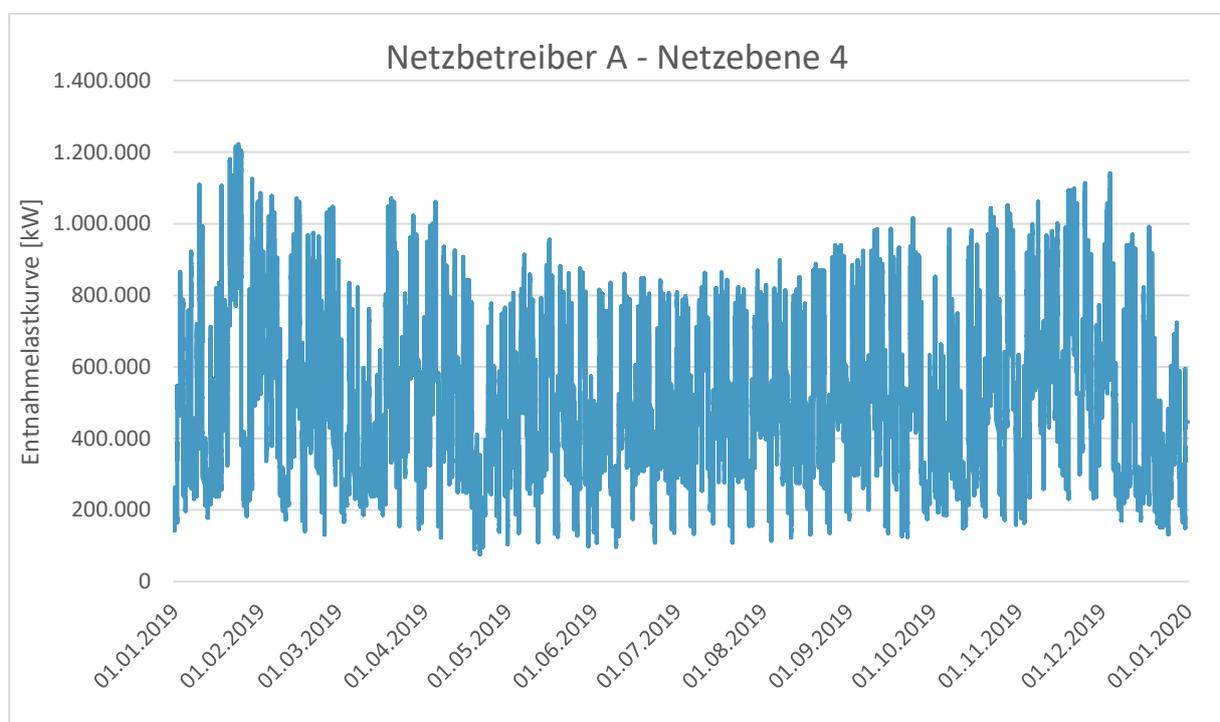


Abbildung 15: Jahreshöchstlastkurve Netzbetreiber A 2019 (Quelle: eigene Erhebung)

Für die Berechnung des vermiedenen Netzentgeltes ist die Höchstbezugslast aus der vorgelagerten Netzebene ebenso entscheidend. Ein Bezug aus der vorgelagerten Netzebene erfolgt dann, wenn die Entnahme aus der betrachteten Netzebene höher als die Einspeisung in diese ist. In diesem Fall wird jener Teil der Entnahmelast aus Netzebene 3 bezogen, welcher nicht durch in die Netzebene 4 einspeisenden Erzeugungsanlagen zur Verfügung gestellt werden kann. Ebenso wird der Zeitpunkt und die Höhe des Höchstbezuges aus vorgelagerter Netzebene zur Berechnung des Normierungsfaktors benötigt. Wie in Abbildung 16 ersichtlich, zeigt sich in dieser Lastkurve die Auswirkungen der Jahreszeiten nicht so deutlich. Die Bezugshöchstlast liegt 2019 bei 1.057.197 kW. Der Höchstbezug erfolgt ebenso wie die Jahreshöchstlast am 24.01.2019, jedoch in der Zeit zwischen 09:30 und 09:45.

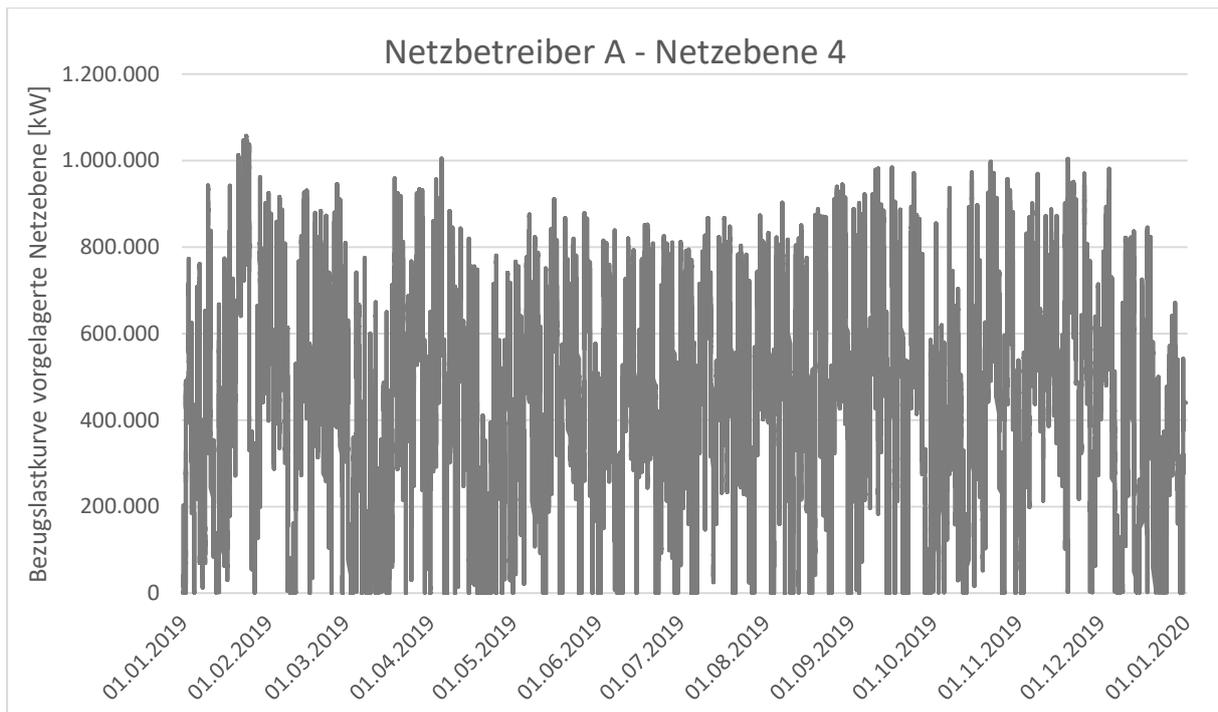


Abbildung 16: Bezugslastkurve aus vorgelagerter Netzebene Netzbetreiber A 2019 (Quelle: eigene Erhebung)

Zu guter Letzt erfolgt die Darstellung des Erzeugerlastgangs in folgender Abbildung. Sie zeigt den Verlauf der eingespeisten Leistungen dezentraler Erzeugungsanlagen in 15-minütigen Schritten. Typischerweise erreicht die Einspeiseleistung ihren Höhepunkt im Sommer am 18.08.2019 zwischen 14:30 und 14:45 mit einer Leistung von 872.487 kW. Ausschlaggebend für die Berechnung des vermiedenen Netzentgelts ist jedoch nicht der Zeitpunkt und Höhe der maximalen Einspeisung dezentraler Erzeugungsanlagen, sondern die Einspeiseleistung zum Zeitpunkt des höchsten Bezugs aus der vorgelagerten Netzebene. Dies bedeutet in diesem Fall die durch die dezentralen Erzeugungsanlagen in die Netzebene 4 eingespeiste Leistung des Netzbetreibers A am 24.01.2019 von 10:00 und 10:15. Diese betrug 2019 172.326 kW.

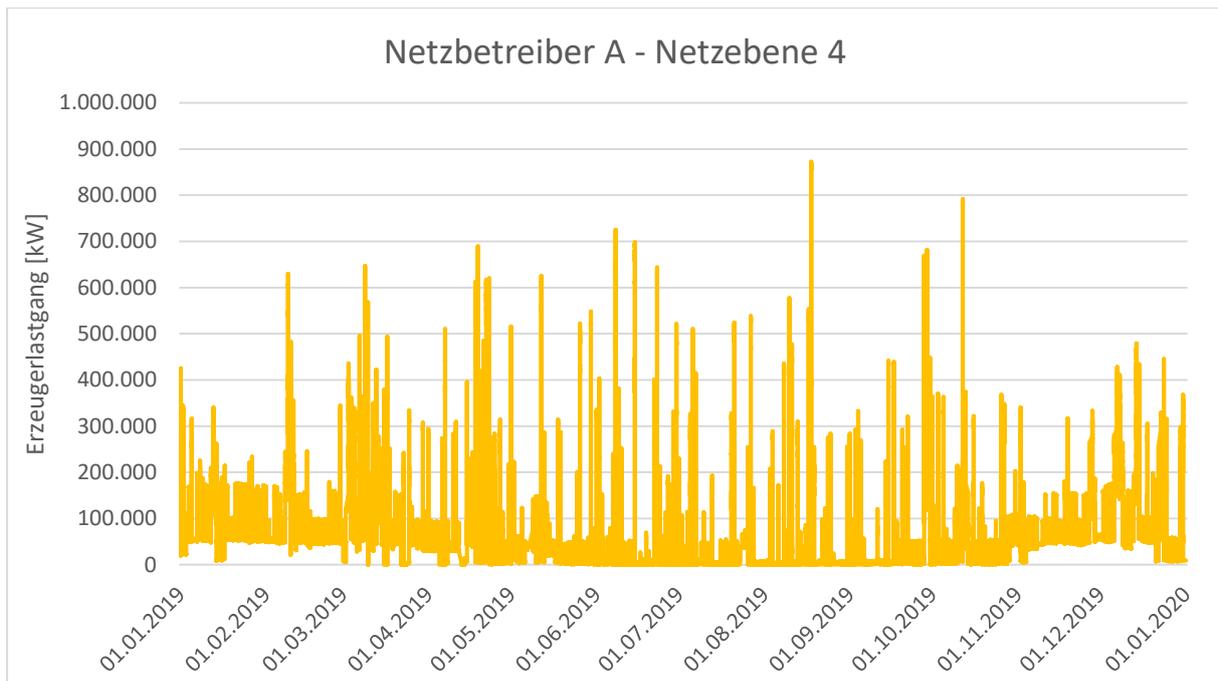


Abbildung 17: Erzeugerlastkurve der dezentralen Einspeiser Netzbetreiber A 2019 (Quelle: eigene Erhebung)

Anhand der erhobenen Leistungswerte erfolgt die Berechnung der Vermeidungsleistung und anschließend des Normierungsfaktors n_1 . Diese erfolgt mit der in 2.4.4 erläuterten Formel und ergibt für 2019 99,5%. Über die aktuellsten Werte des Normierungsfaktors wird aufgrund der Veröffentlichungspflicht nach §17 StromNZV darüber vom Netzbetreiber auf dessen Internetseite informiert.

Um Aussage über die Wirtschaftlichkeit des Systems, sowie zur Entwicklung einer Betriebsstrategie ist es ausschlaggebend auf historische Daten zurückzugreifen. Hierbei werden folgende Parameter prioritär betrachtet:

- Zeitpunkt des Auftretens der Jahreshöchstlast
- Höhe der Jahreshöchstlast
- Normierungsfaktor

Während der Zeitpunkt des Auftretens und die Höhe der Jahreshöchstlasten entscheidend für die Betriebsstrategie zum Erreichen des vermiedenen Netznutzungsentgeltes ist, ist der Normierungsfaktor bestimmend für die Wirtschaftlichkeit des Systems. Dieser ist für die Perioden von 2015 bis 2019 verfügbar und schwankte historisch betrachtet zwischen 56,2% im Jahr 2015 und 100 % im Jahr 2016. Aus diesem Grund wird über die längere Periode betrachtet mit einem Mittelwert von 88,9% gerechnet. Die gesammelten historischen Daten der besprochenen Parameter sind in folgender Tabelle zu finden.

