



Masterplan Flexibilität in Brandenburgs Verteilnetzen

Das Brandenburger Modell zur Erschließung und Nutzung von Flexibilität
Konkrete Forderungen, Umsetzungsvorschläge und Begründung,
Verifizierung an konkreten Fallbeispielen

24.03.2021



Masterplan Flexibilität in Brandenburgs Verteilnetzen

KONKRETE FORDERUNGEN,
UMSETZUNGSVORSCHLÄGE UND BEGRÜNDUNG

24.03.2021

Das Copyright für die veröffentlichten vom Autor selbst erstellten Objekte sowie Inhalte der Folien bleiben allein dem Autor vorbehalten.

Eine Vervielfältigung, Verwendung oder Änderung solcher Grafiken, Tondokumente, Videosequenzen und Texte in anderen elektronischen oder gedruckten Publikationen ist ohne ausdrückliche schriftlicher Zustimmung des Autors nicht gestattet. Weiter gelten bei Unstimmigkeiten mit der elektronischen Version die Inhalte des Original ausgedruckten Foliensatzes der E-Bridge Consulting GmbH.

E-Bridge Consulting GmbH lehnt jede Verantwortung für jeden direkten, indirekten, konsequenten bzw. zufälligen Schaden, der durch die nicht autorisierte Nutzung der Inhalte und Daten bzw. dem Unvermögen in der Nutzung der Information und Daten, die Bestandteil dieses Dokumentes sind, entstanden sind, ab. Die Inhalte dieses Dokumentes dürfen nur an Dritte in der vollständigen Form, mit dem Copyright versehen, der Untersagung von Änderungen sowie dem Disclaimer der E-Bridge Consulting GmbH weitergegeben werden.

E-Bridge Consulting GmbH, Bonn, Germany. Alle Rechte vorbehalten.

INHALTSVERZEICHNIS

1	Hintergrund	4
1.1	Zunehmende Bedeutung der Flexibilität im Verteilnetz für Brandenburg	4
1.2	Vorteile der Flexibilitätsnutzung durch den Verteilnetzbetreiber	6
1.3	Fehlende Rahmenbedingungen für Flexibilitätsnutzung in Brandenburg	7
2	Das Brandenburger Flexibilitätsmodell	11
2.1	Leitlinien des Fachforums Energiewende zu Flexibilität in Brandenburg	11
2.2	Zielstellung	13
2.3	Die Eckpfeiler des „Brandenburger Flexibilitätsmodells“	14
3	Interdisziplinäre Erarbeitung des Brandenburger Flexibilitätsmodells	16
3.1	Vorgehen in der AG ‚Flexibilitätsmarkt‘	17
3.2	Vorgehen in der AG ‚Regulierung und Netzentgelte‘	18
3.3	Vorgehen in der AG ‚Steuern, Abgaben und Umlagen‘	20
4	Konkrete Umsetzungsvorschläge im Masterplan für das Brandenburger Flexibilitätsmodell	21
4.1	Hybridmodell zur Nutzung marktbasierter und regulierter Flexibilität	21
4.2	Nichtbezuschlagung von Geboten im Flexibilitätsmarktkonzept	32
4.3	Kostenanerkennung für marktbasierete Flexibilität	34
4.4	Zeitvariable Netztarife für flexible Verbraucher in der Niederspannung	36
4.5	Netzentgelte ohne Flexibilitätsabrufe des Netzbetreibers	42
4.6	Erlass der EEG-Umlage und Stromsteuer bei Flexibilitätsabrufen	46
4.7	Vereinheitlichung der Konzessionsabgabe für abgerufene Flexibilität	49
4.8	Zusammenfassung	50
5	Illustration des Nutzens anhand von Fallbeispielen	51
5.1	Logik zur Quantifizierung des Gesamtnutzens des Brandenburger Flexibilitätsmodells	52
5.2	Fallbeispiel Chemiestandort Schwarzheide	56
5.3	Fallbeispiel Batteriespeicher Feldheim	58
5.4	Fallbeispiel Power-to-Steam	60
5.5	Fallbeispiel Biogasanlage Oegeln	61
6	Aktuelle Initiativen auf dem Weg zum Brandenburger Flexibilitätsmodell	63
6.1	Pilotanwendung von Flexibilitätsmärkten	63
6.2	Überlegungen zu anreizbasierter Erschließung von Flexibilität auf der Niederspannungsebene	65
6.3	Weitere Studien und Gutachten in Brandenburg	65
6.4	Überregionale Aktivitäten	67
7	Zusammenfassung und Ausblick	69

ZUSAMMENFASSUNG FÜR POLITISCHE ENTSCHEIDUNGSTRÄGER



Brandenburg ist ein **Vorreiter in der Energiewende** – allerdings wird ein großer Teil der erneuerbaren Energie abgeregelt und nicht vor Ort genutzt.



Der Einsatz von **Flexibilität** kann die lokale Nutzung der Erneuerbaren fördern, durch bessere Ausnutzung den notwendigen Ausbau der Netze flankieren und lokale Wertschöpfung generieren – allerdings ist die Erschließung und Nutzung durch den Ordnungsrahmen **gehemmt**.



Netzbetreiber, Industrie, Anlagenbetreiber, Aggregatoren und Lieferanten haben sich in Brandenburg zusammengetan und ein **Konzept zur Auflösung dieser Hemmnisse** entwickelt.



Das Ergebnis: **Brandenburger Modell zur Erschließung und Nutzung von Flexibilität** – ein ganzheitlicher Lösungsansatz mit konkreten Umsetzungsvorschlägen für EnWG, ARegV, EEG und StromNEV.



Der **volkswirtschaftliche Nutzen** der Vorschläge kann an realen Fallbeispielen in Brandenburg verifiziert werden. Der Nutzen kann bereits kurzfristig generiert werden.



Die Vorschläge zeigen eine **hohe Wirkung** und sind **umsetzbar** – Bund und Länder müssen nun die entsprechende **Weiterentwicklung von EnWG, ARegV, EEG und StromNEV** angehen.

Abbildung 1: Übersicht Masterplan Flexibilität in Brandenburgs Verteilnetzen

Brandenburg ist Vorreiter in der Energiewende in Europa.

In Brandenburg sind heute bereits ca. 7,1 GW an Windkraftanlagen und 3,7 GW an PV-Anlagen angeschlossen. Damit gehört Brandenburg zu den wenigen Regionen in Europa, in denen die installierte Leistung an erneuerbaren Energien (EE) um ein Vielfaches höher ist als die elektrische Verbrauchslast (ca. 1,5 GW). Der Ausbau erneuerbarer Energien wird in Zukunft weiter stark voranschreiten.

Damit sind langfristige Ziele der EU in Brandenburg bereits Realität. Allerdings wird ein Großteil der erneuerbaren Energien über weite Strecken exportiert und bei Netzengpässen abgeregelt.

Der Einsatz von Flexibilität kann die lokale Nutzung der erneuerbaren Energien fördern, den nötigen Netzausbau flankieren und lokale Wertschöpfung generieren.

Eine zunehmende Digitalisierung von Prozessen, Speichern sowie die Elektrifizierung von Mobilität und Wärmeerzeugung ermöglicht eine **zunehmende Flexibilisierung des Stromsystems** und ist damit Basis für neue Handlungsoptionen für den Netzbetreiber als Ergänzung zum häufig sehr zeitaufwendigen Netzausbau. Könnte der Verteilnetzbetreiber

das wachsende Flexibilitätspotenzial nutzen, würde sich eine Reihe von Vorteilen für Brandenburg ergeben.

1. Die Einspeisung und lokale Nutzung von erneuerbaren Energien in Brandenburg wird erhöht.
2. Die vorhandene Netzinfrastruktur kann besser genutzt werden und damit Netzentgelte in Brandenburg reduzieren.
3. Neue Geschäftsmodelle und Wertschöpfung in Brandenburg werden gefördert.

Die Rahmenbedingungen verhindern aktuell allerdings die Nutzung von Flexibilität für netzdienliche Zwecke.




Die Vorteile einer Flexibilitätsnutzung für netzdienliche Zwecke können aufgrund fehlender Rahmenbedingungen derzeit in Brandenburg nicht genutzt werden.

- Beschaffungsmöglichkeiten für Flexibilität durch Netzbetreiber fehlen.
- Regulatorische Kostenanerkennung und Instrumente zur Berücksichtigung von Flexibilität bei Netzausbau fehlen.
- Flexibilität wird durch erhebliche Umlagen und Entgelte gehemmt.
- Anreize zur netzdienlichen Flexibilität durch Netzentgeltsystematik fehlen (Voraussetzung: Spitzenglättung).

Netzbetreiber, Industrie, Anlagenbetreiber, Aggregatoren und Lieferanten haben sich in Brandenburg zusammengetan, um ein Konzept zur Auflösung dieser Hemmnisse zu entwickeln.

Das Ergebnis ist das „Brandenburger Modell zur Erschließung und Nutzung von Flexibilität“, in dem ein ganzheitlicher Lösungsansatz mit konkreten Umsetzungsvorschlägen für EnWG, ARegV, EEG und StromNEV entwickelt wurde. Die Vorschläge können als Blaupause für Deutschland und Europa dienen.

Das „Brandenburger Flexibilitätsmodell“ im Verteilnetz basiert auf vier Eckpfeilern.

-  **Erarbeitung eines Flexibilitätsmarktconzeptes.**
-  **Flexibilität bei Regulierung von Netzbetreiber berücksichtigen.**
-  **Flexibilität in Netzentgelten abbilden.**
-  **Umlagen- und Abgaben für Flexibilität umgestalten.**

1. Ein Flexibilitätsmarktconcept ist notwendig, damit Netzbetreiber eine Möglichkeit zur Beschaffung von Flexibilitäten haben – insbesondere von Lasten, Sektorenkopplung und Speichern. Anlagenbetreibern wird damit gleichzeitig die Möglichkeit gegeben, die Flexibilität für netzdienliche Zwecke anzubieten.





2. Ein solches Instrument wird nur genutzt, wenn die Flexibilität bei der Regulierung von Netzbetreibern adäquat abgebildet ist. Kosten für Engpassmanagement durch Netzbetreiber bei Aktivierung freiwilliger Flexibilität müssen regulatorisch anerkannt werden.

3. Die Netzentgeltsystematik ist ein weiteres wichtiges Element im „Brandenburger Flexibilitätsmodell“. Es bedarf der Auflösung flexibilitätshemmender Elemente. Eine netzentlastende Wirkung von Lasten wird bisher nicht in der Netzentgeltsystematik berücksichtigt.

4. Hohe Umlagen und Abgaben für Stromverbraucher und Speicher verhindern ebenfalls die Nutzung von Flexibilität. Die Weiterentwicklung des Umlagen- und Abgabensystems bildet daher den vierten Baustein des Brandenburger Flexibilitätsmodells.

Im Rahmen des Masterplans Flexibilität werden insgesamt sieben konkrete Umsetzungsvorschläge benannt, um Flexibilität in Brandenburgs Verteilnetzen besser nutzbar zu machen.

Die Reformvorschläge zeigen eine hohe Wirkung für das Gelingen der Energiewende, bewegen sich zeitgleich jedoch im bestehenden Marktdesign. Sie stellen eine Weiterentwicklung des bestehenden Ordnungsrahmens dar.

-  **Hybridmodell zur Nutzung marktbasierter und regulierter Flexibilität**
 - ✓ Ermöglichung zusätzlicher Flexibilitätspotenziale
 - ⚠ EnWG: Klarstellung Betrieb von Flexmärkten als Rahmen für marktbezogene Maßnahmen im Sinne des § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG
-  **Möglichkeit der Nichtbezuschlagung von Geboten in Flexibilitätsmarktconcept**
 - ✓ Verhinderung von strategischem Bietverhalten
 - ⚠ EnWG: Klarstellung, dass Netzbetreiber nicht gezwungen sind, die Merit-Order-Liste bei Flex-Abwurf strikt zu befolgen
-  **Anerkennung von Kosten für marktbasierter Flexibilität analog zu regulierter Flexibilität als dnbK**
 - ✓ Einsatz marktbasierter Flexibilität wirkt nicht erlösreduzierend
 - ⚠ ARegV: Erweiterung von § 11 Abs. 2 um Kosten für freiwillig angebotene Flexibilität als dnbK
-  **Zeitvariable Netztarife für flexible Verbraucher in der Niederspannung**
 - ✓ Reflektion der Netzbelastung und Anreiz zur Netzentlastung
 - ⚠ EnWG: Abbildung als präventive Ergänzung zum kurativen Ansatz der Spitzenglättung zur Systemintegration von Flexibilitäten

-  **Flexibilitätsabrufe des Netzbetreibers werden nicht bei Netzentgeltkalkulation berücksichtigt**
 - ✓ Hürde für Angebot von Flexibilität wird beseitigt
 - ⚠ StromNEV: Ergänzung §17 (keine Netzentgelte bei Teilnahme am Flexibilitätsmarkt), sowie Anpassungen bei §19 Abs. 2
-  **Erlass von EEG-Umlage und Stromsteuer bei Flexibilitätsabrufen des Netzbetreibers**
 - ✓ Hürde für Angebot von Flexibilität wird beseitigt
 - ⚠ StromStG: Ergänzung §9 (Befreiung bei Teilnahme an Flexmarkt)
EEG: Wegfall der EEG-Umlage bei Teilnahme am Flexmarkt
-  **Vereinheitlichung der Konzessionsabgabe für abgerufene Flexibilität**
 - ✓ Hürde für Angebot von Flexibilität wird beseitigt
 - ⚠ KAV: Abrechnung der Konzessionsabgabe für freiwillig abgerufene Flexibilität nach dem Satz für Sondervertragskunden

Abbildung 2: Konkrete Umsetzungsvorschläge des Brandenburger Modells zur Erschließung und Nutzung von Flexibilität

	Chemiestandort Schwarzheide	Batteriespeicher Feldheim	Industrieanlage (Power-to-Steam)	Biogasanlage Oegeln	Wärmepumpe / E-Mobilität
 Heutige Hemmnis	 Durch Umlagen und Netzentgelte ist es wirtschaftlicher, Strom selbst zu erzeugen als EE-Überschüsse aufzunehmen.	 Batteriespeicher kann Flexibilität nur am Großhandelsmarkt oder dem Übertragungs- netzbetreiber anbieten.	 Da Aktivierung von Power- to-Steam-Anlagen zu Lastspitzen und in der Folge zu hohen Netzentgelten führt, wird Flexibilität eingeschränkt.	 Durch fehlendes Gewinnpotential bei Beteiligung an Redispatch auf Kostenbasis besteht kein Anreiz, vorhandene Flexibilität voll einzusetzen.	 Verbraucher in der Nieder- spannung haben keinen Anreiz, ihr Verbrauchs- verhalten anzupassen, um damit Netzengpässen entgegenzuwirken.
 Wirkung Masterplan	Netzentgelte und die EEG- Umlage entfallen für netzentlastende Last- flexibilität – damit wird sie wirtschaftlich.	Durch Zugang zu Flexibilitätsmarkt besteht Möglichkeit, Flexibilität auch lokal für Netzbetreiber anzubieten.	Lastspitzen für netz- dienliches Verhalten führen nicht zu höheren Netzentgelten und werden dadurch ermöglicht.	Durch Zugang zu Flexibilitätsmarkt besteht Möglichkeit, Flexibilität auch lokal für Netz- betreiber anzubieten.	Durch zeitvariable Netz- tarife wird für flexible Verbraucher ein Anreiz ge- schaffen, EE-Überschüsse aufzunehmen und lokale Engpässe zu vermeiden.

Abbildung 3: Fallbeispiele zur Verifizierung der Vorteilhaftigkeit

Anhand konkreter Fallbeispiele ist die Vorteilhaftigkeit des Brandenburger Flexibilitätsmodells besonders gut erkennbar.

Insgesamt wurden fünf Fallbeispiele ausgewählt, die einen Querschnitt möglicher freiwilliger Flexibilitätsoptionen darstellen. In all diesen Fällen ist heute keine Nutzung für Engpassmanagement möglich. Die bestehenden Hemmnisse sind vielschichtig. Sie werden im Rahmen des Masterplans Flexibilität ganzheitlich erfasst und überwunden. Die Flexibilitätsoptionen stehen somit bei Umsetzung des Masterplans künftig für Engpassmanagement zur Verfügung.

Der volkswirtschaftliche Nutzen bei Verwendung dieser Flexibilitätsoptionen anstelle der Abregelung von EE-Anlagen kann hierbei auch beispielhaft beziffert werden.

Bei Nutzung des Flexibilitätsmarkt-Konzepts wird unter den getroffenen Annahmen aktuell die zusätzliche Aufnahme von EE-Strom in Höhe von fast 80 GWh pro Jahr ermöglicht. Dies entspricht einem Anteil von über 20% des momentan abgeregelten EE-Volumens. Perspektivisch erhöht sich das Gesamtpotential auf über 200 GWh pro Jahr. Bei gleichzeitig angenommener Erhöhung des Abschaltvolumens im Referenzfall auf 720 GWh pro Jahr entspricht dies einem Anteil von fast 30% an EE-Strom, der bei Nutzung des Flexibilitätsmarkts nicht abgeregelt werden muss. Da der in Brandenburg abgeregelte EE-Strom durch

Graustrom ersetzt werden muss, resultiert die vermiedene Abregelung auch in einer CO₂-Einsparung. Das aktuelle Potential hierzu liegt bei ca. 35.000 - 40.000 t CO₂-Einsparung pro Jahr. Es steigt bis zum Jahr 2030 auf ca. 60.000 t an.

Die Nutzung der beschriebenen Flexibilitätspotentiale resultiert zudem in einer Kostenersparnis für Engpassmanagement. Diese beträgt allein bei Nutzung der betrachteten Fallbeispiele in Brandenburg aktuell ca. 7 Mio. €/Jahr und steigt bis 2030 auf über 13 Mio. €/Jahr an. Beim gesamten volkswirtschaftlichen Nutzen sind darüber hinaus die privatwirtschaftlichen Gewinne durch die in den Geboten enthaltenen Gewinnmargen zu berücksichtigen.

Nächste Schritte

Um die erheblichen Flexibilitätspotentiale nutzbar zu machen, erscheinen nach umfassender Prüfung bereits einige punktuelle Änderungen in den relevanten Gesetzen und Verordnungen ausreichend. Dabei geht es insbesondere um die Etablierung von Flexibilitätsmarktmodellen als Instrument des Engpassmanagements im EnWG und nachgeordneten Verordnungen, sowie im Hinblick auf die finanzielle Entlastung freiwilliger Flexibilität um Anpassungen im EnWG und dem StromStG.

1 Hintergrund

1.1 Zunehmende Bedeutung der Flexibilität im Verteilnetz für Brandenburg

Die Energielandschaft in Brandenburg hat sich im letzten Jahrzehnt stark gewandelt: War der Anteil der Leistung erneuerbarer Energien (EE) an der maximalen Verbrauchslast im Jahr 2010 noch sehr gering, ist er bereits auf mehr als 75 % gestiegen. In Brandenburg sind heute ca. 7,1 GW an Windkraftanlagen und 3,7 GW an PV-Anlagen angeschlossen – deutlich mehr als die Jahreshöchstlast.

Der Ausbau erneuerbarer Energien wird weiter voranschreiten. Bis zum Jahr 2030 werden in Brandenburg ca. 8,9 GW an Windkraftanlagen und 5,6 GW an PV-Anlagen vornehmlich im Verteilnetz angeschlossen sein.

Die Aufgabe der Netzbetreiber ist nach § 11 EnWG, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen. Dementsprechend arbeiten Netzbetreiber in Brandenburg mit Hochdruck an neuen Leitungen, allerdings ist der tatsächliche Bau auch aufgrund komplizierter Abstimmungs-, Genehmigungs- und Planungsphasen sehr zeitaufwendig. Solange das Netz noch nicht ausreichend ausgebaut worden ist, muss die Leistung aus EE-Anlagen häufig reduziert werden.

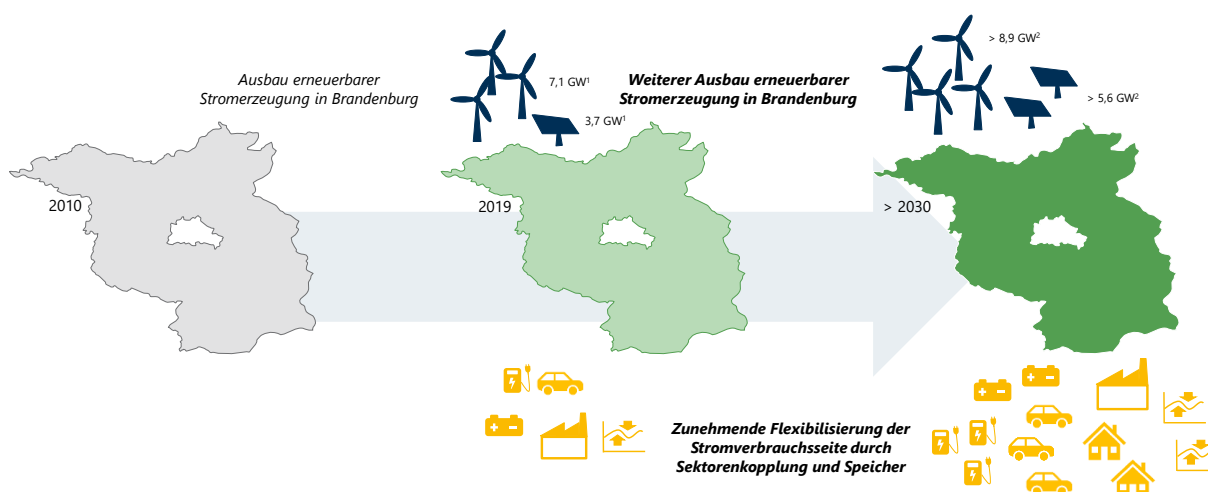


Abbildung 4: Zunehmende Bedeutung der Flexibilität in den Verteilnetzen Brandenburgs

Neben dem Ausbau der erneuerbaren Erzeugung in Brandenburg führt die Energiewende in Form einer Dekarbonisierung von Mobilität und Wärmeerzeugung sowie der Sektorenkopplung und Zunahme von Speichern zu einer weiteren Entwicklung - der zunehmenden Flexibilisierung des Energiesystems.

Exkurs

Flexibilität bedeute die Möglichkeit, den Strombezug in vorheriger Abstimmung mit dem Netzbetreiber so zu verschieben, dass das Netz entlastet wird, beispielsweise durch einen höheren Bezug in Zeiten besonders hoher EE-Einspeisung.

Bereits heute existieren technische Flexibilitätspotentiale auf der Stromerzeugungsseite vor allem bei konventionellen und erneuerbaren Erzeugungsanlagen sowie im Strombezug bei Industrieanlagen und Großverbrauchern, da hier die Digitalisierung von Prozessen eine

Flexibilisierung erlaubt. In Zukunft entstehen durch dezentrale Speicher, E-PKW sowie elektrische Wärmelösungen neue potenzielle Quellen für Flexibilität im Verteilnetz (siehe Abbildung 5).