Tabelle 5: Variabilität der Höchstlastspitze und des Normierungsfaktors Netzbetreiber A (Quelle: eigene Erhebung)

Netzebene 4	2015	2016	2017	2018	2019
Datum	23.01.2015	06.12.2016	23.01.2017	11.01.2018	24.01.2018
Uhrzeit (Endwert)	11:45	17:30	18:00	18:00	10:15
Wochentag	Freitag	Dienstag	Montag	Donnerstag	Mittwoch
Höchstlast in kW	nV^1	1.272.231	1.266.194	1.197.075	1.222.405
Normierungsfaktor n_1	56,2%	100,0%	99,5%	89,4%	99,6%

¹ Nicht Verfügbar - Keine historischen Daten dazu vorhanden

Es zeigt sich, dass mit einem Auftreten einer Lastspitze unter der Woche und eher zu späten Vormittags- beziehungsweise Abendstunden zu rechnen ist. Die Jahreshöchstlast bewegt sich gleichmäßig im Bereich von 1,2 GW und zeigt aufgrund der Größenordnung, dass Änderungen in der Verbrauchstruktur nur geringen Einfluss auf das Auftreten der Lastspitze haben sollte.

Für die Betrachtung der Wirtschaftlichkeit ist eine Analyse der erzielbaren Entgelte ausschlaggebend. Wie im Literaturüberblick schon erwähnt wurde hierzu ab 2018 eine Obergrenze basierend auf den fiktiven und bereinigten Netzentgelten von 2016 geltend. Dadurch ergeben sich für das Jahr 2020 im Netzgebiet des Netzbetreibers A je Netzebene folgende Entgelte dargestellt in Tabelle 6. Für den betrachteten Anwendungsfall in Netzebene 4 ergeben sich dadurch für das Jahr 2020 Entgelt von 77,66 €/kW*a für den leistungsbezogenen Anteil und 0,0011€/kWh für den arbeitsbezogenen Anteil.

Tabelle 6: Entgelte 2020 für §18 StromNEV Netzbetreiber A (Quelle: eigene Erhebung)

Entgelte vNE 2020	Leistungspreis	Arbeitspreis
Netz-/Umspannebene	€/kW*a	ct/kWh
Hochspannung	61,15	0,06
Hoch-/Mittelspannung	77,66	0,11
Mittelspannung	91,74	0,06
Mittel-/Niederspannung	94,36	0,79
Niederspannung	116,31	0,71

Welche Auswirkungen die Begrenzung der Entgelte auf die Erlöse hat wird in folgenden beiden Abbildungen deutlich. Während die Entnahme aus der Netzebene 3 dem Netzbetreiber in den letzten 3 Jahren zwischen 102 und 118 €/kW*a kostete war der Erlös für die dezentralen Einspeiser in Netzebene 4 mit 77,66 €/kW*a begrenzt. Jedoch wird durch den Verlauf und den Abstand zur regulatorisch fixierten Obergrenze deutlich, dass in den nächsten Jahren eher nicht mit einem Fall des Leistungspreises und somit dem entstehenden Erlös nach §18 StromNEV unter 77,66 €/kW*a gerechnet werden kann.

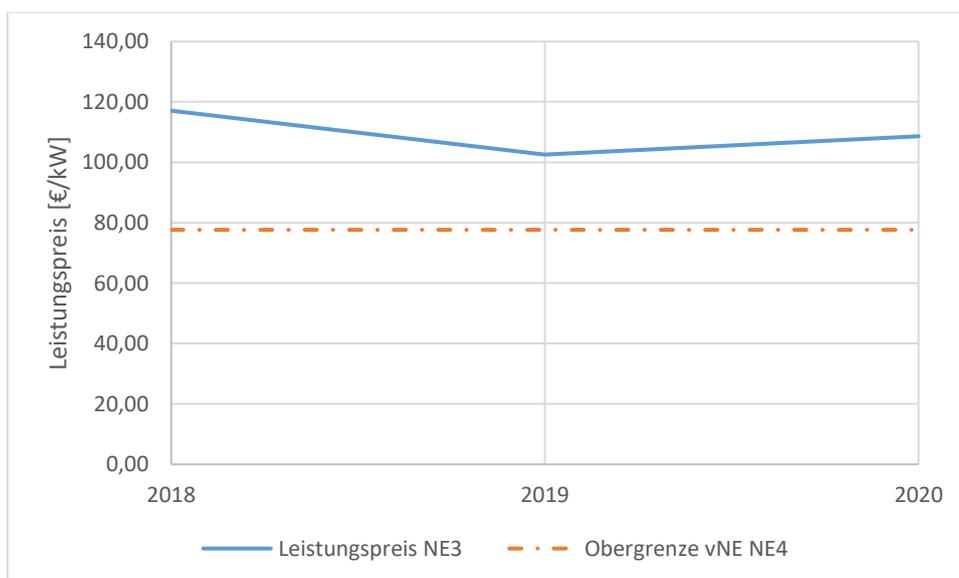


Abbildung 18: Obergrenze für Leistungspreis vermiedene Netzentgelte Netzbetreiber A NE4 (Quelle: eigene Darstellung)

Obwohl der arbeitsbezogene Anteil des Entgelts verschwindend gering im Vergleich zum leistungsbezogenen Anteil aufgrund der kurzen Einspeisedauer ist, zeigt sich auch hier selbiges Spiel. Durch den Anstieg des arbeitsbezogenen Entgeltes auf 0,0025 €/kWh*a im Jahr 2020 ist auch hier die Obergrenze von 0,0011 €/kWh wirksam, wie in folgender Abbildung ersichtlich.

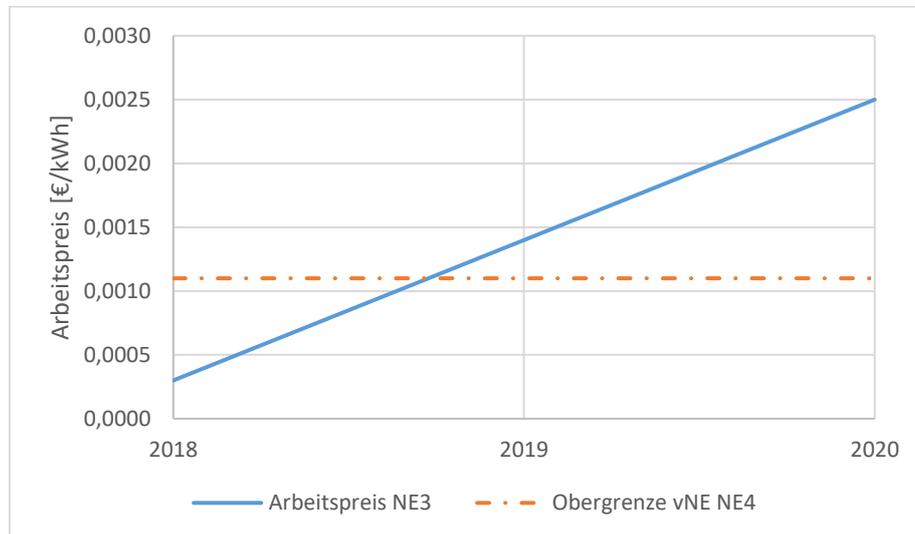


Abbildung 19: Obergrenze für Leistungspreis vermiedenes Netzentgelte Netzbetreiber A NE4 (Quelle: eigene Darstellung)

3.1.2 Betriebsstrategie

Die aus der Analyse des Verteilnetzes gewonnen Erkenntnisse sind ausschlaggebend für die Betriebsstrategie des Batteriespeichersystems, denn der Hauptanwendungsfall dieser dient dem vermiedenen Netznutzungsentgelt durch dezentrale Einspeisung. Eine Bestimmung zu welchen Zeitpunkten eingespeist werden soll um die höchste Entnahmelastspitze des Jahres zu erwischen ist dafür erforderlich. Diese Einspeisestrategie kann auf Basis von drei Möglichkeiten erfolgen. Abhängig von diesen ist auch die Belastung des Batteriespeichersystems in Form von Zyklen und die Verfügbarkeit für andere Anwendungsfälle. In diesem Fall wird vor allem die Vermarktung des Systems am Regelleistungsmarkt für Primärregelleistung betrachtet.

Zum einen können historische Daten aufgetretener Lastspitzen herangezogen werden um Zeitfenster zu definieren in welchen eingespeist wird ohne zu berücksichtigen ob tatsächlich eine hohe Entnahme aus der Netzebene stattfindet oder nicht. Die Belastung für das Batteriesystem wäre in diesem Fall am höchsten, da über mehrere Wochen hinweg zwei bis drei Vollzyklen am Tag für den Anwendungsfall vermiedene Netzentgelte benötigt werden. Ebenso wäre die Verfügbarkeit für die Vermarktung des Systems in den Wintermonaten stark eingeschränkt.

Eine andere Möglichkeit bei Nichtvorhandensein von Echtzeitdaten ist einen Zusammenhang des Entnahmelastgangs mit gut Prognostizierbaren und leicht zugänglichen Temperatur- und Marktpreisdaten zu finden. Anhand dieser ein Tag im Voraus verfügbaren Prognosedaten können Einspeisezeiträume identifiziert werden. Bei der Analyse dieser Prognosedaten und der Entnahmelastgänge der letzten Jahre zeigt sich ein starker Zusammenhang und es ergibt sich die Möglichkeit einen Temperaturgrenzwert zu identifizieren über welchem mit keiner Entnahmelastspitze zu rechnen wäre. Zur Erhöhung der Treffergenauigkeit und Reduktion des Einspeisefenster wird selbiges mit Marktpreisdaten und ebenso Erzeugerlast aus Windkraft möglich.

Zu guter Letzt können auf Basis von Echtzeitdaten der Gesamtentnahme aus der Netzebene die Zeiträume bestimmt werden in denen mit einer Spitze zu rechnen ist und eine

Einspeisung des Batteriespeichersystems erfolgt. Hierzu kann durch die Kombination aus einem Grenzwert und der Steilheit des Lastgangs von einer 15-Minuten-Periode zur nächsten auf eine zu erwartende Einspeiseperiode geschlossen werden. Die Treffergenauigkeit ist hier am höchsten und der Einsatz für die vermiedenen Netzentgelte würde sich auf wenige Stunden pro Jahr belaufen. Die jährliche Belastung und die benötigten Zyklen wären in diesem Fall am geringsten und die Verfügbarkeit für andere Anwendungsfälle am höchsten.

Aufgrund derzeit nicht vorhandener Echtzeitdaten des Netzbetreibers A erfolgt die Erstellung einer Betriebsstrategie auf Basis historischer Entnahmelastgänge und der Verwendung von Temperatur-, Marktpreis- und Winderzeugungsprognosedaten. Dadurch werden wenige Tage identifiziert an welchen zwei bis drei Einspeisezeiträume entstehen. Anhand dieser Kombinationen wird der Bedarf an benötigten Zyklen reduziert und bei einer Vollzyklenzahl von unter 50 ermöglicht.

Tabelle 7: Aufteilung verfügbarer Vollzyklen für Anwendungsfall vermiedenen Netzentgelte (Quelle: eigene Berechnung)

Nutzungsdauer in Jahre	10		
Vollzyklenzahl bis 80% Restkapazität garantiert	4000		
Theoretisch verfügbare Vollzyklen pro Jahr	400		
Historische Daten	Option 1		
Kombination historische Daten mit Prognosedaten	Option 2		
Echtzeitdaten	Option 3		
Anwendungsfall	Zyklenzahl		
	Option 1	Option 2	Option 3
Maximal benötigte Zyklen für vNE	250	50	15
Mindestverfügbare Zyklen für Vermarktung (PRL)	150	350	385

Geht man davon aus, dass das System über 10 Jahre genutzt werden kann und eine Vollzyklenzahl bei welcher 80% Restkapazität erreicht wird von 4000 garantiert wird verbleiben für die Vermarktung des Systems mindestens 350 Zyklen pro Jahr.

3.1.3 Auslegung Batteriespeichersystem

Für die Betrachtung des Anwendungsfalls wird die Nutzung eines 10 MW/ 11 MWh Batteriespeichersystems angenommen werden. Dies bedeutet es kann eine Vermeidungsleistung von bis zu 10 MW durch das Batteriesystem erzeugt werden. Aufgrund der schwierigen Prognostizierbarkeit jener 15-Minuten-Periode in welcher die Jahreshöchstlast auftritt wird zur Erhöhung der Treffsicherheit auf eine Einspeisung für einen Zeitraum von bis zu einer Stunde abgezielt wodurch sich ein Batteriespeichersystem mit einer C-Rate von 1,0 anbieten würden. Jedoch für die Nutzung des Batteriespeichersystems über eine Betriebsdauer mehrerer Jahre bietet sich zur Berücksichtigung einer Degradation der Batteriezellen von 1-2% pro Jahr eine Überdimensionierung des Systems um 1 MWh an.

3.2 §19 StromNEV Abs. 2 Satz 1 – atypische Netznutzung

Zur Erreichung der atypischen Netznutzung muss die Last des Verbrauchers in vom Netzbetreiber definierten Hochlastzeiten unter einen regulatorisch vorgegebenen Schwellenwert reduziert werden. Um die Anforderungen an das Batteriesystem bestimmen zu können müssen vorab die vom Netzbetreiber definierten Hochlastzeiten, sowie für die Einsparungsberechnung erforderlichen Leistungspreise erhoben werden. Zusätzlich müssen die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen des betrachteten Unternehmens erhoben werden.

3.2.1 Lastganganalyse Unternehmen B

Für die Analyse des Lastgangs sind die Leistungswerte in einer 15-minütigen Auflösung am Bezugszählpunkt für die Periode von einem Jahr nötig. Diese Daten können beim Netzbetreiber der den Netzanschluss zur Verfügung stellt angefragt werden. Für die Analyse des Unternehmen B wird hier der Bezug von 2018 betrachtet. Dieser ist in Abbildung 20 ersichtlich.

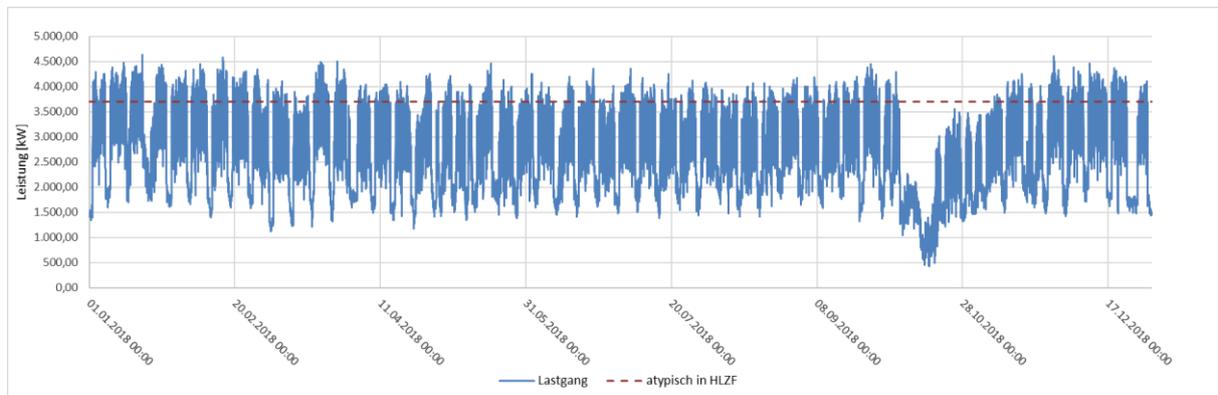


Abbildung 20: Lastgang Unternehmen B mit Peak Shaving Grenze in Hochlastzeitfenster (Quelle: eigene Darstellung)

Für die Berechnung des Schwellenwertes welcher in Hochlastzeiten erreicht werden muss, wird Formel 3 herangezogen. Wie in folgender Tabelle dargestellt ergibt sich eine maximale Reduktion der Lastspitze zur Erreichung der atypischen Netznutzung von 906 kW und eine erforderliche Spitzenlast von 3.704 kW in Hochlastzeiten. Diese Grenze von 3.704 kW ist auch in obiger Abbildung 20 ersichtlich.

Tabelle 8: Parameter atypische Netznutzung Unternehmen B (Quelle: eigene Berechnung)

Erreichung atypische Netznutzung - Unternehmen B			
Bemessungsleistung Grenzwert	Max. Last außerhalb HLZF	kW	4.630
Bemessungsleistung Batterie	Max. Last über alle HLZF	kW	4.610
Maximale Lastspitzenreduktion in HLZF		kW	906
Erforderliche Spitzenlast in HLZF		kW	3.704

Die für das Unternehmen gültigen Hochlastzeitfenster sind abhängig von der Netzebene an welche der Abnehmer angeschlossen ist. Da Unternehmen B über einen Mittelspannungsanschluss (Netzebene 5) verfügt ergeben sich zwei Zeitfenster im Herbst und vier Zeitfenster im Winter für das Jahr 2018. Die Dauer dieser ist in folgender Tabelle ersichtlich. Die Informationen dazu sind vom Netzbetreiber rechtzeitig vor Beginn der zu betrachtenden Periode zur Verfügung zu stellen.

Tabelle 9: Hochlastzeitfenster Verteilnetzbetreiber X (Quelle: eigene Darstellung)

Hochlastzeitfenster 2018		
	Beginn	Ende
Frühling	-	-
Sommer	-	-
Herbst	07:00 Uhr 16:00 Uhr	09:00 Uhr 19:30 Uhr
Winter	07:00 Uhr 10:00 Uhr 13:45 Uhr 16:15 Uhr	09:00 Uhr 13:00 Uhr 14:15 Uhr 20:00 Uhr

Zur Betrachtung der Wirtschaftlichkeit eines Batteriesystems ist vor allem der Leistungspreis des Netznutzungsentgeltes ausschlaggebend. Dieser wird für den Zeitraum von 2017 bis 2020 erhoben und ist in folgender Abbildung ersichtlich. Es ergibt sich ein durchschnittlicher Wert von 106,4 €/kW*a welcher für die Einsparungsberechnung berücksichtigt wird.

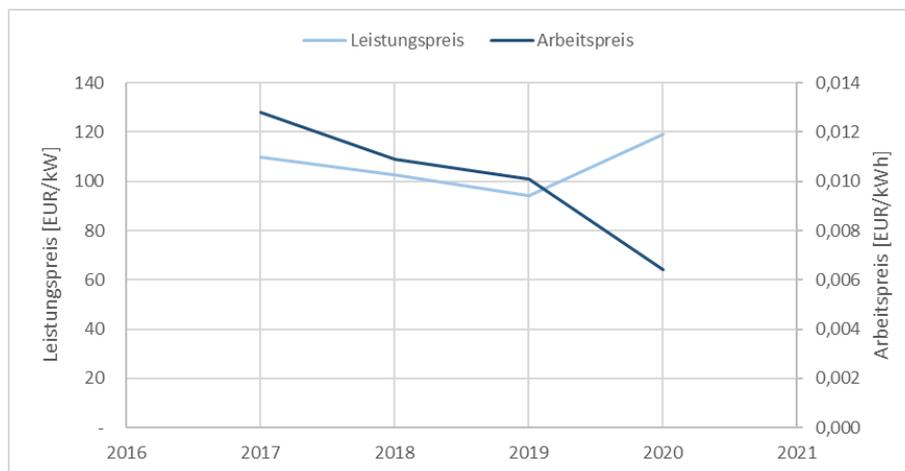


Abbildung 21: Leistungs- und Arbeitspreis Verteilnetzbetreiber X - Anwendungsfall 2 (Quelle: eigene Darstellung)

3.2.2 Auslegung Batteriespeichersystem

Nach erfolgter energiewirtschaftlichen Analyse des Unternehmens beträgt die Mindestleistung des Batteriespeichersystems 906 kW. Diese ergibt sich aus der Erhebung des Grenzwerts, welche im Kapitel davor erfolgte. Die erforderliche Mindestkapazität wird von Dauer und Höhe der Lastspitzen bestimmt und erfolgt für die Zeitperiode mit dem größten Energiebedarf. Da eine Be- und Entladung bis an den Rand der Kapazitätsgrenzen vermieden werden soll wird die Kapazität so erweitert, dass ein State of Charge (SOC) Stand von 95% nicht überschritten und ein SOC von 5% nicht unterschritten wird. Daraus ergibt sich eine benötigte Kapazität von 1.307 kWh. Um erfahrungsgemäß etwaige jährliche Veränderungen im Verlauf des Lastgangs oder eine Veränderung der Hochlastzeiten zu berücksichtigen, sowie einer jährlichen Degradation des Batteriespeichersystems entgegenzuwirken erfolgt eine Überdimensionierung des Systems um 10 - 20 % wodurch sich eine empfohlene Batteriekapazität von 1.500 kWh ergibt. Diese jährliche Variation der Rahmenbedingungen soll ebenso in der Leistungskomponente berücksichtigt werden wodurch sich eine empfohlene Leistung von 1.000 kW ergibt. Dies ergibt zusätzlich eine Verbesserung der Vermarktbarkeit des Batteriesystems aufgrund regulatorischer Vorgaben des Regelenergiemarktes.

Tabelle 10: Auslegung Batteriespeichersystem Unternehmen B (Quelle: eigene Berechnung)

Mindestgröße des Batteriesystems		
Mindestleistung	kW	906
Mindestkapazität	kWh	1.177
Empfohlene Batterieauslegung		
Kapazität mit SOC Grenzen	kWh	1.307
Empfohlene Leistung	kW	1.000
Empfohlene Kapazität	kWh	1.500

Der Verlauf des Ladezustands, auch bezeichnet als SOC, ist in folgender Abbildung ersichtlich und bezieht sich auf die Mindestauslegung des Batteriespeichersystems. Ein SOC von 100% bedeutet das System verfügt zu diesem Zeitpunkt über eine Kapazität 1.177 kWh. Des Weiteren zeigt sich die Nutzung des Batteriesystems ausschließlich in den Herbst- und Wintermonaten. Ebenso wird die kapazitätsbestimmende Lastperiode ersichtlich, welche sich Anfang Jänner befindet. Berücksichtigt hierbei wurde ein Wirkungsgrad für die Be- und Entladung des Batteriespeichers von jeweils 95%. Eine Entladung des Speichers erfolgt zu jenen Hochlastzeiten in welchen sich der Lastgang über den ermittelten Grenzwert befindet. Eine Beladung des Systems erfolgt ausschließlich außerhalb der Hochlastzeiten um die Erzeugung einer zusätzlichen Lastspitze am Bezugszählpunkt durch das Batteriesystem zu vermeiden.

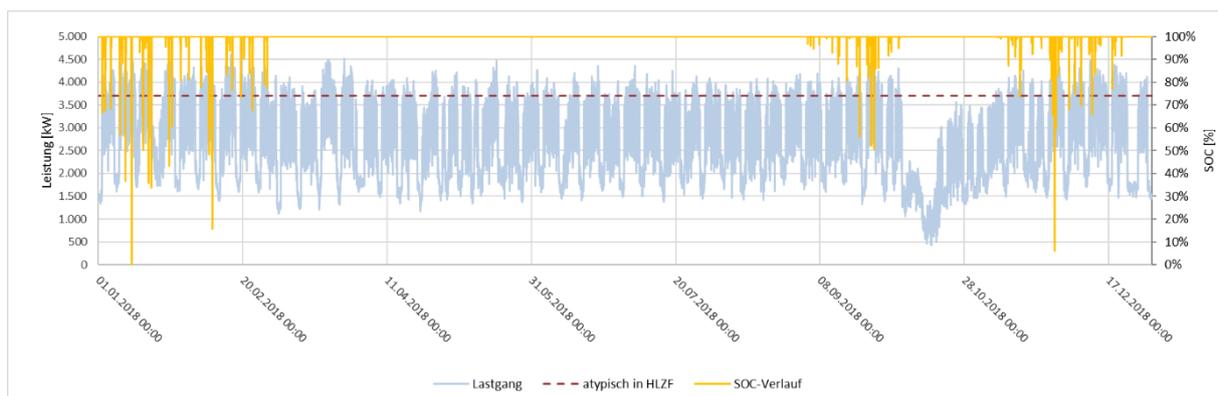


Abbildung 22: SOC-Verlauf zur Erreichung atypischer Netznutzung Unternehmen B (Quelle: eigene Darstellung)

Wichtig ist zu beachten, die obige Darstellung stellt einen theoretischen Verlauf des SOC zur Bestimmung der Mindestkapazität dar. Dabei wird einzig der Anwendungsfall der Lastspitzenreduktion abgedeckt und nach jedem Einsatz des Batteriesystems eine vollständige Beladung des Systems angenommen. In der Praxis werden Zeiten außerhalb der Lastspitzenreduktion zur Vermarktung des Systems an der Strombörse oder dem Regelenergiemarkt genutzt. Ebenso wird der SOC-Verlauf so gestaltet das die Degradation des Batteriespeichersystems geringgehalten wird, wodurch ein Halten des SOC auf einem so hohen Niveau konträr dieser Strategie wäre.