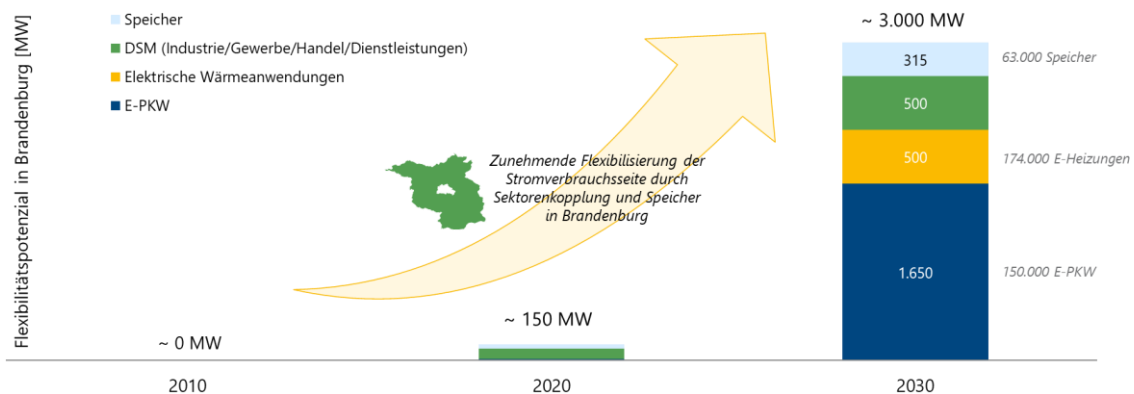


Abbildung 5: Langfristige Entwicklung des Flexibilitätspotenzials in Brandenburg¹

Die Stromverbrauchsseite in Brandenburg kann heute nicht mit der regionalen Einspeisung aus EE-Anlagen in Einklang gebracht werden, was Netzengpässe zur Folge hat. In der Regel müssen aufgrund von Netzengpässen erneuerbare Anlagen in ihrer Einspeisung reduziert werden. Im Rahmen eines Redispatches muss im gleichen Maße der Abregelung auch die Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken erhöht werden, so dass zusätzliche CO₂-Emissionen entstehen. Dies gilt, mit abnehmender CO₂-Intensität, auch perspektivisch, zumal konventionelle Erzeugungsanlagen auch über das Jahr 2030 hinaus im Betrieb sein werden.

Eine Nutzung der Flexibilität insbesondere auf der Stromverbraucherseite durch Netzbetreiber könnte das Netz entlasten und damit die Abregelung von EE-Anlagen vermeiden. Die regional erzeugte erneuerbare Energie würde regional genutzt und Netzkosten reduziert.

Bei Netzinvestitionen könnte die Nutzung der Flexibilität von Einspeisungen und Lasten gegen den Ausbau abgewogen und dort Netzinvestitionen vermieden werden, wo diese nicht die kostenoptimale Lösung darstellen.

Das ist die Vision des „Masterplans Flexibilität in Brandenburgs Verteilnetzen“.

¹ Quelle: E-Bridge, Synchronisierung von EE-und Netzausbau in Brandenburg (2018)

1.2 Vorteile der Flexibilitätsnutzung durch den Verteilnetzbetreiber

Die Synchronisierung des Stromverbrauchs in Brandenburg mit der regionalen Einspeisung aus erneuerbaren Energien durch den Netzbetreiber in Abhängigkeit der Netzbelastung wäre sehr vorteilhaft für Brandenburg (siehe Abbildung 6):



Abbildung 6: Vorteile der Nutzung von Flexibilität durch den Verteilnetzbetreiber

1. Durch Nutzung von Flexibilität für Engpassmanagement durch den Verteilnetzbetreiber und Anreize für netzentlastendes Verhalten werden die Einspeisung und die lokale Nutzung von erneuerbarer Einspeisung in Brandenburg erhöht.

Der Netzbetreiber kann heute beispielsweise die Flexibilität von Lasten nicht zur Gewährleistung der Netzsicherheit bei überschüssiger erneuerbarer Einspeisung nutzen und auch keine Anreize für netzentlastendes Verhalten setzen. Dabei könnte die Flexibilität der Last einen ökonomisch und ökologisch sinnvollen Beitrag leisten. Stattdessen kann der Netzbetreiber ausschließlich die Einspeisung erneuerbarer Anlagen reduzieren. Die Folge einer Flexibilitätsnutzung im Falle von Netzengpässen wäre (neben der Reduzierung von Netzengpässen) eine höhere Einspeisung aus EE-Anlagen und vor allem eine höhere lokale Nutzung der erneuerbaren Energie. Die politischen Klimaziele in Brandenburg, Deutschland und Europa werden damit gefördert.

In einer Pilotanwendung der MITNETZ im brandenburgischen Schwarzheide wurde exemplarisch gezeigt, dass durch die Nutzung der Flexibilität eines Chemiestandorts die Energie für Engpassmanagement um mehr als 65 % reduziert werden konnte.²

2. Die Ausnutzung der vorhandenen Netzinfrastruktur kann durch Flexibilitätsnutzung verbessert werden – zugunsten einer Reduktion der Netzkosten und Netzentgelte in Brandenburg.

Die brandenburgischen Verteilnetzbetreiber bauen heute mit voller Kraft die Netzinfrastruktur aus, damit das elektrische Netz den zukünftig stark steigenden Anforderungen gerecht werden kann. Allerdings ist ein Ausbau auf maximal mögliche Netzbelastungen, auch wenn diese nur selten auftreten, so wie es der Regulierungsrahmen heute vorsieht, nicht immer sinnvoll. Stattdessen könnte die vorhandene Netzinfrastruktur mit Flexibilitätsnutzung von Einspeisern und Lasten besser durch den Netzbetreiber ausgenutzt werden. Investitionen in den Netzausbau, ausgelegt auf die maximale Einspeisekapazität für wenige Benutzungsstunden im Jahr, könnten so vermieden und damit die Gesamtkosten reduziert werden. Die Spitzenkappung nach § 11, EnWG erlaubt prinzipiell eine Berücksichtigung von Flexibilität in der Netzplanung, aber regulatorische Hürden verhindern eine tatsächliche Anwendung des Instruments. Das Einsparpotenzial der

² Engelbrecht et. al; Demonstration of a Market-based Congestion Management using a Flexibility Market in Distribution Networks, ETG Journal, 2019

Gesamtkosten durch die Abbildung von Flexibilität in der Netzplanung wird in aktuellen Studien auf bis 42 % (1,55 Mrd. EUR pro Jahr) abgeschätzt.³

3. Neue Geschäftsmodelle, Innovation und Wertschöpfung werden in Brandenburg gefördert.

Flexibilitätsmarktkonzepte schaffen Innovation. Schließlich könnten Flexibilitätsanbieter mit Ideen, wenn sie besonders wirkungsvoll für das Netz und gleichzeitig günstiger als heutige Maßnahmen sind, einen Deckungsbeitrag erwirtschaften. Es ergeben sich somit neue Möglichkeiten und Geschäftsmodelle in Brandenburg, beispielsweise in der Flexibilisierung von Industrieprozessen, der Kombination von EE-Anlagen und Speichertechnologien oder intelligenter Sektorenkopplung. Innovation und Wertschöpfung werden in Brandenburg in einem zukunftsträchtigen Bereich gefördert – schließlich ist Brandenburg Vorreiter in der Energiewende.

1.3 Fehlende Rahmenbedingungen für Flexibilitätsnutzung in Brandenburg

Die Vorteile einer Flexibilitätsnutzung durch den Verteilnetzbetreiber können aufgrund fehlender technischer und regulatorischer Rahmenbedingungen derzeit in Brandenburg nicht ausgeschöpft werden.

Die Rahmenbedingungen verhindern aktuell eine Flexibilitätsnutzung in Brandenburg. Es besteht Handlungsbedarf im Bereich der technischen Beschaffung von Flexibilität durch den Netzbetreiber, aber auch im rechtlichen und regulatorischen Umfeld (siehe Abbildung 7).

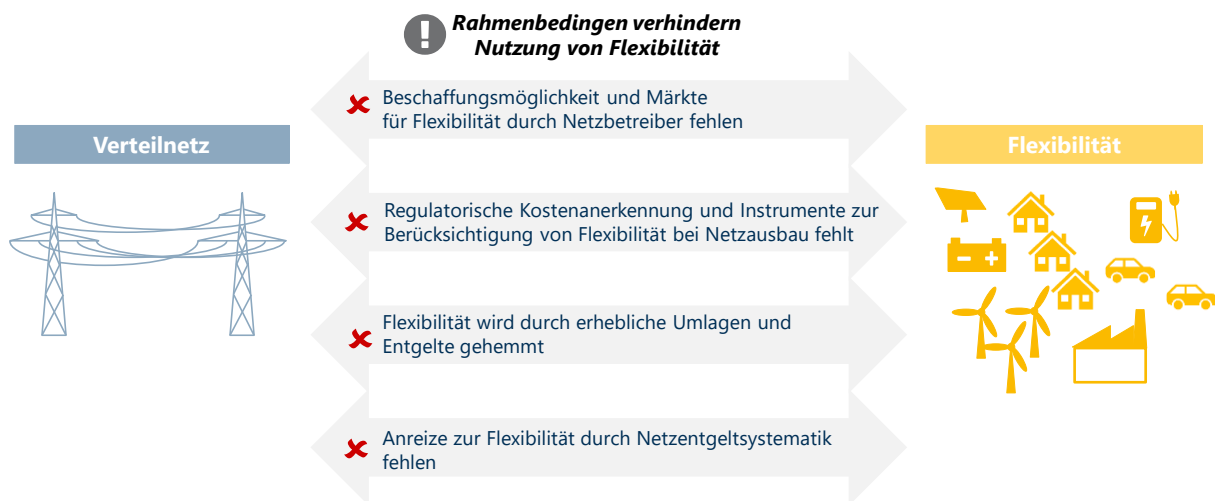


Abbildung 7: Heutige Rahmenbedingungen lassen eine Nutzung der Flexibilität in Brandenburg nicht zu

1. Beschaffungsmöglichkeiten und Märkte für Flexibilität durch Netzbetreiber fehlen

Der Netzbetreiber hat heute keine Möglichkeit, marktbasierend und effizient freiwillig angebotene Flexibilität zu beschaffen – es fehlt schlicht ein Flexibilitätsmarktkonzept. Zwar wird durch die Novellierung des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG) die Anzahl der an einem planwertbasierten Redispatch teilnehmenden Erzeuger deutlich erhöht, in dem auch EE-Anlagen und der Erzeugungsanteil von Speichersystemen ab einer Leistung von 100 kW nun Berücksichtigung finden, allerdings sind Lasten und der Bezugsanteil von Speichern weiterhin nicht durch den Netzbetreiber nutzbar. Unter Umständen haben jedoch gerade Flexibilitäten aufseiten des Stromverbrauchs einen besonders hohen Nutzen für das Netz aufgrund hoher Wirksamkeit auf Netzengpässe.

³ E-Bridge, Wirtschaftlicher Vorteil der netzdienlichen Nutzung von Flexibilität in Verteilnetzen, Bonn, 2019

2. Regulatorische Kostenanerkennung und Instrumente zur Berücksichtigung von Flexibilität bei Netzausbau fehlen

Auch aufseiten der Regulierung besteht Handlungsbedarf. Kosten im Zusammenhang mit freiwillig angebotener Flexibilität werden regulatorisch nicht adäquat anerkannt und es besteht ein eindeutiger regulatorischer Anreiz zu einem Ausbau „auf die letzte kWh“, also für maximal möglich auftretende Belastungen. Unter Umständen kann es aber zu geringeren Kosten für den Netzkunden führen, wenn der Netzbetreiber die Flexibilität bei Netzausbauentscheidungen berücksichtigt. Die Spitzenkappung nach § 11, EnWG erlaubt prinzipiell eine Berücksichtigung von Flexibilität in der Netzplanung, aber regulatorische Hürden verhindern eine tatsächliche Anwendung des Instrumentes. Dadurch können die Vorteile für die Netzkunden in Brandenburg nicht umgesetzt werden.