3.3 §19 StromNEV Abs. 2 Satz 2 – stromintensive Netznutzung

Zur Erreichung der stromintensiven Netznutzung muss das Verbrauchsverhalten die in Kapitel 2.4.5.2 genannten Bedingungen erfüllen. Um die Anforderungen an das Batteriesystem bestimmen zu können müssen die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen des betrachteten Unternehmens, sowie die zur Abschätzung der Einsparung erforderlichen Leistungs- und Arbeitspreise erhoben werden. Zu guter Letzt erfolgt die Dimensionierung des Batteriespeichersystems aufgrund der erhobenen Leistungsbedingungen.

3.3.1 Lastganganalyse Unternehmen C

Für die Analyse des Lastgangs sind gleich der Untersuchung der atypischen Netznutzung die Leistungswerte in einer 15-minütigen Auflösung am Bezugszählpunkt für die Periode von einem Jahr nötig. Diese Daten können beim Netzbetreiber der den Netzanschluss zur Verfügung stellt angefragt werden. Für die Analyse des Unternehmen C wird hier der Bezug von 2018 betrachtet. Dieser ist in Abbildung 23 Abbildung 20 ersichtlich. Es zeigt sich eine gleichmäßige Entnahme über das Jahr hinweg bis auf Perioden zur Weihnachtszeit die eine Reduktion des Betriebs vermuten lässt, sowie eine Reduktion der Bezugslast im Sommer die auf Revisionen von Anlagen schließen lässt.

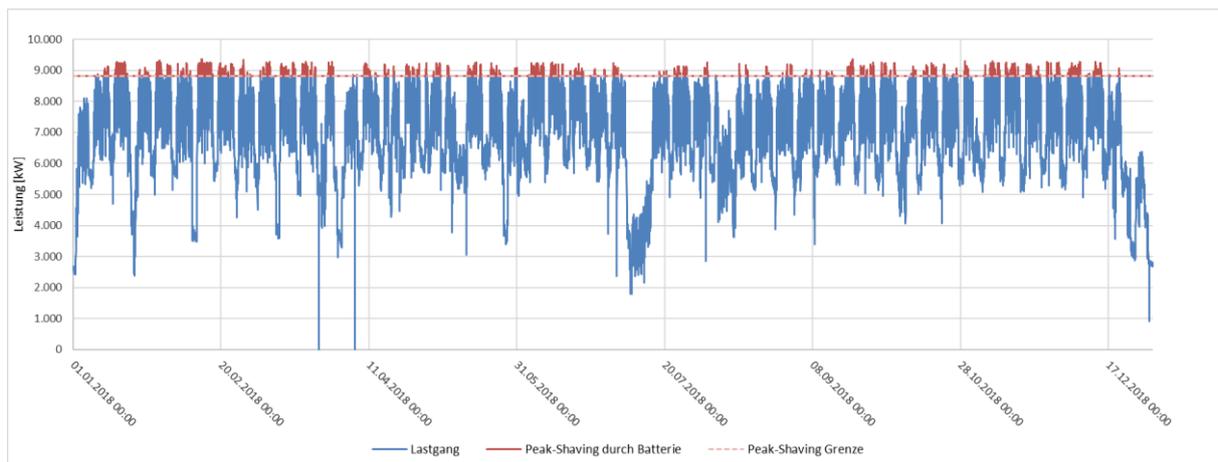


Abbildung 23: Lastgang Unternehmen C mit Peak-Shaving Grenze zur Erreichung 7000h (Quelle: eigene Darstellung)

Während eine Bezugsenergiemenge von über 10 GWh erreicht wird ergibt die Jahreshöchstlast des Unternehmen C im Jahr 2018 eine Benutzungszahl von 6.593 h/a wie in untenstehender Tabelle ersichtlich. Zur Erreichung der benötigten 7.000 h/a muss eine Lastspitzenreduktion von mindestens 544 kW erfolgen wodurch am Bezugszählpunkt eine Last von 8.824 kW nicht überschritten werden darf. Dies wird auch in obiger Abbildung deutlich. Leistungswerte über der horizontalen (strichlierten) Peak-Shaving Grenze werden durch das Batteriesystem zur Verfügung gestellt (in Rot ersichtlich) wodurch die Bezugslast auf die erforderliche Grenze reduziert wird.

Tabelle 11: Erreichung stromintensive Netznutzung - Unternehmen C (Quelle: eigene Berechnung)

Erreichung stromintensive Netznutzung - Unternehmen C		
Jahreshöchstlast	kW	9.368
Jahresbezugsenergiemenge	kWh	61.765.216
Jahresbenutzungsstunden	kW	6.593
Jahreshöchstlast bei 7000h	kW	8.824
Lastspitzenreduktion	kW	544

Zur Betrachtung der Wirtschaftlichkeit eines Batteriesystems ist vor allem der Leistungspreis des Netznutzungsentgeltes ausschlaggebend. Für das Jahr 2018 ergibt sich ein Leistungspreis von 109,9 €/kW*a und ein Arbeitspreis von 0,0011 €/kWh*a wie in folgender Abbildung aus dem Verlauf der Preise aus 2015 bis 2020 ersichtlich. Die tatsächliche Einsparung muss jedoch mittels physikalischen Pfad vom Netzbetreiber berechnet und dadurch bei diesem abgefragt werden.

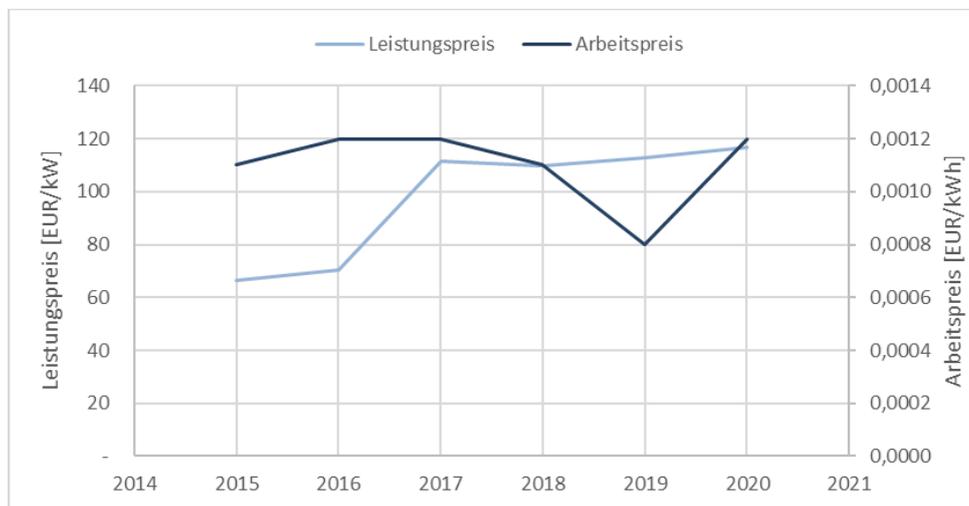


Abbildung 24: Leistungs- und Arbeitspreis Verteilnetzbetreiber Z - Anwendungsfall 3 (Quelle: eigene Darstellung)

3.3.2 Auslegung Batteriespeichersystem

Nach erfolgter Analyse der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen des Unternehmens im Jahr 2018 ergibt sich eine Mindestkapazität des Batteriespeichers von 1.403 kWh. Die Mindestleistung des Systems von 545 kW ergibt sich aus obiger Berechnung des Grenzwertes zur Erreichung der 7.000 h/a. Ebenso werden hier bei der empfohlenen Batterieauslegung SOC Grenzen, eine Überdimensionierung aufgrund jährlicher Schwankungen des Lastverlaufes sowie eine Degradation des Systems berücksichtigt. Dadurch ergibt sich ein empfohlenes Batteriesystem mit einer Leistung von 1.000 kW und 1.800 kWh. Die Leistungskomponente wurde wiederum auf vermarktungstechnische Anforderungen optimiert. Eine Zusammenfassung der Auslegung ist in folgender Tabelle ersichtlich.

Tabelle 12: Auslegung Batteriespeichersystem Unternehmen C (Quelle: eigene Berechnung)

Mindestgröße des Batteriesystems		
Mindestleistung	kW	545
Mindestkapazität	kWh	1.403
Empfohlene Batterieauslegung		
Kapazität mit SOC Grenzen	kWh	1.559
Empfohlene Leistung	kW	1.000
Empfohlene Kapazität	kWh	1.800

Der SOC-Verlauf in folgender Abbildung zeigt deutlich eine ganzjährige Nutzung des Batteriespeichersystems. Wobei der maximale Kapazitätsbedarf sich aus einer Periode Anfang Jänner ergibt. Gleich zur atypischen Netznutzung basiert der SOC Verlauf auf der Mindestkapazität. Das heißt ein SOC von 100% bedeutet eine verfügbare Kapazität von 1.403 kWh.

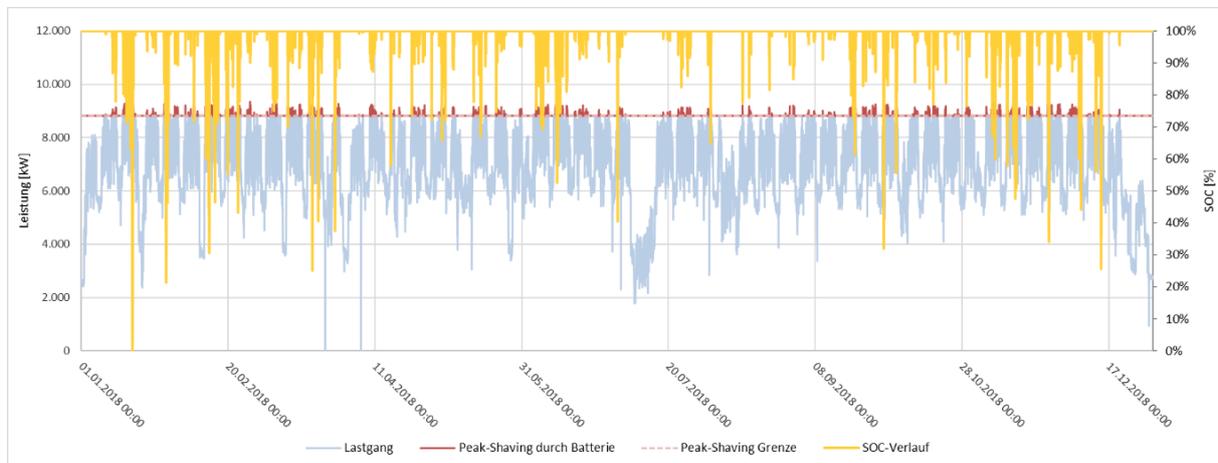


Abbildung 25: SOC-Verlauf zur Erreichung stromintensiver Netznutzung Unternehmen C (Quelle: eigene Darstellung)

Wichtig ist bei obiger Abbildung wieder zu beachten, dass diese einen theoretischen Verlauf des SOC zur Bestimmung der Mindestkapazität darstellt. Dabei wird einzig der Anwendungsfall der Lastspitzenreduktion abgedeckt und nach jedem Einsatz des Batteriesystems eine vollständige Beladung des Systems bis an die obere Kapazitätsgrenze angenommen. In der Praxis werden Zeiten außerhalb der Lastspitzenreduktion zur Vermarktung des Systems an der Strombörse oder dem Regelenergiemarkt genutzt. Ebenso wird der SOC Verlauf betriebsökonomisch optimiert wie schon beim Anwendungsfall der atypischen Netznutzung erklärt.

4 Ergebnisse und Diskussion

Für die Bewertung einer wirtschaftlichen Anwendbarkeit stationärer Großbatteriespeichersysteme müssen sowohl die laufenden und einmaligen Kosten, wie auch die auftretenden Erlöse identifiziert und berechnet werden. Während sich der Aufbau der Kostenpositionen der drei Anwendungsfälle nicht unterscheidet ergeben sich bei der Zusammenstellung der Erlöse Unterschiede in den einzelnen Anwendungsfällen. Nach Erhebung der Kosten und Erlöse wird mittels einer Berechnung des Cashflows das Jahr der Amortisation sowie der interne Zinsfuß der Investition in das Batteriesystem bestimmt. Eine Betriebsdauer der Systeme von 10 Jahren wurde angenommen. Dies ergibt sich vor allem aus den abgegebenen Garantieverlängerungen der Systemhersteller, welche sich zum derzeitigen Stand auf 10 Jahre beschränken.

4.1 §18 StromNEV – vermiedenes Netznutzungsentgelt

Die Erlöse in diesem Anwendungsfall ergeben sich zum größten Teil aus dem vermiedenen Netznutzungsentgelt mit durchschnittlich 689.864 € bei einer eingespeisten Vermeidungsleistung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast von 10 MW.

Gleichzeitig besteht aufgrund der hohen Verfügbarkeit des Systems außerhalb dieser Hochlastzeiten ein großes Vermarktungspotential. Hier wird nach derzeitigen Erfahrungen mit einem mittleren Marktpreis im Primärregelleistungsmarkt von 60.000 € pro Jahr pro vermarkteten MW gerechnet. Da dieser Markt zurzeit als attraktivster erscheint wird nur dieser in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung berücksichtigt. Bei einem möglicherweise zukünftigen Preisverfall von PRL-Preisen besteht die Möglichkeit in andere Regelleistungsmärkte sowie auf den Intradaymarkt oder andere Handelsprodukte an der Strombörse auszuweichen.

Die für die Vermarktung vorhandene Verfügbarkeit beträgt 96% des Jahres bei Betrachtung der 2. Option der Betriebsstrategien. Diese wurde gewählt da sie als realistisches Szenario zur Erreichung des vermiedenen Netznutzungsentgeltes erscheint. Aufgrund von Präqualifikationsvorgaben der Netzbetreiber und Berücksichtigung von Absicherungsleistungen ergibt sich für das betrachtete Batteriesystem eine vermarktbare Leistung von 7 MW, mit welcher jährliche Erlöse von rund 400.000 erzielt werden können. Daraus ergibt sich ein Gesamterlöspotential von 1.093.064 € pro Jahr wie in folgender Abbildung ersichtlich.

		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Batterieleistung [kW]	10.000											
Batteriekapazität [kWh]	11.000											
vermiedene Netzentgelte												
mittlerer Normierungsfaktor (Netzebene 4) [%]	88,9%											
Vermeidungsleistung [kW]		-	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000
Leistungspreis [€/kW]	77,60											
tatsächliches Vermiedenesnetzentgelt [€]		-	689.864	689.864	689.864	689.864	689.864	689.864	689.864	689.864	689.864	689.864
Erlöse aus vNE [€]		0	689.864	689.864	689.864	689.864	689.864	689.864	689.864	689.864	689.864	689.864
Vermarktung PRL												
Verfügbarkeit (Option 2) [%]	96%											
Vollzyklen pro Jahr [-]		-	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
Vermarktete Leistung [kW]	7.000	-	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000
mittlerer Marktpreis [€/MW*a]	60.000											
Erlöse aus Vermarktung [€]		0	403.200	403.200	403.200	403.200	403.200	403.200	403.200	403.200	403.200	403.200
Summe Erlöse [€]		0	1.093.064									

Abbildung 26: Erlöse Anwendungsfall 1 (Quelle: eigene Berechnung)

Für das betrachtete Batteriespeichersystem von 10 MW und 11 MWh ergeben sich Investitionskosten von 7,5 Mio. €. Diese ergeben sich aus einmaligen Kosten für das System selbst von 5,5 Mio. €, Infrastrukturkosten welche die Errichtung des Netzanschlusses und Fundamente berücksichtigen. Zusätzlich kommen Kosten für die Erweiterung der Garantie

des Batteriesystems zur Gewährleistung einer Kapazität von 80% nach 10 Jahren oder 4.000 Vollzyklen. Hier wird mit Kosten von rund 0,5 Mio. € gerechnet.

Laufend anfallende Kosten von 80.000 € beinhalten betriebstechnische Leistungen wie Betriebsführung, Wartung und Monitoring, sowie Kosten für Versicherungen, Pacht und Verwaltung. Die Aufstellung aller anfallenden Kosten findet sich in untenstehender Abbildung.

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CAPEX											
Batteriesystem (10 MW/ 11 MWh) [€]	5.500.000										
Infrastrukturkosten (Netzanschluss, Tiefbau) [€]	1.500.000										
Garantierweiterung (10 Jahre, 4000 Zyklen) [€]	500.000										
Summe CAPEX [€]	7.500.000	0									
OPEX											
Versicherung/ Verwaltung/ Pacht [€]	-	35.000	35.000	35.000	35.000	35.000	35.000	35.000	35.000	35.000	35.000
Betriebsführung/ Wartung [€]	-	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000	45.000
Summe OPEX [€]	0	80.000									
Summe Kosten [€]	7.500.000	80.000									

Abbildung 27: Kosten Anwendungsfall 1 (Quelle: eigene Berechnung)

Der sich ergebende Cashflow aus Kosten und Erlöse wird in untenstehender Abbildung dargestellt und zeigt einen Gewinn am Ende der Betriebsdauer von über 2,6 Mio. €. Für die Investition in das Batteriespeichersystem ergibt sich ein IRR von 5,88%.

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Erlöse [€]	0	1.093.064	1.093.064	1.093.064	1.093.064	1.093.064	1.093.064	1.093.064	1.093.064	1.093.064	1.093.064
Kosten [€]	-7.500.000	-80.000	-80.000	-80.000	-80.000	-80.000	-80.000	-80.000	-80.000	-80.000	-80.000
Cashflow [€]	-7.500.000	1.013.064	1.013.064	1.013.064	1.013.064	1.013.064	1.013.064	1.013.064	1.013.064	1.013.064	1.013.064
Cashflow kumuliert [€]	-7.500.000	-6.486.936	-5.473.872	-4.460.808	-3.447.744	-2.434.680	-1.421.616	-408.552	604.512	1.617.576	2.630.640
IRR	5,88%										

Abbildung 28: Cashflow und interner Zinsfuß Anwendungsfall 1 (Quelle: eigene Berechnung)

Die Darstellung des Cashflows in folgender Abbildung verdeutlicht nochmal Kosten- und Erlösströme des Anwendungsfalles 1 und zeigt anhand des blauen Balkens den kumulierten Cashflow eine Amortisation des Batteriesystems in Jahr 8.

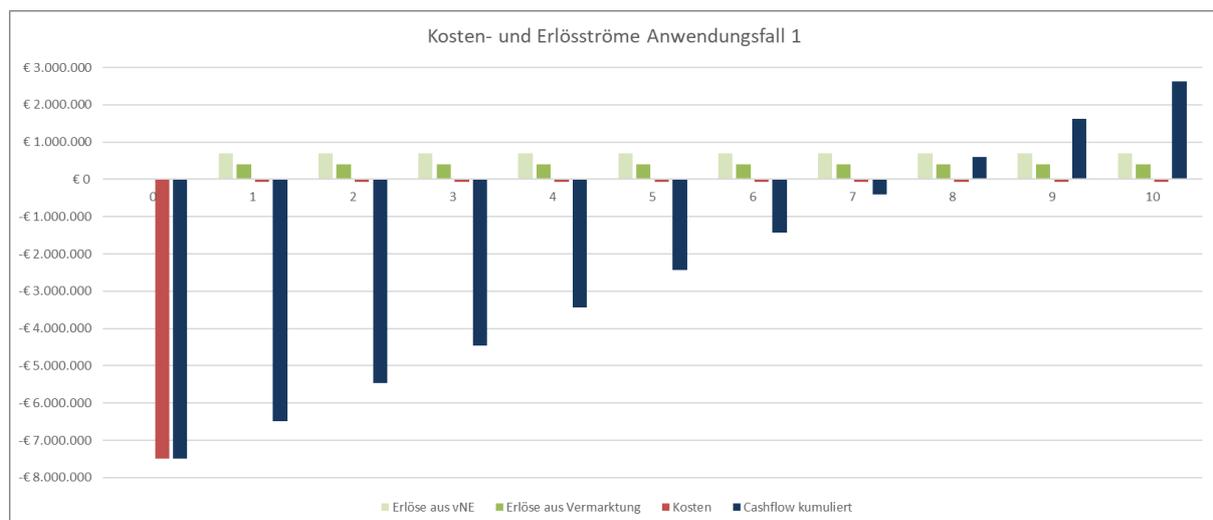


Abbildung 29: Darstellung Cashflow Anwendungsfall 1 (Quelle: eigene Darstellung)

Aufgrund vorangestellter Berechnungen zeigt sich deutlich eine wirtschaftliche Anwendung eines Batteriespeichersystems mit der Größenordnung 10 MW und 11 MWh für den Anwendungsfall der vermiedenen Netznutzung, welcher sich aus §18 StromNEV ergibt.

4.2 §19 StromNEV Abs. 2 Satz 1 – atypische Netznutzung

Im 2. Anwendungsfall der atypischen Netznutzung ergeben sich die Erlöse aus der Einsparungen welche sich aufgrund eines individuellen Netzentgeltes ergeben. Ausschlaggebend ist hierbei die Reduktion der Leistungsspitzen Hochlastzeiten welche eine Reduktion des leistungsbezogenen Netznutzungsentgeltes mit sich zieht. Hierzu wurde ein durchschnittlicher Leistungspreis von 106,4 €/kW*a für die Berechnung berücksichtigt. Dadurch ergibt sich durchschnittlich ein jährliches Einsparungspotential von über 95.000 € wie in folgender Abbildung ersichtlich.

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Batterieleistung [kW]											
Batteriekapazität [kWh]											
Einsparung Netzentgelt											
durchschnittlicher Leistungspreis [€/kW]											
allgemeines Netznutzungsentgelt	-	475.640	475.640	475.640	475.640	475.640	475.640	475.640	475.640	475.640	475.640
individuelles Netznutzungsentgelt	-	380.512	380.512	380.512	380.512	380.512	380.512	380.512	380.512	380.512	380.512
Erlöse Einsparung Netzentgelt [€]	0	95.128	95.128	95.128	95.128	95.128	95.128	95.128	95.128	95.128	95.128
Summe Erlöse [€]	0	95.128	95.128	95.128	95.128	95.128	95.128	95.128	95.128	95.128	95.128

Abbildung 30: Erlöse Anwendungsfall 2 (Quelle: eigene Berechnung)

Die Gesamtkosten für das gewählte Batteriespeichersystem in der Größenordnung von 1 MW und 1,5 MWh betragen 880.000 €. Diese beinhalten neben dem Batteriesystem die wie im vorherigen Kapitel schon erwähnten Kosten für Infrastruktur und Garantierweiterung.

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CAPEX											
Batteriesystem (1 MW/ 1,5 MWh) [€]	790.000										
Infrastrukturkosten (Tiefbau) [€]	10.000										
Garantierweiterung (10 Jahre, 4000 Zyklen) [€]	80.000										
Summe CAPEX [€]	880.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OPEX											
Versicherung/ Verwaltung [€]	-	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000
Betriebsführung/ Wartung [€]	-	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000
Summe OPEX [€]	0	16.000	16.000	16.000	16.000	16.000	16.000	16.000	16.000	16.000	16.000
Summe Kosten [€]	880.000	16.000	16.000	16.000	16.000	16.000	16.000	16.000	16.000	16.000	16.000

Abbildung 31: Kosten Anwendungsfall 2 (Quelle: eigene Berechnung)

Bei der Betrachtung des Cashflows in folgender Abbildung zeigt sich, dass bei der Investition in das gewählte Batteriespeichersystem für diesen Anwendungsfall mit einem Verlust am Ende der Betriebsdauer gerechnet werden muss unter den angenommenen Rahmenbedingungen. Dies spiegelt sich auch durch einen internen Zinsfuß von -1,89 % wieder.