3. Verbrauchsseitige Flexibilität wird durch erhebliche Umlagen und Entgelte gehemmt

Die aktuelle Netzentgeltsystematik wirkt einer Synchronisierung von Last und lokaler Einspeisung aus erneuerbaren Energien entgegen. Eine Überschreitung der bisherigen Jahreshöchstlast eines Verbrauchers führt bei diesem zu höheren Netzentgelten, obwohl er mit seiner Flexibilität das Netz entlasten könnte. Es bedarf daher einer Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik, um zielgerichtete Anreize für netzentlastendes Verhalten zu schaffen und um Hemmnisse für Flexibilität abzubauen. Technologien der Sektorenkopplung und Speicher müssen ebenfalls überproportional Umlagen entrichten, insoweit sie als Endverbraucher von Strom zählen.⁴

4. Anreize zur Flexibilität durch Netzentgeltsystematik fehlen

Derzeit fehlen Anreize für netzentlastendes Verhalten. Der Netzkunde hat weder eine Information darüber, wann sein Entnahmeverhalten netzentlastend sein könnte noch hat er einen Anreiz, sein Entnahmeverhalten zu ändern. Auch die Möglichkeiten der Digitalisierung werden nicht genutzt. Das heutige System sieht - außer im Rahmen des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG) - keinerlei Nutzung digitaler Technologien vor. Überdies werden die Einspeiser derzeit nicht über Netzentgelte oder BKZ an den Netzausbaukosten beteiligt. Somit mangelt es an einer verursachungsgerechten Beteiligung aller Verursacher an Netzausbaukosten. Die Lücken in der heutigen Netzentgeltsystematik können mit zwei neuen Elementen gefüllt werden: Ein zeitvariabler Netztarif in der Niederspannung kann die aktuelle Netzbelastung reflektieren – auch von überlagerten Spannungsebenen – und bei Netzkunden, die auf Engpässe wirken, ein netzentlastendes Verhalten anreizen. Bestehende digitale Technologien werden dabei genutzt und sind dafür die Voraussetzung. Ein ortsabhängiger Baukostenzuschuss für Einspeisungen könnte Kostenverursachergerechtigkeit und Anreize für optimale Standortentscheidungen schaffen.

Die Novellierung der Gesetzgebung – insbesondere durch das Netzausbaubeschleunigungsgesetz – ist ein Schritt in die richtige Richtung. Die fehlenden Rahmenbedingungen zur Nutzung von Flexibilität werden aber nicht aufgelöst.

Mit der Verabschiedung des Energiesammelgesetzes (EnSaG) und vor allem dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) wurden einige fundamentale regulatorische Mechanismen in Verteilnetzen, insbesondere bezüglich Redispatch, überarbeitet.

Novellierung Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG)⁵

Die bedeutendste Neuerung aus dem NABEG betrifft die Regimevereinheitlichung von Einspeisemanagement für EE und KWK und klassischen Redispatch. Diese wird im Oktober 2021 in Kraft treten.

⁴ Bei Zwischenspeicherung werden Umlagen fällig, wenn der Speicher ins allgemeine Netz zurückspeist.

⁵ „Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus“ vom 13. Mai 2019

Gemäß NABEG-Novellierung wird die Anzahl der Anlagen für eine verpflichtende Teilnahme an Redispatch erweitert. Während im bisher ca. 80 konventionelle Kraftwerke >10 MW (Stand: 2019) für Redispatch eingesetzt wurden, steigt die Anzahl auf über 80.000 Anlagen an. Betreiber von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie mit einer Nennleistung ab 100 Kilowatt sowie von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie, die durch einen Netzbetreiber jederzeit fernsteuerbar sind, sind verpflichtet, auf Aufforderung durch Netzbetreiber die Wirkleistungs- oder Blindleistungserzeugung oder den Wirkleistungsbezug anzupassen oder die Anpassung zu dulden.

Dagegen bleibt der dezentralen, im Verteilnetz angeschlossenen Flexibilität, beispielsweise aus Batteriespeichersystemen in Haushalten, Ladestationen für E-Fahrzeuge oder elektrischen Wärmelösungen, auch mit der Novellierung des NABEG der Zugang zu netzdienlicher Flexibilitätsnutzung verwehrt. Dabei besitzen gerade diese dezentralen Anlagen ein hohes Flexibilitätspotenzial (siehe Abbildung 5).

Während EE- und KWK-Anlagen bisher nur im Rahmen des Einspeisemanagements als Notfallmaßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG als Flexibilität im Netz betrachtet werden konnten, werden sich EE- und KWK-Anlagen gemäß NABEG zukünftig über einen kostenbasierten Ansatz am Redispatch beteiligen. Die Vorrangregelung der EE-Einspeisung wird in diesem Zuge aufgeweicht. Gemäß dem kostenbasierten Ansatz verpflichtet sich der Netzbetreiber, unter mehreren geeigneten "Redispatch"-Maßnahmen jene auszuwählen, "die voraussichtlich insgesamt die geringsten Kosten verursachen".

Für den Kostenvergleich ist hierbei ein sogenannter „einheitlicher kalkulatorischer Preis“ maßgebend, den Netzbetreiber unabhängig von einzelnen Anlagen und Netzengpässen für die Abregelung von EE-Anlagen festzulegen haben. Über diesen kalkulatorischen Preis soll die Gewährleistung des Einspeisevorranges der EE-Anlagen gewährleistet werden, indem dieser so definiert wird, dass der kalkulatorische Preis fünf- bis fünfzehnmal günstiger ist als die Kosten, die durch Abregelung einer entsprechenden Strommenge aus konventionellen Kraftwerken entstehen würden. Die genaue Festlegung innerhalb dieser Bandbreite erfolgt durch die Bundesnetzagentur.⁶

Mit der Abschaffung des Einspeisemanagements stellt sich die Frage, wie der Datenbedarf und Datenaustausch der EE- und KWK-Anlagen im Redispatchregime geregelt werden. Bisher mussten die Netzbetreiber vor EinsMan-Maßnahmen die Ist-Daten der EE-Anlagen abrufen, um eine belastbare und konkrete Entscheidungsgrundlage zu haben. Mit der NABEG-Novelle sollen zukünftig allein Prognosen ausreichen, um Redispatch-Maßnahmen zu planen. Im Hinblick auf das Zusammenwirken von Verteilnetzbetreiber (VNB) und Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) bei der Führung der Netze wird künftig ein größerer Koordinationsbedarf und steigende Anforderungen an Datenaustauschprozesse erwartet. § 13a Abs. 1a verpflichtet den ÜNB, den Bilanzkreisverantwortlichen unverzüglich über den geplanten Zeitpunkt, den Umfang und die Dauer der Einspeisemanagement-Maßnahme zu unterrichten. Des Weiteren sollen das Monitoring und die Berichtspflichten der Netzbetreiber ausgeweitet werden, um das vorausschauende Controlling durch eine gute Datengrundlage zu erleichtern.

Schlussfolgerung

Die bedeutendste Neuerung aus der Novellierung des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes ist die Einbeziehung von EE-Anlagen in Redispatchprozesse, auch für den Verteilnetzbetreiber ab Oktober 2021. Für Verteilnetzbetreiber bedeutet dies, dass ein planwertbasierter Engpassmanagementprozess eingeführt wird. Dieser bedarf einer stärkeren Koordinierung zwischen Übertragungsnetz- und Verteilnetzbetreibern. In Bezug auf die

⁶ Die Bundesnetzagentur legt gem. § 13j Abs. 6 EnWG bis zum 1. Dezember 2020 sogenannte „Mindestfaktoren“ für die Abregelung von EE- und KWK-Strom fest. Die Festlegung soll gemeinsam mit den Neuregelungen des Redispatch 2.0 zum 1. Oktober 2021 in Kraft treten.

netzbetreiberübergreifende Koordinierung fördert die neue Gesetzgebung hier konkrete Weiterentwicklungen, die auch für einen marktbasierten Ansatz wichtig sind.

Es handelt sich dabei jedoch weiterhin um einen verpflichtenden, regulierten und kostenbasierten Engpassmanagementprozess, sodass das Flexibilitätspotenzial der Sektorenkopplung (insbesondere kleine elektrische Lasten und Speicher) nicht genutzt werden kann. Dazu bedarf es eines marktbasierten Ansatzes. Dessen Einführung bedeutet nicht zwangsläufig die Abschaffung des kostenbasierten Ansatzes. Beides kann zusammen gelingen (Hybridmodell). Die im Rahmen der NABEG-Novelle entwickelten Prozesse können hierfür eine Grundlage bilden.

2 Das Brandenburger Flexibilitätsmodell

2.1 Leitlinien des Fachforums Energiewende zu Flexibilität in Brandenburg

Das Thema Flexibilität hat eine hohe Bedeutung für das Ministerium für Wirtschaft und Energie in Brandenburg. Im September 2018 wurden im „Fachforum Energiewende“ entsprechende Leitlinien zu Flexibilität verabschiedet.

Der von Brandenburg beantragte Beschluss der Amtschefkonferenz vom 30. Mai 2017 enthält die Aufforderung an die Bundesregierung, den Rechtsrahmen für Flexibilitätsoptionen in Zusammenarbeit mit den Ländern weiterzuentwickeln. In der Sitzung der AG Rahmenbedingungen des Fachforums Energiewende am 31. Mai 2018 wurde das Themenfeld „Flexibilität“ ausführlich diskutiert. Es war jedoch unklar, wie dieses komplexe Thema vorangebracht werden kann. Im Ergebnis der Sitzung wurden die Teilnehmer angehalten, ihre Vorschläge bis Ende Juni 2018 dem MWE zukommen zu lassen. MWE bündelt die Vorschläge und leitet diese an die Teilnehmer weiter.

E-Bridge unterstützte die Arbeit der AG Rechtsrahmen anschließend durch eine Strukturierung des Themenfeldes Flexibilität sowie durch eine Analyse und Bewertung der eingereichten Vorschläge zur Weiterentwicklung des rechtlichen Rahmens. Die Analysen wurden zu „Leitlinien Flexibilität“ des Fachforums Energiewende verdichtet. Die Ergebnisse wurden in der Sitzung des Fachforums Energiewende am 27. September 2018 vorgestellt und verabschiedet.

Insgesamt wurden von zehn wichtigen Stakeholdern in Brandenburg Vorschläge zur Gestaltung der Rahmenbedingungen für Flexibilität eingebracht: E.DIS Netz, WEMAG Netz, enviaM/MITNETZ, Bundesverband Windenergie (BWE), Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg (BTU), Netzgesellschaft Berlin-Brandenburg (NBB), Verband kommunaler Unternehmen (VKU), WindNODE, LEAG.

Die insgesamt 16 Vorschläge der Teilnehmer betreffen alle Rahmenbedingungen für Flexibilität (siehe Abbildung 8). Sowohl für die Weiterentwicklung des Marktdesigns, aber auch für die netzdienliche Nutzung von Flexibilität wurden Vorschläge eingereicht (Abbildung 8).