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Erlöse [€]	0	95.128	95.128	95.128	95.128	95.128	95.128	95.128	95.128	95.128	95.128
Kosten [€]	-880.000	-16.000	-16.000	-16.000	-16.000	-16.000	-16.000	-16.000	-16.000	-16.000	-16.000
Cashflow [€]	-880.000	79.128	79.128	79.128	79.128	79.128	79.128	79.128	79.128	79.128	79.128
Cashflow kumuliert [€]	-880.000	-800.872	-721.744	-642.616	-563.488	-484.360	-405.232	-326.104	-246.976	-167.848	-88.720
IRR											
											-1,89%

Abbildung 32: Cashflow und interner Zinsfuß Anwendungsfall 2 (Quelle: eigene Berechnung)

Die Darstellung des kumulierten Cashflows in folgender Abbildung verdeutlicht, dass mit keiner Amortisation der Investition in der Betriebsdauer von 10 Jahren und den angenommenen Rahmenbedingungen gerechnet werden kann.

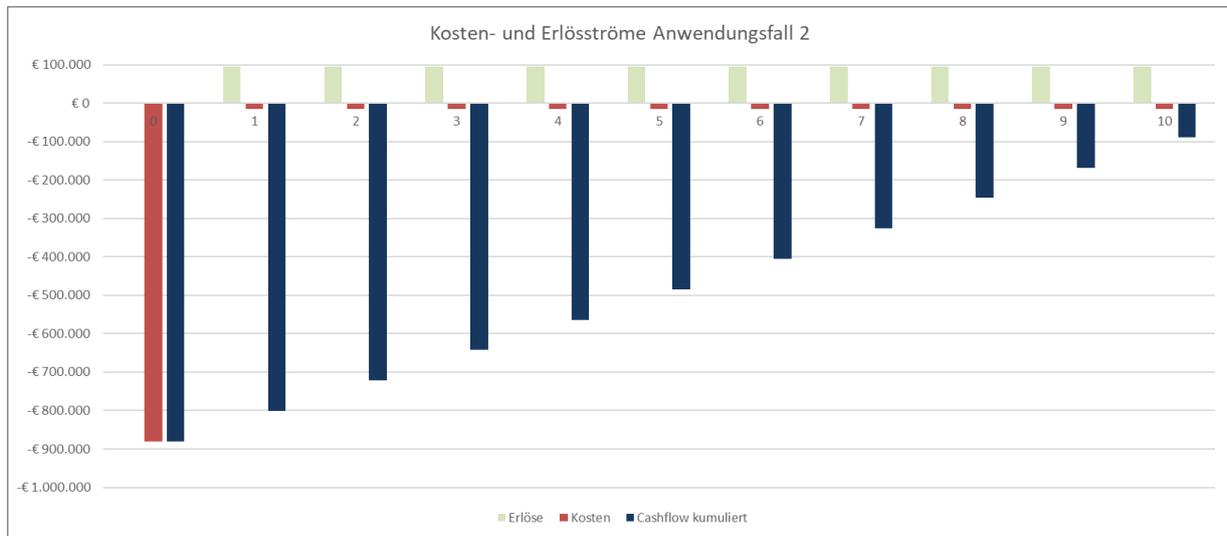


Abbildung 33: Darstellung Cashflow Anwendungsfall 2 (Quelle: eigene Darstellung)

Es stellt sich für den 2. Anwendungsfall der atypischen Netznutzung aus § 19 StromNEV Abs.2 Satz 2 für das Unternehmen B bis zum Ende der Betriebsdauer des gewählten Batteriespeichersystems keine wirtschaftliche Anwendung heraus. Bei der Betrachtung des Cashflows würde sich eine Amortisation im Jahr 12 ergeben, welche durchaus im Bereich des machbaren für das Batteriespeichersystem ist. Selbst wenn die Kapazität des Batteriespeichersystems unter 80% fallen sollte wäre die Erbringung der benötigten Lastspitzenreduktion über die Betriebsdauer von 12 Jahren hinaus.

Bei der Annahme einer jährlichen Degradation von 2% würde sich eine Restkapazität von 70% nach 15 Jahren ergeben wodurch sich eine Investition in das Batteriespeichersystem wiederum wirtschaftlich darstellen lässt.

Ebenso kann der Erlösstrom durch die Berücksichtigung von Regelenergie- oder Intradayvermarktung in Zeiten außerhalb der Verwendung des Batteriespeichersystems für die Lastspitzenreduktion optimiert und somit eine Wirtschaftlichkeit innerhalb der Betriebsdauer erzielt werden.

Darüber hinaus wird mit einem zunehmenden Leistungspreis aufgrund steigender Netzinfrastrukturkosten gerechnet. Die mit einhergehende Erhöhung des Erlösstroms wurde in dieser Form bei dieser Betrachtung der Wirtschaftlichkeit noch nicht berücksichtigt.

4.3 §19 StromNEV Abs. 2 Satz 2 – stromintensive Netznutzung

Die Erlöse für den dritten und letzten betrachteten Anwendungsfall ergeben sich aus der Reduktion des Netznutzungsentgeltes aufgrund der Betrachtung des physikalischen Pfades. Für die Betrachtung des allgemeinen Netzentgeltes wurde ein durchschnittlicher Arbeits- und Leistungspreis der letzten Jahre von 0,0011 €/kWh*a und 112,75 €/kWh*a angenommen. Das individuelle Netzentgelt ergibt sich durch die Reduktion um einen vom Netzbetreiber bestimmten Prozentsatz. Für das betrachtete Unternehmen C beträgt diese Reduktion aufgrund einer Auskunft des Netzbetreibers 70%. Wodurch mit einer durchschnittlichen jährlichen Einsparung von rund 768.000 € gerechnet werden kann. Diese ergibt sich aus der Differenz des allgemeinen und individuellen Netzentgeltes wie in folgender Abbildung dargestellt.

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Batterieleistung [kW]	1.000										
Batteriekapazität [kWh]	1.400										
Einsparung Netzentgelt											
durchschnittlicher Leistungspreis [€/kW]	112,75										
durchschnittlicher Arbeitspreis [€/kWh]	0,0011										
allgemeines Netznutzungsentgelt [€]	-	1.097.017	1.097.017	1.097.017	1.097.017	1.097.017	1.097.017	1.097.017	1.097.017	1.097.017	1.097.017
Reduktion des Netzentgeltes [%]	70%										
individuelles Netznutzungsentgelt [€]	-	329.105	329.105	329.105	329.105	329.105	329.105	329.105	329.105	329.105	329.105
Erlöse aus Einsparung Netzentgelt [€]	0	767.912									
Summe Erlöse [€]	0	767.912									

Abbildung 34: Erlöse Anwendungsfall 3 (Quelle: eigene Berechnung)

Die Gesamtkosten für das 1 MW und 1,8 MWh große Batteriespeichersystem 990.000 €. Diese beinhalten wieder neben dem Batteriesystem die Kosten für Infrastruktur und Garantierweiterung in der Höhe von 15.000 € und 85.000 €.

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CAPEX											
Batteriesystem (1 MW/ 1,8 MWh) [€]	890.000										
Infrastrukturkosten (Tiefbau) [€]	15.000										
Garantierweiterung (10 Jahre, 4000 Zyklen) [€]	85.000										
Summe CAPEX [€]	990.000	0									
OPEX											
Versicherung/ Verwaltung [€]	-	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000
Betriebsführung/ Wartung [€]	-	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000
Summe OPEX [€]	0	16.000									
Summe Kosten [€]	990.000	16.000									

Abbildung 35: Kosten Anwendungsfall 3 (Quelle: eigene Berechnung)

Bei einer Gegenüberstellung der Kosten und Erlösströme in Abbildung 36 zeigt sich deutlich, dass mit Ende der Betriebsdauer mit einem hohen Gewinn zu rechnen ist. Für die Investition in das Batteriespeichersystem ergibt sich ein interner Zinsfuß von knapp 76 %.

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Erlöse [€]	0	767.912	767.912	767.912	767.912	767.912	767.912	767.912	767.912	767.912	767.912
Kosten [€]	-990.000	-16.000	-16.000	-16.000	-16.000	-16.000	-16.000	-16.000	-16.000	-16.000	-16.000
Cashflow [€]	-990.000	751.912	751.912	751.912	751.912	751.912	751.912	751.912	751.912	751.912	751.912
Cashflow kumuliert [€]	-990.000	-238.088	513.824	1.265.736	2.017.648	2.769.560	3.521.471	4.273.383	5.025.295	5.777.207	6.529.119
IRR	75,68%										

Abbildung 36: Cashflow und interner Zinsfuß Anwendungsfall 3 (Quelle: eigene Berechnung)

Folgende Darstellung verdeutlicht die Wirtschaftlichkeit des Systems. Bei der Betrachtung des kumulierten Cashflows stellt sich eine Amortisation des Batteriespeichersystems bereits im zweiten Jahr ein.

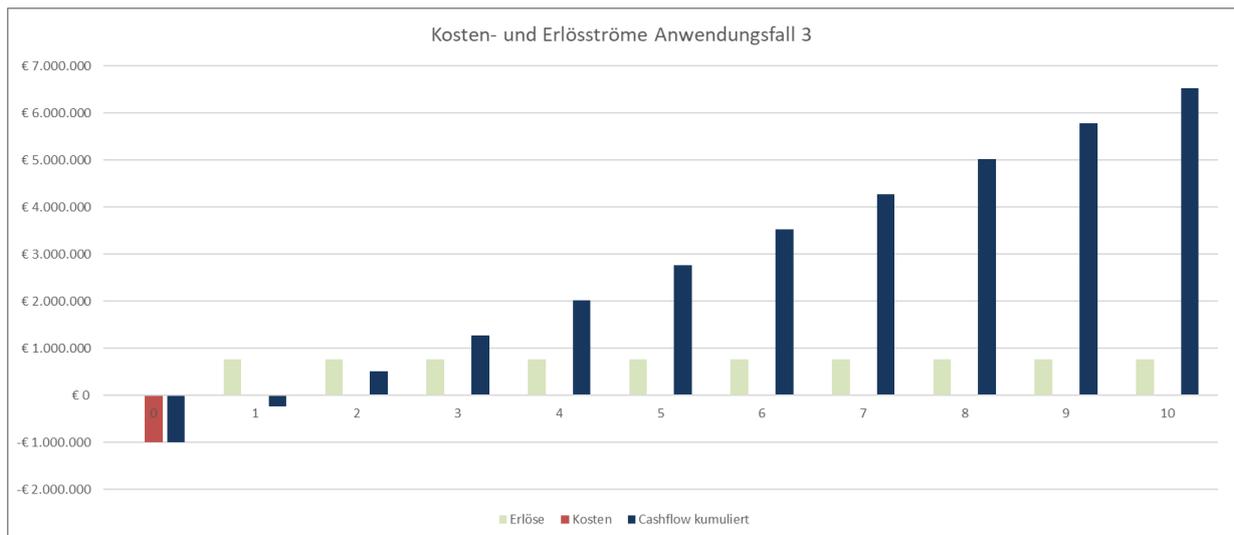


Abbildung 37: Darstellung Cashflow Anwendungsfall 3 (Quelle: eigene Darstellung)

Bei der Betrachtung des 3. Anwendungsfalles und der Nutzung des Batteriespeichersystems zur Erreichung der in § 19 StromNEV Abs. 2 Satz 2 erläuterten Anforderungen ergibt sich unter den angenommenen Rahmenbedingungen für das Unternehmen C eine wirtschaftliche Investition in das Batteriespeichersystem in der Größe von 1 MW und 1,8 MWh. Es stellt sich sogar heraus, dass bereits ab dem zweiten Betriebsjahr mit hohen Gewinnen zu rechnen ist.

5 Schlussfolgerungen und Ausblick

Bei der Untersuchung der gewählten Anwendungsfälle zeigt sich, dass die Inanspruchnahme vorhandener regulatorischer Rahmenbedingung einen beträchtlichen Beitrag zur wirtschaftlichen Nutzung stationärer Großbatteriespeicher beiträgt.

Während das Batteriespeichersystem in Anwendungsfall 1 als dezentraler Erzeuger in das angeschlossene Netz des Verteil- oder Übertragungsnetzbetreibers zum Zeitpunkt der höchsten Entnahme aus diesem einspeist um den Bezug aus vorgelagerter Netzebene zu reduzieren, dient das Batteriespeichersystem in den Anwendungsfällen 2 und 3 dazu durch Lastspitzenreduktion in Entnahme des Verbrauchers in definierten Hochlastzeitfenstern oder über das Jahr hinweg zu optimieren. Im ersten Fall wird der Betreiber des Batteriespeichersystems mit dem aus §18 StromNEV entstehenden vermiedenen Netznutzungsentgelt in Abhängigkeit der eingespeisten Leistung und des Leistungspreises der vorgelagerten Netzebene belohnt. In letzterem Fall dient das Batteriespeichersystem dazu Anforderungen aus §19 StromNEV zu erfüllen und somit zu zahlende Netznutzungsentgelte eines Verbrauches zu reduzieren.

Durch die vermiedenen Netznutzungsentgelte aus §18 StromNEV in Anwendungsfall 1 zeigt sich bei der Verwendung eines 10 MW/ 11 MWh Batteriespeichersystems eine Amortisation in Jahr 8. Bei einer Mindestbetriebsdauer des Systems von 10 Jahren stellt sich hier eine durchaus interessante Anwendungsmöglichkeit für Betreiber und Investoren heraus. Wichtig hier jedoch hervorzuheben ist, dass die Wirtschaftlichkeit individuell zu betrachten und stark abhängig vom Standort des Systems ist. Während die Erlöse des Batteriespeichersystems stark abhängig von Netzbetreiber und Netzebene sind ergeben sich auch je vorhandener Infrastruktur unterschiedliche Kosten für die Installation des Batteriespeichersystems. Aus diesen Gründen sind ausführliche Standortanalysen das um und auf für die Wirtschaftlichkeit dieser Anwendung eines Batteriespeichersystems. Ebenso ist die Nutzung des regulatorischen Regimes als einzige Erlösquelle mit einem gewissen Risiko behaftet da bereits mit dem NeMoG auf eine teilweise Abschmelzung der vermiedenen Netznutzungsentgelte für volatile Erzeuger abgezielt wird. Ob diese Zukunft auch für dezentrale Erzeuger blüht ist zum Zeitpunkt dieser Arbeit noch ungewiss. Diesem Risiko kann durch die Berücksichtigung weiterer Erlösquellen wie Regelenergievermarktung des Batteriespeichersystems und Arbitragehandel an diversen Strommärkten in gewissem Maße entgegengewirkt werden.

Vergleicht man die verbrauchernahen Anwendungen 2 und 3 aus §19 StromNEV Abs. 2 zeigt sich, dass die stromintensive Netznutzung aus §19 StromNEV Abs. 2 S. 2 in Anwendungsfall 3 die deutlich attraktivere Nutzung eines Batteriespeichersystems darstellt. Bei dem untersuchten Unternehmen ergibt sich mit Batteriespeichersystem in der Größe von 1 MW und 1,8 MWh eine Amortisation dessen im zweiten Jahr. Für den Anwendungsfall 2 der atypischen Netznutzung aus §19 StromNEV Abs. 2 S. 1 ergibt sich für das betrachtete Unternehmen mit einem 1 MW/1,5 MWh Batteriespeichersystem eine Amortisation erst im Jahr 12. Dies geht zwar über den Garantiezeitraum der meisten Systemlieferanten hinaus, zeigt aber, dass eine Betriebsdauer eines Batteriespeichersystems bis zu 15 Jahren durchaus möglich ist. Jedoch wird diese hohe Amortisationsdauer für die meisten Unternehmen als unattraktiv für eine Investition in ein solches System betrachtet. Gleichzeitig hat dieser Anwendungsfall der atypischen Netznutzung den Nachteil, dass sich Dauer und Anzahl der Hochlastzeitfenster jährlich verändern können und vom Verbraucher nicht beeinflussbar sind. In Anwendungsfall 3 der stromintensiven Netznutzung ist dies nicht der Fall. Hier kann der Verbraucher seinen Lastverlauf entsprechend gestalten um die Anforderungen der Regulatorik zu erfüllen. Der einzig nicht beeinflussbare Faktor ist in diesem Fall der physikalische Pfad aus dem sich die Netzentgelteinsparungen für den Verbraucher ergeben, denn dieser ist abhängig von der vorgelagerten Infrastruktur des Netzbetreibers.

Dies zeigt, dass auch hier die untersuchten Beispiele stark individuelle Betrachtungen sind. Beide Anwendungsfälle sind stark von den bestehenden Netznutzungsentgelten des Verbrauchers abhängig welche je nach Standort des Unternehmens stark variieren können.

Verbessert wird die Wirtschaftlichkeit dieser beiden Anwendungsfälle für die Verbraucher durch die Vermarktung der entstehenden Restflexibilität des Systems am Regelenergiemarkt oder diversen Strommärkten außerhalb der Nutzung zur Lastspitzenreduktion. Jedoch ergibt sich hier ebenso ein gewisses Teilrisiko, dass dieser regulatorische Rahmen in absehbarer Zeit nicht mehr existiert und eine Lastspitzenreduktion ohne die Nutzung dieses Rahmens weniger wirtschaftlich ist.

In allen drei Anwendungsfällen kann diesem Risiko entgegengewirkt werden, denn das Charmante, das die Nutzung dieser stationären Großbatteriespeichersysteme im modularen Containeraufbau zusätzlich mit sich bringen, ist die Flexibilität ganze Systeme in kurzer Zeit wieder abbauen und an einem anderen Standort für eine andere Anwendung wieder aufbauen zu können.

Die in dieser Arbeit untersuchten Forschungsfragen können wie folgt beantwortet werden:

- *Wie beeinflussen regulatorische Rahmenbedingungen in Deutschland die wirtschaftliche Darstellbarkeit von stationären Großbatteriespeichersystemen?*

Die Ergebnisse der durchgeführten Analysen zeigen, dass selbst durch bereits lange bestehender Regulatorik wie der Stromnetzentgeltverordnung die im Jahr 2005 eingeführt wurde, die Wirtschaftlichkeit von stationären Großbatteriespeichersystemen erheblich gesteigert wird.

Zum einen ist die Investition in Batteriespeichersysteme als dezentrale Erzeuger die nur zur Vermarktung an diversen Märkten oder zur Erbringung von Regelenergie dienen heutzutage nur mehr schwer darstellbar und durch die doch ungewisse Entwicklung dieser Erlöse mit der einhergehenden eingeschränkten Betriebsdauer mit hohem Risiko behaftet.

Zum anderen sind die Kosten von Batteriespeichersystemen für Industrieverbraucher derzeit noch zu hoch oder Leistungspreise zu gering um einzig mit der Reduktion der Jahreshöchstlast der leistungsbezogenen Netznutzungsentgelte das System zu finanzieren.

- *Welche Anwendungsmöglichkeiten von stationären Großbatteriespeichersystemen vor oder nach dem Zählpunkt ergeben sich aus der deutschen Stromnetzentgeltverordnung und welche Benefits bringt die Nutzung eines solchen mit sich für den Betreiber?*

Die untersuchten Beispiele zeigen zum einen die Anwendungsmöglichkeit solcher Systeme vor dem Zählpunkt als dezentrale Erzeugungsanlage zur Einspeisung ins Netz eines Verteil- oder Übertragungsnetzbetreiber zum Zeitpunkt der höchsten Entnahme aus dem Netz. Hinter dem Zählpunkt können stationäre Großbatteriespeichersysteme im Umfeld großer Verbrauchsanlagen zur Lastspitzenreduktion in gewissen Hochlastzeitfenster oder zur Reduktion der Jahreshöchstlast mittels Einspeisung des Batteriespeichersystems genutzt werden. In beiden Fällen kann das Batteriespeichersystem zur Erbringung von Netzdienstleistungen in Form von Regelenergie genutzt werden. Darüber hinaus dient, dass Batteriespeichersysteme Unterschiede in Angebot und Nachfrage an diversen Strommärkten durch Arbitragehandel ausgleichen.

Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlage profitieren zu einem Teil durch den Erhalt vermiedener Netznutzungsentgelte und zum anderen Teil aus Vermarktungserlösen. Industrieverbraucher haben den Vorteil mittels Batteriespeichersystemen ihren Bezug dahingehend zu optimieren um die Anforderungen der individuellen Netznutzung zu erfüllen und von einer Reduktion der Netznutzungsentgelte zu profitieren. Gleichzeitig kann auch hier der Betreiber durch Vermarktung von Restflexibilität zusätzliche Erlöse erzielen.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass stationäre Großbatteriespeichersysteme schon heute dem Ausgleich von Angebot und Nachfrage in unserem Energiesystem dienen und wesentliche Puzzleteile der angekündigten Energiewende sind.

Die seit vielen Jahren gepredigte Anwendung von Batteriespeichersystemen findet nun endlich Einzug in unsere Energieinfrastruktur. In den letzten Jahren zeigten sich schon viele Schritte in die richtige Richtung, doch umso wichtiger ist es daher jetzt das Korsett veralteter Regulatorik, welches noch teilweise auf konventionelle Erzeuger und vereinheitlichte Verbraucher ausgerichtet ist, aufzubrechen.

Denn zum derzeitigen Zeitpunkt zeigt sich, dass ohne regulatorische Rahmenbedingungen kaum Investitionen in die Errichtung solcher Systeme getätigt werden. Ebenso mit der ungewissen Laufzeit bestehenden Regulatorik ist es umso ausschlaggebender die Gesetzeslage dahingehend zu erneuern, so dass Batteriespeichersysteme umfassendere Berücksichtigung finden und die Nutzung dieser längerfristig unterstützt und gefördert wird.

6 Formelzeichen

AP ...	Arbeitspreis für Netznutzung der vorgelagerten Netzebene bei über 2.500 Vollbenutzungstunden [€/kWh]
ES _{NE} ...	Erheblichkeitsschwelle der jeweiligen Netzebene des Verbraucheranschlusses [%]
LP ...	Leistungspreis für Netznutzung der vorgelagerten Netzebene bei über 2.500 Vollbenutzungstunden [€/kW]
n _P ...	Normierungsfaktor für tatsächliche Vermeidungsleistung [-]
n _W ...	Normierungsfaktor für tatsächliche Vermeidungsarbeit [-]
P _{max,außerhalb HLZF} ...	Jahreshöchstlast des Verbrauchers außerhalb des Hochlastzeitfensters [kW]
P _{max,innerhalb HLZF} ...	Jahreshöchstlast des Verbrauchers innerhalb des Hochlastzeitfensters [kW]
P _{max,Jahr} ...	Jahreshöchstlast des Verbrauchers [kW]
P _V ...	eingespeiste Leistung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstentnahme aus der angeschlossenen Netzebene [kW]
VBS ...	Vollbenutzungstundenzahl des Verbrauchers [h/a]
vNE _P ...	Vergütung für die geleistete Vermeidungsleistung [€]
vNE _W ...	Vergütung für die geleistete Vermeidungsarbeit [€]
W _{Jahr} ...	Jahresenergiemenge des Verbrauchers [kWh]
W _V ...	eingespeiste Vermeidungsarbeit im Abrechnungsjahr [kWh]