Themenfelder		Vorschläge zur Gestaltung der Rahmenbedingungen			
Rahmenbedingungen für Flexibilität	1 Marktdesign	Innovative Direktvermarktung („sortenreine Bilanzkreise“)		Sektorübergreifendes Handelssystem für CO ₂ -Zertifikate	
	2 Netzdienlicher Flexibilitätseinsatz	Ausgestaltung Engpassmanagement mit Flexibilität durch Verteilnetzbetreiber		Einführung eines Flexibilitätsmarktes für freiwillig angebotene Flexibilität	
	3 Netzentgeltssystematik	Dynamisierung von Netzentgelten zum Anreiz von netzentlastendem Verhalten		Hemmnisse durch Netzentgelte für Flexibilität von Lasten beseitigen	
	4 Regulierung von Netzbetreibern	Regulatorische Anerkennung von Kosten für Nutzung netzdienlicher Flexibilität		Einführung einer OPEX-Pauschale	
	5 Koordination von Netzbetreibern	„Intelligente Verteilernetzkaskade“			
	6 Steuern und Umlagen	Modifizierung Stromsteuer	Börsenpreisorientierte Flexibilisierung EEG-Umlage	Bereitstellung von Flexibilität darf Befreiungstatbestände nicht angreifen	
	7 Incentivierung von Investitionen	Niedrigzins-Anschubfinanzierung	Bessere Bedingungen für KWK-Anlagen	Speicher eigenständiges Element im Energierecht	Bessere Bedingungen für Power-to-Gas

Abbildung 8: Ursprüngliche Vorschläge zur Gestaltung der Rahmenbedingungen im Bereich Flexibilität

Die Vorschläge wurden in vier Kategorien bewertet:

- **Relevanz für Brandenburg:** Sind die geplanten Veränderungen für Brandenburg relevant, weil beispielsweise die erforderlichen Technologien vorhanden sind? Unterstützt der Vorschlag die politische Agenda von Brandenburg?
- **Zeitliche Notwendigkeit:** Ist das Thema von hoher oder geringer zeitlicher Notwendigkeit? Wie dringend ist der Handlungsbedarf?
- **Unterstützung verschiedener Stakeholder:** Von wie vielen Stakeholdern wurde der Vorschlag genannt? Wird der Vorschlag auch von Stakeholdern außerhalb von Brandenburg unterstützt?
- **Anpassungsbedarf des Rechtsrahmens:** Wie hoch ist der Anpassungsbedarf zur Umsetzung des Vorschlags? Wird der Handlungsbedarf bereits an geeigneter Stelle diskutiert oder muss das Thema erst adressiert werden?

Nach der Bewertung der Vorschläge wurden sechs Leitlinien für das Land Brandenburg entwickelt (Abbildung 9).



Abbildung 9: Leitlinien Flexibilität des Fachforums Energiewende des MWE Brandenburg

Die brandenburgischen Verteilnetzbetreiber E.DIS, WEMAG und MITNETZ haben im „Masterplan Flexibilität in Brandenburgs Verteilnetzen“ bereits die konkreten Handlungsfelder adressiert. Im nun unternommenen zweiten Schritt, der Ausarbeitung des „Brandenburger Flexibilitätsmodells“, werden konkrete Umsetzungsvorschläge vorgestellt.

2.2 Zielstellung

Das Interesse der Verteilnetzbetreiber ist es, Flexibilitäten in Brandenburg tatsächlich nutzbar zu machen und an geeigneter Stelle zu fördern.

Die brandenburgischen Verteilnetzbetreiber E.DIS, WEMAG und MITNETZ möchten mit der Umsetzung des „Masterplans Flexibilität in Brandenburgs Verteilnetzen“ in Form des „**Brandenburger Flexibilitätsmodells**“ konkrete Umsetzungsvorschläge für die Beseitigung flexibilitätshemmender Elemente in den politischen Diskurs einbringen.

Zielstellung Brandenburger Flexibilitätsmodell: Gesamtbild und konkrete Umsetzungsvorschläge zur Überwindung von Hemmnissen bei der Erschließung netzdienlicher Flexibilität.

Der Verteilnetzbetreiber der Zukunft (DSO 2.0) ermöglicht die Energiewende mit einem intelligenten Netzbetrieb unter effizienter Ausnutzung der bestehenden Infrastruktur. Dazu ist die Nutzung von Flexibilität ein elementarer Bestandteil.

Brandenburg hat eine Vorreiterrolle in der Energiewende. Durch den Masterplan Flexibilität soll diese **Vorreiterrolle Brandenburgs** weiter gestärkt werden. Die in Brandenburg entwickelten Ansätze können als deutschlandweite oder europaweite Blaupause dienen, um zu zeigen, wie die Energiewende pragmatisch und effizient umgesetzt werden kann.

Bisherige Projekte und Initiativen konzentrieren sich auf einzelne Elemente des Modells. Diese sollen aufgegriffen und erstmals als Gesamtbild gezeichnet werden – das „Brandenburger Flexibilitätsmodell“. Der Masterplan Flexibilität enthält konkrete kurz-, mittel- und langfristige Umsetzungspunkte, die hierbei relevant sind.



Abbildung 10: Masterplan Flexibilität bringt Flexibilität und Verteilnetz in Brandenburg zusammen

Das Brandenburger Flexibilitätsmodell zeichnet sich einerseits durch die Wahrung des Blicks auf das Gesamtbild aller relevanten Leitlinien aus, gleichzeitig wird durch hinreichende fachliche Tiefe innerhalb der einzelnen Tätigkeitsfelder eine fundierte Basis für konkrete Anpassungen des Ordnungsrahmens gegeben.

Hieraus resultieren die Zielstellungen der einzelnen Tätigkeitsfelder gem. Abbildung 11.



Abbildung 11: Zielstellung im Rahmen der Ausarbeitung des Brandenburger Flexibilitätsmodells

2.3 Die Eckpfeiler des „Brandenburger Flexibilitätsmodells“

Das **Brandenburger Flexibilitätsmodell** ist ein Gesamtkonzept zur Erschließung und Nutzung von Flexibilität im Verteilnetz, um eine wirkungsvolle und effiziente Energiewende in Brandenburg zu ermöglichen. Um alle in Abschnitt 1.3 ausgeführten fehlenden Rahmenbedingungen zu erarbeiten, sind vier Eckpfeiler notwendig (Abbildung 12).

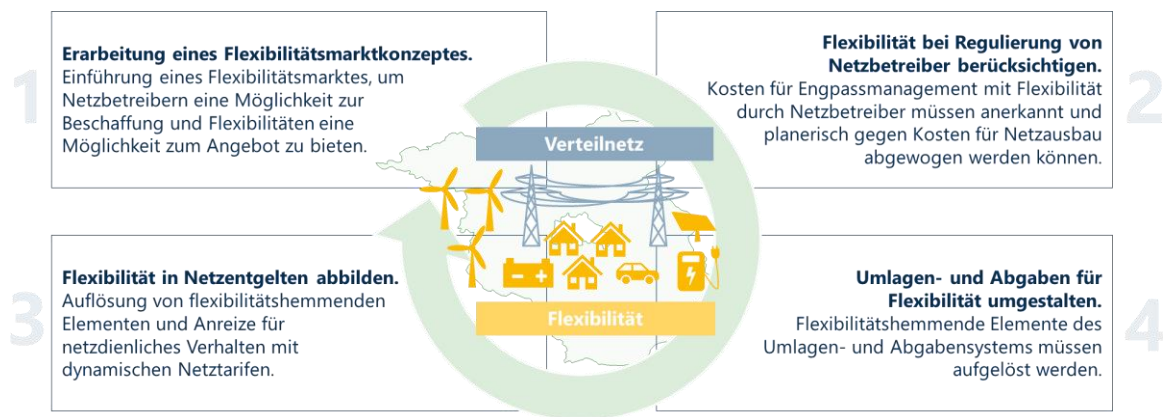


Abbildung 12: Vier Eckpfeiler des Brandenburger Flexibilitätsmodells

Die vier Eckpfeiler haben vielfältige Wechselwirkungen und Abhängigkeiten bei der Umsetzung. Abbildung 13 zeigt das Zusammenspiel.

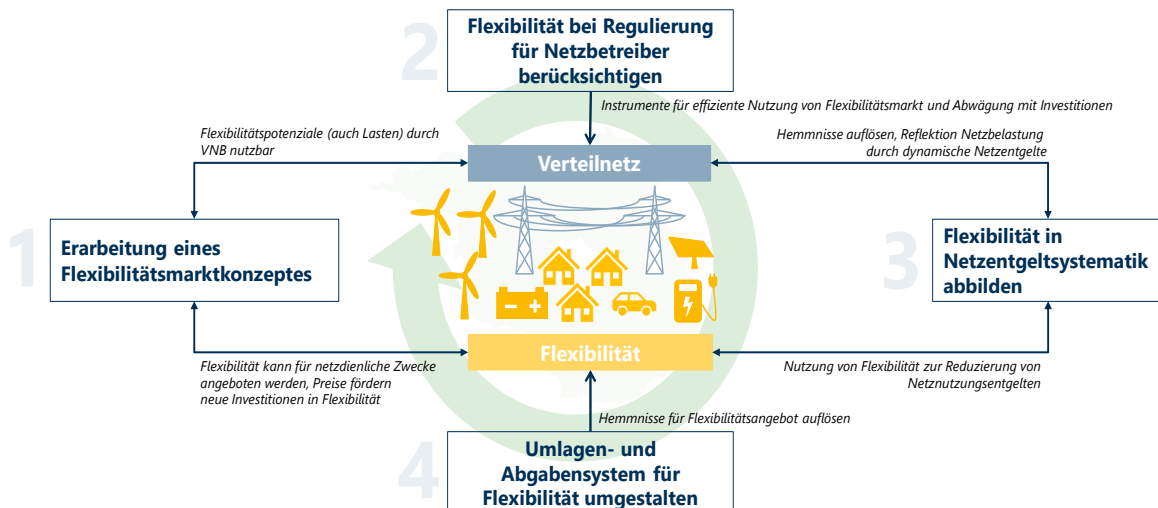


Abbildung 13: Zusammenspiel der vier Eckpfeiler des Brandenburgischen Modells

Das Flexibilitätsmarktkonzept bildet das Bindeglied zwischen Verteilnetzbetreiber und Flexibilitätsanbieter. Eine weitere Verbindung zwischen Netzbetreiber und Flexibilitätsanbieter bildet die Netzentgeltsystematik. Die Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik und das Flexibilitätsmarktkonzept müssen daher gut aufeinander abgestimmt sein. Der Netzbetreiber wird maßgeblich durch die Regulierung in der Nutzung von Flexibilität in Netzplanung und Netzbetrieb beeinflusst, der Flexibilitätsanbieter durch das Umlagen- und Abgabensystem.

Das Brandenburgische Flexibilitätsmodell stellt somit ein vollständiges Gesamtbild zur Erschließung und Nutzung von Flexibilität im Verteilnetz dar. Bisherige Projekte und Initiativen in Europa haben einzelne Bausteine erarbeitet. Mit dem „Brandenburgischen Flexibilitätsmodell“ kann Brandenburg die Vorreiterrolle in der Energiewende in Europa weiter stärken.

3 Interdisziplinäre Erarbeitung des Brandenburger Flexibilitätsmodells

Das Brandenburger Modell zur Erschließung und Nutzung von Flexibilität wurde im Jahr 2020 in drei interdisziplinären Arbeitsgruppen erarbeitet:

- AG ‚Flexibilitätsmarkt‘
- AG ‚Regulierung und Netzentgelte‘
- AG ‚Steuern und Umlagen‘.

Im Folgenden wird der Arbeitsplan für das „Brandenburger Flexibilitätsmodell“ konkretisiert und die verwendete Methodik zur Erarbeitung der Umsetzungsvorschläge für die vier Eckpfeiler vorgestellt.

Zunächst wurden die relevanten Hemmnisse und Herausforderungen identifiziert, die im heutigen Ordnungsrahmen zu den jeweils betrachteten Teilbereichen dazu führen, dass netzdienliche Flexibilität nicht optimal eingesetzt werden kann. Anschließend wurde jeweils eine Übersicht erarbeitet, wie die identifizierten flexibilitätshemmenden Elemente beseitigt werden können. Hierauf basierend wurden schließlich konkrete Umsetzungsvorschläge für Lösungsansätze mit Blick auf die Verteilnetze in Brandenburg identifiziert und im Hinblick auf die politische Umsetzung aufbereitet. Das gesamte Vorgehen ist in Abbildung 14 illustriert.



Abbildung 14: Vorgehen zur Erarbeitung der Umsetzungsvorschläge im Brandenburger Flexibilitätsmodell

Im Zentrum der Überlegungen zur Umsetzung des Masterplans Flexibilität in Brandenburgs Verteilnetzen und zur Entwicklung des Brandenburger Flexibilitätsmodells steht ein möglichst großer Praxisbezug. Da verschiedene in Brandenburg relevante Flexibilitätsoptionen mit verschiedenen Hemmnissen konfrontiert sind, wird im Rahmen des Brandenburger Flexibilitätsmodells nach verschiedenen Flexibilitätsklassen differenziert. Die Differenzierung folgt zum einen nach Erzeugung/Last (bzw. Speicher als Kombination hiervon), zum anderen nach Spannungsebenen. Nach eingehender Diskussion innerhalb des Projektkonsortiums wurden folgende Flexibilitätsklassen selektiert, die einen Großteil des gesamten Flexibilitätspotentials in Brandenburg abdecken:

- Integrierte Industriestandorte mit Eigenerzeugung
- Industrielle Lasten
- Großtechnische Speicher (angeschlossen auf Mittel- oder Hochspannungsebene)
- Konventionelle und erneuerbare Erzeugung einschließlich „Ü20“-Anlagen
- Kleinflexibilität auf Niederspannungsebene, wie z.B. E-PKW und Wärmepumpen

Das Themenfeld der netzbetreiberseitigen Regulierung und hier insbesondere der Bereich der Kostenanerkennung bei Aktivität auf dem Flexibilitätsmarkt ist nicht für die einzelnen Flexibilitätsoptionen, sondern für die Netzbetreiber relevant und wird gesondert berücksichtigt.

In Summe ergibt sich hieraus eine Übersicht der Aktivitätsbereiche zur Identifikation von Flexibilitätshemmnissen und Lösungsansätzen gem. Abbildung 15.

		Flexibilitätsmarkt-konzept	Regulierung/ Kostenanerkennung	Netzentgelt-systematik	Steuern / Abgaben / Umlagen
Anbieter von Flexibilität	Integrierte Industriestandorte mit Eigenerzeugung	?	-	?	?
	Industrielle Lasten	?	-	?	?
	Großtechnische Speicher	?	-	?	?
	Konventionelle und erneuerbare Erzeugung	?	-	-	-
	Kleinflexibilität auf Niederspannungsebene	-	-	?	?
Nachfrager von Flexibilität	Netzbetreiber	-	?	-	-

Abbildung 15: Verortung von Hemmnissen und Lösungsansätzen für verschiedene Flexibilitätsoptionen im Rahmen des Brandenburger Flexibilitätsmodells

Erkennbar wird aus Abbildung 15, dass innerhalb des Brandenburger Flexibilitätsmodells die Flexibilitätsoptionen auf Niederspannungsebene nicht in die Überlegungen zu einem Flexibilitätsmarkt einbezogen werden. Stattdessen soll die dort verfügbare, kleinteilige Flexibilität via Preisanreize zu einem netzdienlichen Verhalten animiert, nicht aber direkt vom Netzbetreiber per Vertragsschluss (via Flexibilitätsmarkt) zu einem netzdienlichen Verhalten verpflichtet werden.

Zudem wurden aus der Logik des Masterplans folgend keine Flexibilitätshemmnisse im Bereich der momentan bereits für Engpassmanagement eingesetzten Erzeugungsanlagen betrachtet. Stattdessen dient die erzeugungsseitige Flexibilität als Vergleichsbasis, um aufzuzeigen, an welchen Stellen neue Flexibilitätsoptionen derzeit mit Hemmnissen konfrontiert sind.

3.1 Vorgehen in der AG ‚Flexibilitätsmarkt‘

3.1.1 Organisation

Für die Erarbeitung des Flexibilitätsmarkt-Konzepts wurde eine Arbeitsgruppe mit Vertretern folgender Unternehmen initiiert:

- Verteilnetzbetreiber (E.DIS, MITNETZ, WEMAG, Schleswig-Holstein Netz AG)
- Aggregatoren (Entelios)
- Marktplatz-Betreiber (NODES)
- Industrie in Brandenburg (BASF)

3.1.2 Vorgehen zur Ermittlung der Umsetzungsvorschläge

Das Ziel der Arbeitsgruppe bestand darin, die bestehenden Initiativen und Plattformen im Bereich Flexibilitätsmärkte in Brandenburg zu verzahnen und erstmals ein funktionierendes Gesamtbild zu schaffen.

Die Diskussion setzte hierbei auf den laufenden Diskussionen im Zusammenhang mit der Novellierung des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes („NABEG 2.0“). Das vorgesehene Konzept sollte im Hinblick auf effiziente Umsetzbarkeit mit der Prozesslandschaft kompatibel sein, die derzeit im Rahmen der Implementierung von Redispatch 2.0 entwickelt wird. Dabei sollte der dort vorgesehene kostenbasierte Redispatch nicht gänzlich durch marktbasierende Ansätze abgelöst, sondern nur dort, wo möglich, ergänzt werden, um alle möglichen Flexibilitätspotenziale nutzbar zu machen – denn diese werden für eine erfolgreiche Energiewende und ein günstiges und effizientes Energiesystem in Brandenburg benötigt.

Es war insofern für die Arbeitsgruppe naheliegend - ausgehend von ‚Redispatch 2.0‘ als Startpunkt - zunächst die offenen Ausgestaltungsfragen zu identifizieren, die bei der Überführung dieses rein kostenbasierten Ansatzes in ein ‚Hybridmodell‘ - also der Kombination marktlicher und regulierter Elemente für Engpassmanagement – aufkommen.

Dieser Fragenkatalog wurde schließlich im letzten Schritt bearbeitet und in konkrete Umsetzungsvorschläge überführt, die sowohl prozessual für die beteiligten Marktakteure als auch regulatorisch praxistauglich erschienen. Das Vorgehen der Arbeitsgruppe ist in Abbildung 16 skizziert.



Abbildung 16: Vorgehen in der AG „Flexibilitätsmarkt“

Konkrete Umsetzungsvorschläge der AG „Flexibilitätsmarkt“

Konkret resultieren aus den Überlegungen innerhalb der Arbeitsgruppe zwei Umsetzungsvorschläge, die in Kapitel 4 im Detail besprochen werden:

- Hybridmodell zur Nutzung marktbasierter und regulierter Flexibilität für Engpassmanagement
- Nichtbezuschlagung von Geboten in Flexibilitätsmarktkonzept einbeziehen

3.2 Vorgehen in der AG ‚Regulierung und Netzentgelte‘

3.2.1 Organisation

Die Erarbeitung des Arbeitsschrittes ist in einer Arbeitsgruppe mit Vertretern folgender Unternehmen erfolgt:

- Verteilnetzbetreiber (E.DIS, MITNETZ, WEMAG)
- Erneuerbare Energien in Brandenburg (BWE)
- Energiewirtschaft in Brandenburg (Energiequelle)
- Industrie in Brandenburg (BASF)

3.2.2 Vorgehen zur Ermittlung der Umsetzungsvorschläge

Das übergeordnete Ziel der AG „Regulierung und Netzentgelte“ ist es, betriebswirtschaftliche Hemmnisse aufzulösen, die das Angebot oder den Abruf von freiwilliger Flexibilität hindern. Die entsprechenden Änderungsvorschläge wurden in mehreren Ansätzen erarbeitet.

Zur effizienten Abwägung zwischen Kosten für Flexibilität gegenüber Kosten für Netzausbau (im Sinne der Gesamtkosten für Brandenburg; Netzausbau wird in kritischen Gebieten absehbar die kostengünstigste Alternative sein) bedarf es zum einen eines Vorschlags zur Kostenanerkennung von Engpassmanagement mit Flexibilität bei Netzbetreibern.



Abbildung 17: Vorgehen im Bereich Anreizregulierung

Auf der anderen Seite sind darüber hinaus auch Anpassungen in der Netzentgeltsystematik erforderlich, um Anreize zur Flexibilitätsbereitstellung zu setzen und Hemmnisse durch hohe Netzentgelte bei der Bereitstellung von Flexibilität über den Flexibilitätsmarkt aufzulösen. Die heutige Netzentgeltsystematik wirkt einer Synchronisierung von Last und lokaler Einspeisung aus erneuerbaren Energien entgegen. In der Arbeitsgruppe wurde auch hierfür ein dreistufiges Vorgehen eingehalten, um einen praxistauglichen Vorschlag zur Anpassung der Netzentgeltsystematik für den Brandenburger Flexibilitätsplan zu entwickeln (siehe Abbildung 18). Dabei wurde zum einen ein Konzept für zeitvariable Netztarife in der Mittelspannung diskutiert, um dort Anreize zur Bereitstellung von Flexibilität zu schaffen. Zum anderen wurde in der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) untersucht, welche Richtlinien Anbieter von Flexibilität an der Teilnahme am Flexibilitätsmarkt aus betriebswirtschaftlichen Gründen hindern können.



Abbildung 18: Vorgehen im Bereich Netzentgelte

Die in Brandenburg erarbeiteten Ergebnisse sollen einen Impuls für die Diskussion auf deutschland- und europaweiter Ebene geben.

Konkrete Umsetzungsvorschläge der AG „Regulierung und Netzentgelte“

Konkret resultieren aus den Überlegungen innerhalb der Arbeitsgruppe drei Umsetzungsvorschläge, die in Kapitel 4 im Detail besprochen werden:

- Kosten für marktbasierter Flexibilität bei Netzbetreibern analog zu Kosten für regulierte Flexibilität als dnbK anerkennen
- Zeitvariable Netztarife für flexible Netzkunden in der Niederspannung einführen
- Netzentgelte ohne Flexibilitätsabrufe des Netzbetreibers berechnen

3.3 Vorgehen in der AG ‚Steuern, Abgaben und Umlagen‘

3.3.1 Organisation

Für die Erarbeitung der Lösungsansätze im Bereich von Steuern, Abgaben und Umlagen wurde eine Arbeitsgruppe mit Vertretern folgender Unternehmen initiiert:

- Verteilnetzbetreiber (E.DIS, MITNETZ, WEMAG)
- Industrie in Brandenburg (BASF)
- Erneuerbare Energien in Brandenburg (BWE)
- Energiewirtschaft in Brandenburg (Energiequelle)

3.3.2 Vorgehen zur Ermittlung der Umsetzungsvorschläge

Auch das Vorgehen innerhalb der AG ‚Steuern, Abgaben und Umlagen‘ folgt einem dreistufigen Ansatz, in welchem zunächst Flexibilitätshemmnisse identifiziert, im Anschluss mögliche Lösungsvarianten skizziert und schließlich konkrete Lösungsansätze formuliert werden. Das Vorgehen ist aus Abbildung 19 ersichtlich.