7 Literaturverzeichnis

- Aundrup, Thomas, Hans-Peter Beck, Andreas Becker, Andreas Berthold, und Alexander Conreder. *Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene*. Frankfurt am Main: Verband für Elektrotechnik, 2015.
- BDEW. „Stellungnahme.“ *Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMoG) - Gesetzesentwurf der Bundesregierung vom 25. Januar 2017*. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Februar 2017.
- Bolay, Otto, und Christian Otto. *Faktenpapier atypische Netznutzung*. Berlin: Deutscher Industrie- und Handelskammertag, 2015.
- Bundesnetzagentur. „Bericht.“ *Netzentgeltsystematik Elektrizität*. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Dezember 2015.
- . „Leitfaden zur Genehmigung von individuellen Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV und von Befreiung von den Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV.“ September 2011.
- Curry, Claire. *Lithium-ion Battery Costs and Market*. Herausgeber: Bloomberg New Energy Finance. Juli 2017.
- Friedl, Werner, Veronika Wild, Harmut Popp, Klaus Kubezko, und Johannes Kathan. „Technologie-Roadmap.“ *Energiespeichersysteme in und aus Österreich*. Herausgeber: Klima- und Energiefonds. Wien, August 2018.
- Fürstenwerth, Daniel, und Lars Waldmann. *Stromspeicher in der Energiewende - Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz*. Studie, Berlin: Agora Energiewende, 2014.
- Geckeler, Dietmar, und Carla Payá Alemany. *Batteriespeicher - der Leitfaden für Industrie- und Gebergeanwendungen*. Berlin: Denersol, 2018.
- Geders, Jan. "Bankable and insurable energy storage: a necessary next step for renewable energy." *Storage Special Report*, August 2019.
- Goldie-Scot, Logan. „A Behind the Scenes Take on Lithium-ion Battery Prices.“ BloombergNEF, 5. März 2019.
- Henze, Veronika. „Battery Pack Prices Fall As Market Ramps Up With Market Average At \$156/kWh In 2019.“ Shanghai und London: BloombergNEF, 3. Dezember 2019.
- Hill, Davion, und Michael Mills-Price. *2018 Battery Performance Scorecard*. Performancetestbericht, Arnhem: DNV GL, 2018.
- Jahn, Andreas, und Patrick Graichen. *Entwicklung der Strom-Netzentgelte 2017: Die regionalen Unterschiede nehmen zu*. Kurzanalyse, Berlin: Agora Energiewende, 2016.
- Kairies, Karl-Philipp, Jan Figgenger, und David Haberschusz. „Market and technology development of stationary battery storage systems.“ *Storage Special Report*, August 2019: 25-27.
- Kapusta, Friedrich, Mario Jandrokovic, Mario Eigenbauer, und Wolfgang Urbantschitsch. „Stromspeicherbericht 2018.“ *Unsere Energie gehört der Zukunft*. Wien: E-Control, 2018.
- Krabb, Peter, Interview geführt von Tobias Glatter. *DI* (5. August 2020).
- Kucevic, Daniel, et al. „Standard battery energy storage system profiles: Analysis of various applications for stationary energy storage systems using a holistic simulation framework.“ *Journal of Energy Storage* 28, 2020.
- Ornetzeder, Michael, Steffen Bettin, und Dana Wasserbacher. *Zwischenspeicher der*. Endbericht, Wien: Institut für Technikfolgen-Abschätzung, 2019.
- Potz, Karl, Interview geführt von Tobias Glatter. *DI* (7. August 2020).

- Rahimzei, Ehsan, Kerstin Sann, und Moritz Vogel. „Kompendium: Li-Ionen-Batterien.“ *Grundlagen, Bewertungskriterien, Gesetze und Normen*. Frankfurt am Main: VDE Verband für Elektrotechnik, Juli 2015.
- Schwill, Jochen, und Hendrik Sämisch. *Next Kraftwerke GmbH*. 2020. <https://www.nextkraftwerke.de/wissen/netzentgelte> (Zugriff am 5. September 2020).
- Seidl, Hannes, Stefan Mischinger, Mareike Wolke, und Elie-Lukas Limbacher. *Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung*. Studie, Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2017.
- Thielmann, Axel, Andreas Sauer, Mario Schnell, Ralf Isenmann, und Martin Wietschel. „Technologie-Roadmap Stationäre Energiespeicher 2030.“ Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Karlsruhe, 2015.
- Thielmann, Axel, Andreas Sauer, und Martin Wietschel. *Gesamt-Roadmap Energiespeicher für die Elektromobilität 2030*. Roadmap, Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, 2015.
- Thielmann, Axel, Christoph Neef, Tim Hettesheimer, Henning Döscher, Martin Wietschel, und Jens Tübke. „Energiespeicher-Roadmap (Update 2017) - Hochenergie-Batterien 2030+ und Perspektiven zukünftiger Batterietechnologien.“ Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Karlsruhe, 2017.
- Weiss, Bertram, Interview geführt von Tobias Glatter. *DI* (5. August 2020).
- Weisskopf, Hansjörg. „C-Rate.“ <https://www.bluesky-energy.eu/2020/04/24/c-rate/?cn-reloaded=1>: BlueSky Energy Entwicklungs- und Produktions GmbH, 24. April 2020.
- Wulff, Fiete. *Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen*. 2020. <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Verbraucher/Energielexikon/energielexikon-node.html#FAQ646288> (Zugriff am 27. Oktober 2020).

8 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Umlage §19 StromNEV für Letztverbrauchergruppe A <1GWh/a (Quelle: netztransparenz.de, 2020).....	24
Tabelle 2: Mindestschwelle zur Erreichung atypischer Netznutzung laut §19 StromNEV Abs. 2 Satz 1.....	27
Tabelle 3: Mindestanteile Netznutzungsentgelt für stromintensive Netznutzung.....	28
Tabelle 4: Jahreshöchstlast je Netzebene Netzbetreiber A 2019 (Quelle: eigene Erhebung)	30
Tabelle 5: Variabilität der Höchstlastspitze und des Normierungsfaktors Netzbetreiber A (Quelle: eigene Erhebung)	32
Tabelle 6: Entgelte 2020 für §18 StromNEV Netzbetreiber A (Quelle: eigene Erhebung)	33
Tabelle 7: Aufteilung verfügbarer Vollzyklen für Anwendungsfall vermiedenen Netzentgelte (Quelle: eigene Berechnung).....	35
Tabelle 8: Parameter atypische Netznutzung Unternehmen B (Quelle: eigene Berechnung)	36
Tabelle 9: Hochlastzeitfenster Verteilnetzbetreiber X (Quelle: eigene Darstellung).....	37
Tabelle 10: Auslegung Batteriespeichersystem Unternehmen B (Quelle: eigene Berechnung)	38
Tabelle 11: Erreichung stromintensive Netznutzung - Unternehmen C (Quelle: eigene Berechnung).....	40
Tabelle 12: Auslegung Batteriespeichersystem Unternehmen C (Quelle: eigene Berechnung)	41

9 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Anwendungsfälle Batteriespeicher (Quelle: eigene Darstellung)	10
Abbildung 2: Aufbau eines Batteriespeichersystems (Quelle: Rahimzei, Sann und Vogel, 2015).....	13
Abbildung 3: Aufteilung CAPEX stationäre Batteriespeichersystem 0,5C und 1C (Quelle: eigene Erhebung).....	15
Abbildung 4: Lithium-Ionen Batteriepreisprognose (Quelle: BloombergNEF, 2019)	15
Abbildung 5: Bedeutende Gesetze, Verordnungen und Leitfäden für Batteriespeichersysteme (Quelle: Weiss, 2020).....	16
Abbildung 6: Preisblatt Bayernwerk 2018 (Quelle: Bayernwerk, 2018)	17
Abbildung 7: Netzentgeltkarte 2019 (Quelle: Bundesnetzagentur, 2020).....	18
Abbildung 8: Netzentgelte für Batteriespeicher mit eigenem Zählpunkt (Quelle: eigene Darstellung).....	20
Abbildung 9: Netzentgelte für Batteriespeicher hinter dem Verbraucherzählpunkt (Quelle: eigene Darstellung)	20
Abbildung 10: Ermittlung Normierungsfaktor 1 (Quelle: eigene Darstellung).....	23
Abbildung 11: Bestimmung Hochlastzeitfenster (Quelle: Bundesnetzagentur, 2011).....	25
Abbildung 12: Entwicklung Hochlastzeitfenster ausgewählter Netzbetreiber und Netzebene (Quelle: eigene Erhebung)	26
Abbildung 13: Vergleich der Berechnung des Netzentgelts (Quelle: eigene Darstellung)	27
Abbildung 14: Beispielhafter physikalischer Pfad für individuelles Netzentgelt (Quelle: eigene Abbildung).....	28
Abbildung 15: Jahreshöchstlastkurve Netzbetreiber A 2019 (Quelle: eigene Erhebung).....	30
Abbildung 16: Bezugslastkurve aus vorgelagerter Netzebene Netzbetreiber A 2019 (Quelle: eigene Erhebung).....	31
Abbildung 17: Erzeugerlastkurve der dezentralen Einspeiser Netzbetreiber A 2019 (Quelle: eigene Erhebung).....	32
Abbildung 18: Obergrenze für Leistungspreis vermiedene Netzentgelte Netzbetreiber A NE4 (Quelle: eigene Darstellung)	33
Abbildung 19: Obergrenze für Leistungspreis vermiedenes Netzentgelte Netzbetreiber A NE4 (Quelle: eigene Darstellung)	34
Abbildung 20: Lastgang Unternehmen B mit Peak Shaving Grenze in Hochlastzeitfenster (Quelle: eigene Darstellung).....	36
Abbildung 21: Leistungs- und Arbeitspreis Verteilnetzbetreiber X - Anwendungsfall 2 (Quelle: eigene Darstellung)	37
Abbildung 22: SOC-Verlauf zur Erreichung atypischer Netznutzung Unternehmen B (Quelle: eigene Darstellung)	38
Abbildung 23: Lastgang Unternehmen C mit Peak-Shaving Grenze zur Erreichung 7000h (Quelle: eigene Darstellung).....	39
Abbildung 24: Leistungs- und Arbeitspreis Verteilnetzbetreiber Z - Anwendungsfall 3 (Quelle: eigene Darstellung)	40
Abbildung 25: SOC-Verlauf zur Erreichung stromintensiver Netznutzung Unternehmen C (Quelle: eigene Darstellung)	41
Abbildung 26: Erlöse Anwendungsfall 1 (Quelle: eigene Berechnung)	42
Abbildung 27: Kosten Anwendungsfall 1 (Quelle: eigene Berechnung)	43
Abbildung 28: Cashflow und interner Zinsfuß Anwendungsfall 1 (Quelle: eigene Berechnung)	43
Abbildung 29: Darstellung Cashflow Anwendungsfall 1 (Quelle: eigene Darstellung)	43

Abbildung 30: Erlöse Anwendungsfall 2 (Quelle: eigene Berechnung)	44
Abbildung 31: Kosten Anwendungsfall 2 (Quelle: eigene Berechnung)	44
Abbildung 32: Cashflow und interner Zinsfuß Anwendungsfall 2 (Quelle: eigene Berechnung)	44
Abbildung 33: Darstellung Cashflow Anwendungsfall 2 (Quelle: eigene Darstellung)	45
Abbildung 34: Erlöse Anwendungsfall 3 (Quelle: eigene Berechnung)	46
Abbildung 35: Kosten Anwendungsfall 3 (Quelle: eigene Berechnung)	46
Abbildung 36: Cashflow und interner Zinsfuß Anwendungsfall 3 (Quelle: eigene Berechnung)	46
Abbildung 37: Darstellung Cashflow Anwendungsfall 3 (Quelle: eigene Darstellung)	47

10 Formelverzeichnis

Formel 1: Vergütung Vermeidungsarbeit	22
Formel 2: Vergütung Vermeidungsleistung.....	22
Formel 3: Berechnung Erheblichkeitsschwelle	27
Formel 4: Berechnung Vollbenutzungsstunden für stromintensive Netznutzung.....	28

11 Abkürzungsverzeichnis

ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BSS	Batteriespeichersystem (im Sinne von stationäres Großbatteriespeichersystem)
CAPEX	Capitel Expenditures (Einmalige Kosten)
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
HLZF	Hochlastzeitfenster
IRR	Internal Rate of Return (interner Zinsfuß)
LFP	Lithium-Eisen-Phosphat-Zellen
NEMoG	Netzentgeltmodernisierungsgesetz
NMC	Nickel-Mangan-Cobald-Oxid-Zellen
n1	Normierungsfaktor
OPEX	Operational Expenditures (Laufende Kosten)
PRL	Primärregelleistung
SRL	Sekundärregelleistung
SOC	State of Charge (deutsch: Ladezustand)
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
vNE	vorgelagerte Netzebene