Abbildung 19: Vorgehen innerhalb der Arbeitsgruppe 'Steuern, Abgaben und Umlagen'

Konkrete Umsetzungsvorschläge der AG „Umlagen und Steuern“

Konkret resultieren aus den Überlegungen innerhalb der Arbeitsgruppe zwei Umsetzungsvorschläge, die in Kapitel 4 im Detail besprochen werden:

- EEG-Umlage und Stromsteuer bei Flexibilitätsabrufen des Netzbetreibers erlassen
- Konzessionsabgabe für abgerufene Flexibilität vereinheitlichen

4 Konkrete Umsetzungsvorschläge im Masterplan für das Brandenburger Flexibilitätsmodell

Wie in Kapitel 3 beschrieben, ergeben sich im Rahmen des Brandenburger Flexibilitätsmodells insgesamt sieben konkrete Umsetzungsvorschläge, die im Folgenden näher erläutert werden.

4.1 Hybridmodell zur Nutzung marktbasierter und regulierter Flexibilität

Durch die Novellierung des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes wird der kostenbasierte Redispatch auch auf Verteilnetzbetreiber ausgeweitet. Gleichzeitig wird in verschiedenen Initiativen ein marktbasierter Ansatz für Engpassmanagement mit Flexibilität entwickelt.

Um die Nutzung aller Flexibilitätspotenziale zu ermöglichen und um beispielsweise auch die Gefahr von strategischem Bieten zu verringern, ist ein Gesamtkonzept, bestehend aus marktbasierter und kostenbasierter Elementen, notwendig.

Wir schlagen die Einführung des Hybridmodells vor. Dieses soll auf den Prozessen aufbauen, die im Rahmen von Redispatch 2.0 entwickelt wurden bzw. werden.

4.1.1 Hintergrund: Einordnung des Flexibilitätsmarktkonzepts in die Diskussionen zu Redispatch 2.0

Während rein marktbasierendes Engpassmanagement wegen der Möglichkeit strategischen Bietverhaltens der beteiligten Akteure in der Kritik steht, schränkt das Hybridmodell durch die Beibehaltung der Kostenbasis für bisherige Flexibilitätsoptionen (im Sinne einer regulierten Kostenobergrenze) die Möglichkeit von strategischem Bietverhalten ein.

Der vorliegende Umsetzungsvorschlag konkretisiert das konzeptionelle Zusammenspiel und die Schnittstellen zwischen kostenbasiertem Redispatch und marktbasierter Flexibilitätsplattformen („Hybridmodell“) in Brandenburg.

Das Ziel war demnach ein Gesamtkonzept bestehend aus reguliertem und freiwilligem Flexibilitätsangebot für Engpassmanagement im Verteilnetz. Dieses Konzept sollte auf einheitlichen Datenwegen und Schnittstellen aufbauen, die z.B. im Netzbetreiberprojekt „Connect+“ und weiteren branchenweiten Lösungen bei der Ausgestaltung des EE-Redispatches erarbeitet werden.

Exkurs

Eine marktbasierter Flexibilitätsbeschaffung im Rahmen des Engpassmanagements für Verteilnetzbetreiber ist abzugrenzen von einem Nodal Pricing System. In einem Nodal Pricing System erfolgt der gesamte physische Handel mit elektrischer Energie auf Basis netzknotenscharfer Preise. In die Bestimmung lokaler Preise (Locational Marginal Pricing (LMP) fließen Netzverluste und Netzengpässe ein.

Bereits der derzeit laufende Übergang zu Redispatch 2.0 stellt für die Verteilnetze einen Paradigmenwechsel dar. Die Prozesse im Rahmen des bis zum vierten Quartal 2021 verwendeten „Einspeisemanagement“ („EinsMan“) sind rein kurativ. Es wird also im Rahmen einer ungeplanten Maßnahme, basierend auf Istwerten, die Erzeugungsleistung von EE-Anlagen ab einer Größe von 100 kW (bei Photovoltaik auch darunter) vom VNB in Echtzeit gedrosselt, um akute Engpässe im Netz aufzulösen. Ein Redispatch, also die Aktivierung von Leistung in anderen Teilen des Netzgebiets bzw. in anderen Teilen des Gesamtmarkts findet nicht statt. Zwar wird der

Anlagenbetreiber für die entgangenen Erlöse (gem. EEG-Vergütung) entschädigt, das bilanzielle Ungleichgewicht verbleibt aber im Bilanzkreis des Vermarkters der betroffenen EE-Anlagen und führt dort zu Ausgleichsenergie Risiken. Aus Sicht des Gesamtsystems wirken unerwartete Einsparmaßnahmen insofern auch auf die Systembilanz und können die Aktivierung von Regelenergie zur Folge haben.

Der Übergang zu Redispatch 2.0 wird hier Abhilfe schaffen, da die Drosselung von EE-Anlagen künftig planwertbasiert, also mit einem gewissen zeitlichen Vorlauf zum Erfüllungszeitpunkt, erfolgen wird. Die dann fehlenden Energiemengen werden vom Anschlussnetzbetreiber beschafft und den betroffenen Bilanzkreisen zur Verfügung gestellt. Unverändert ist allerdings die Entschädigungslogik: EE-Anlagen werden weiterhin für die entgangenen Erlöse gem. EEG entschädigt.⁷

Auch auf Übertragungsnetzebene kommt es zu erheblichen Änderungen im Zusammenhang mit Redispatch 2.0. Während die Prozesse dort heute im Rahmen des Redispatch zur Vermeidung von Engpässen im Übertragungsnetz bereits planwertbasiert ablaufen, werden nur konventionelle Anlagen mit über 10 MW Anlagenleistung in den Redispatch einbezogen. In der tatsächlichen Umsetzung sind dies nur wenige Anlagen im Bundesgebiet. Diese werden ebenfalls auf Kostenbasis vergütet. Bei der Umsetzung von Redispatch 2.0 werden sämtliche Anlagen über 100 kW, die für verteilnetzseitige Maßnahmen zur Verfügung stehen, nun auch für das Übertragungsnetz zu Redispatch-Ressourcen. Die Anforderungen an die Datenverarbeitung und an die Koordination zwischen VNB und ÜNB steigen entsprechend an.

Im Redispatch-2.0-Zielmodell nicht berücksichtigt sind Flexibilitätsressourcen, die ihre Flexibilität analog zum etablierten Vorgehen auf dem Großhandelsmarkt, aber auch dem Regelleistungsmarkt, freiwillig zur Verfügung stellen. Hierzu zählen Erzeugungsanlagen, die durch die im kostenbasierten Regime per definitionem fehlenden Anreize eine ggf. vorhandene technische Flexibilität nicht ausnutzen, wie zum Beispiel Biogasanlagen. Aber auch Speicher und die komplette Lastseite wird im Redispatch 2.0 nicht berücksichtigt, da dort aufgrund der nicht zu ermittelnden Kostenbasis eine verpflichtende, kostenbasierte Bereitstellung von Flexibilität grundsätzlich nicht möglich, die freiwillige, marktbasiertere Bereitstellung von Flexibilität aber nicht vorgesehen ist. Hiermit ist ein wesentlicher und ein tendenziell wachsender Teil des insgesamt zur Verfügung stehenden Flexibilitätspotentials von der Teilnahme an Engpassmanagement auf sämtlichen Spannungsebenen ausgenommen.

Im Rahmen des Brandenburger Flexibilitätsmodells soll dieses Problem behoben werden, indem dem bisher nicht erfassten Flexibilitätspotential ein freiwilliger, marktbasierter Zugang zum Engpassmanagement ermöglicht wird, während die bereits im Rahmen von Redispatch 2.0 erfassten Flexibilitätsoptionen weiterhin verpflichtend und kostenbasiert am Engpassmanagement teilnehmen sollen.

Auch die in Notsituationen weiterhin nötigen kurativen Engpassmanagementprozesse sollen im Brandenburger Flexibilitätsmodell berücksichtigt werden.

Die evolutive Entwicklung des Brandenburger Flexibilitätsmodells aus dem Status Quo heraus (Einspeisemanagement im Verteilnetz; Redispatch im Übertragungsnetz; der in Umsetzung befindliche Übergang zu Redispatch 2.0) ist in Abbildung 20 veranschaulicht.

⁷ Grundsätzlich muss der Redispatch den betroffenen Erzeuger so stellen, als hätte es keine Maßnahme gegeben. Dies entspricht bei geförderten EE-Anlagen im Regelfall der Kompensation der Erlöse gem. EEG.

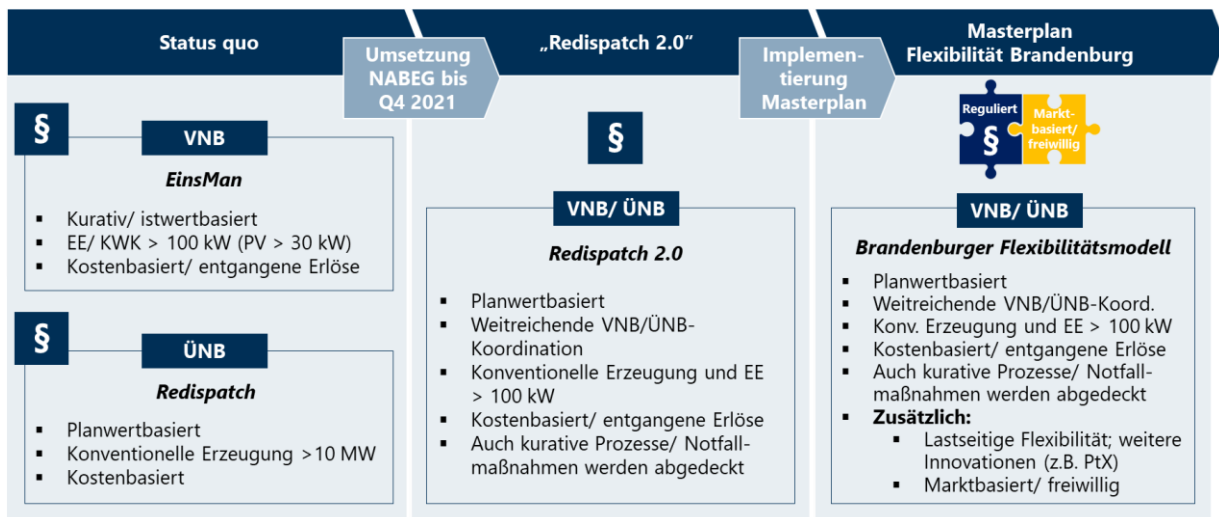


Abbildung 20: Zielmodell Flexibilitätsmarkt innerhalb des Brandenburger Flexibilitätsmodells als evolutionäre Weiterentwicklung des heutigen bzw. des beschlossenen Redispatch-Regimes

Mit Blick auf die konkreten Hemmnisse im Bereich ‚Flexibilitätsmarkt‘ bleibt festzuhalten, dass momentan kein geeigneter Ordnungsrahmen besteht, um einen Flexibilitätsmarkt betreiben zu können. Zwar existiert keine unmittelbare administrative Hürde, die den Betrieb eines Flexibilitätsmarkts ausdrücklich verbieten würde, jedoch ist der bestehende Ordnungsrahmen, einschließlich der Entwicklungen im Rahmen von „Redispatch 2.0“, ausschließlich auf die Verwendung erzeugungsseitiger Flexibilität zugeschnitten.

4.1.2 Prozesslandschaft ‚Redispatch 2.0‘ als Ausgangsbasis für das Hybridmodell

Die konkrete Ausprägung einzelner Teilprozesse und die Definition von Parametern wie Vorlaufzeiten, Qualitätsanforderungen und Details auf Ebene der handelbaren Flexibilitätsprodukte haben großen Einfluss auf die Funktionsfähigkeit eines Flexibilitätsmarkt-Hybridmodells. Im Rahmen der Entwicklung des Brandenburger Flexibilitätsmodells wurde deshalb eine detaillierte Prozesslandschaft entwickelt und zentrale Parameter wurden definiert.

Um die Kompatibilität mit ‚Redispatch 2.0‘ sicherzustellen, wurde maßgeblich auf die hierfür entwickelten Prozesslandschaft aufgesetzt. Da diese noch nicht vollständig ausgearbeitet und transparent formuliert ist, war die Aufbereitung des Diskussionsstands hierzu von besonderer Wichtigkeit. Der Fokus wurde auf das für die Aktivierung von Flexibilität relevante Gesamtbild gelegt, bei welchem planwertbasierte und istwertbasierte Prozesse kombiniert werden.

Als relevante Marktakteure wurden identifiziert:

- Der Anlagenbetreiber bzw. das Asset. Gemäß der Redispatch-2.0-Logik ist das Asset entweder eine konventionelle oder eine erneuerbare Erzeugungsanlage.
- Der Einsatzverantwortliche (EIV). Dieser vermarktet das Asset und ist insofern für die Erstellung der Fahrpläne verantwortlich. Er wird zur Vereinfachung mit dem Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) des Assets gleichgesetzt.
- Der Verteilnetzbetreiber (VNB). Er fungiert zugleich als Anschlussnetzbetreiber ANB des Assets.⁸
- Der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB).

Der Prozessfluss im Rahmen von Redispatch 2.0 lässt sich vereinfacht wie folgt beschreiben:

⁸ Zur Vereinfachung gilt dies zunächst nicht für nachgelagerte Netzbetreiber, wie z.B. Stadtwerkenetze. Diese sind aber dennoch in die Netzbetreiberkoordination eingebunden.

Routineprozesse

Routinemäßig wird von den Netzbetreibern der Netzzustand ermittelt (*Netzzustandsanalyse*). Hierfür werden alle zur Verfügung stehenden Daten auf Last- und Erzeugungsseite einbezogen, insbesondere auch die erwarteten Ausspeiseleistungen der Assets, die für den Redispatch zur Verfügung stehen. Die Regulierung unterscheidet zwischen *verbindlich planbaren* und *nicht verbindlich planbaren* Assets. EIVs von verbindlich planbaren Assets sind verpflichtet, die erwarteten Day-Ahead-Fahrpläne und Intraday-Fahrplanaktualisierungen an die Netzbetreiber zu übermitteln. Nicht verbindlich planbare Assets werden von den Netzbetreibern prognostiziert.

Im Rahmen eines rollierenden Prozesses werden die den Netzbetreibern zur Verfügung stehenden Netzzustandsdaten ausgewertet, um eventuell drohende Netzengpässe zu erkennen. Dieser planwertbasierte Prozess kann sich bis 30 min vor dem jeweiligen Erfüllungszeitraum wiederholen.

Planwertbasierte Prozesse bei Engpässen

Wird im Rahmen der Netzzustandsanalyse ein Engpass - entweder auf VNB- oder auf ÜNB-Ebene - erkannt, ergreift der jeweils betroffene Netzbetreiber im Rahmen der *Maßnahmendimensionierung* die nötigen Redispatch-Maßnahmen, um die geplante Netzbelastung soweit erforderlich zu verringern. Im Rahmen der VNB-ÜNB-Koordination kann beispielsweise auch der ÜNB Leistungsanpassungen im VNB-Netz anfordern, die zur Beseitigung eines Problems auf der ÜNB-Ebene beitragen. Da diese Maßnahmen wiederum zu Problemen auf der VNB-Ebene führen können, kann der VNB aus netztechnischen Gründen Beschränkungen erlassen, die die flexiblen Assets dem Zugriff des ÜNB entziehen. Auch dieser Prozessschritt ist rollierend. So können fortlaufende Prognoseänderungen sowohl auf der Erzeugung- wie auf der Lastseite entsprechende jeweils Auswirkungen auf die Netzzustandsanalyse und somit auch auf die Maßnahmendimensionierung haben.

Im Rahmen von Redispatch 2.0 wird eine Abschaltreihenfolge zur Minimierung der Gesamtkosten für jede spezifische Engpassmanagement-Maßnahme auf Basis von sogenannten kalkulatorischen Kosten ermittelt. Hieraus ergibt sich in Abhängigkeit der jeweiligen Wirksamkeit eine „Merit-Order-Liste“ zur Abschaltung von Erzeugungsanlagen abhängig von den lokalen Gegebenheiten entsprechend.

Abbildung 21 zeigt die spezifische Merit-Order-Liste für einen exemplarischen Netzengpass. Die Merit-Order-Liste gibt die Kosten für die tatsächliche Reduzierung eines Netzengpasses um eine MWh an („wirksamer Preis“ in €/MWh), die beim Netzbetreiber anfallen. Diese Kosten resultieren aus den spezifischen Redispatch-Kosten je aktivierter Technischer Einheit in Kombination mit der spezifischen Sensitivität einer Technischen Einheit auf den vorliegenden Engpass.

Beispiel 1: Eine Technische Einheit weist spezifische Kosten von 25 €/MWh für den Redispatch auf und hat eine Wirksamkeit auf den Engpass von 20%. Es müssen also 5 MWh angefordert werden, um den Engpass um 1 MWh zu reduzieren. Entsprechend fallen hierfür $25 \text{ €/MWh} / 0,20$, also 125 €/MWh an. Diese 125 €/MWh bilden den Sensitivitätspreis.

Beispiel 2: Weist eine Technische Einheit spezifische Kosten von 50 €/MWh auf, hat aber eine Wirksamkeit von 50% auf den Engpass, liegt der Sensitivitätspreis bei 100 €/MWh. Die Technische Einheit liegt also in der Merit-Order-Liste trotz der höheren spezifischen Kosten vor der Technischen Einheit aus Beispiel 1.

Ein Beispiel einer Merit-Order-Liste mit den wirksamen Preisen für konventionelle und für EE-Anlagen ist in Abbildung 22 dargestellt.

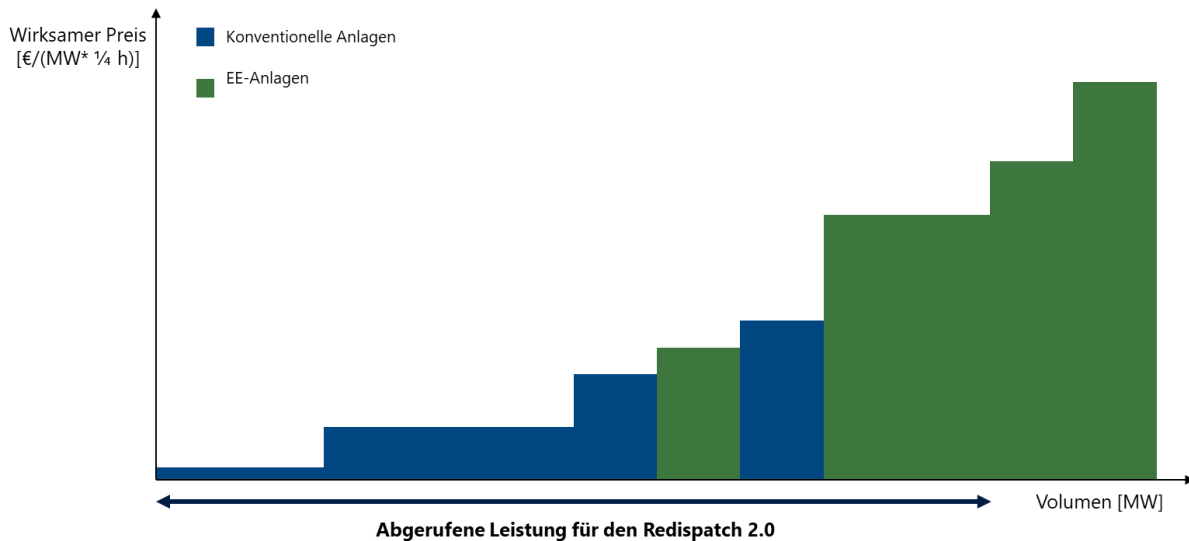


Abbildung 21: „Merit-Order-Liste“ für den Redispatch 2.0

Sobald der rollierende Prozess abgeschlossen ist und insofern die Anpassung des Fahrplans der betroffenen Assets feststeht, ist der anfordernde Netzbetreiber für die Beschaffung der energetischen Ausgleichsmengen verantwortlich. Diese werden dem jeweiligen BKV in den Bilanzkreis gebucht, um das Portfolio glattzustellen und somit bilanziell einen Zustand zu erreichen, als wenn kein Abruf stattgefunden hätte. Der Fahrplanaustausch zwischen BKV und Netzbetreiber erfolgt dann nach Beschaffung der Energiemengen seitens des Netzbetreibers.

Zudem wird dem EIV bei Rückgriff auf den sog. *Aufforderungsfall* die Abrufinformation für die zum Redispatch ausgewählten Assets übermittelt.

Istwertbasierte Prozesse bei Engpässen

Wenn der EIV im Rahmen des *Aufforderungsfalls* die Abrufinformation erhalten hat, führt er beim Asset zum vorgesehenen Zeitpunkt die Schalthandlung durch.

Wenn der EIV alternativ im Rahmen des *Duldungsfalls* ein direktes Durchgreifen des ANB auf die Assets zulässt, schickt der ANB ohne vorherige Information einen Steuerbefehl an die Assets.

Die Assets führen dann die Schalthandlung durch, wobei häufig eine Echtzeitmessung des Anlagenverhaltens durch den EIV erfolgt. Eine genaue Einhaltung der vom ANB geforderten Abrufcharakteristik kann zwar nicht garantiert werden, allerdings besteht hierzu seitens EIV ein Anreiz, da Abweichungen vom vorgesehenen Fahrplan ein unmittelbares Ausgleichsenergieisiko darstellen.

Unabhängig vom hier beschriebenen Prozess steht dem Netzbetreiber auch weiterhin das Notfallwerkzeug *Automatisierter Echtzeiteingriff* zur Verfügung, welches aber nur dann zum Einsatz kommen soll, wenn es innerhalb des planwertbasierten Prozesses zu Abweichungen gekommen ist, die in Echtzeit in unerwarteten Netzengpässen resultieren. Der Prozess funktioniert dann analog zum oben beschriebenen bisherigen EinsMan-Prozess.

Folgeprozesse bei Engpässen

Die Folgeprozesse dienen im Anschluss an die erfolgte Schalthandlung dazu, einen Zustand für die beteiligten Parteien herzustellen, als ob kein Redispatch stattgefunden hätte. Hierzu findet einerseits, falls nicht vorab geschehen, der bilanzielle Fahrplanaustausch statt. Dem EIV erwächst

demnach dann kein zusätzliches Ausgleichsenergieisiko, wenn die Assets dem geforderten Abrufsignal tatsächlich gefolgt sind.

Zudem wird die tatsächliche Ausfallarbeit ermittelt, die im Zweifelsfall vom Fahrplan abweicht. Sie dient als Grundlage für die Ermittlung der Entschädigung der Assets, im Falle von EE-Anlagen auf Basis der entgangenen EEG-Vergütung (Marktpremie) und im Falle konventioneller Anlagen auf tatsächlicher Kostenbasis.

Resultierender vereinfachter Gesamtprozess für Redispatch 2.0

Das Resultat dieser Überlegungen ist ein vereinfachtes Prozessflussdiagramm für ‚Redispatch-2.0‘ (siehe Abbildung 22), welches die wesentlichen Prozessschritte für die beteiligten Marktparteien (Anlagenbetreiber, Einsatzverantwortlicher, Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber) darstellt.

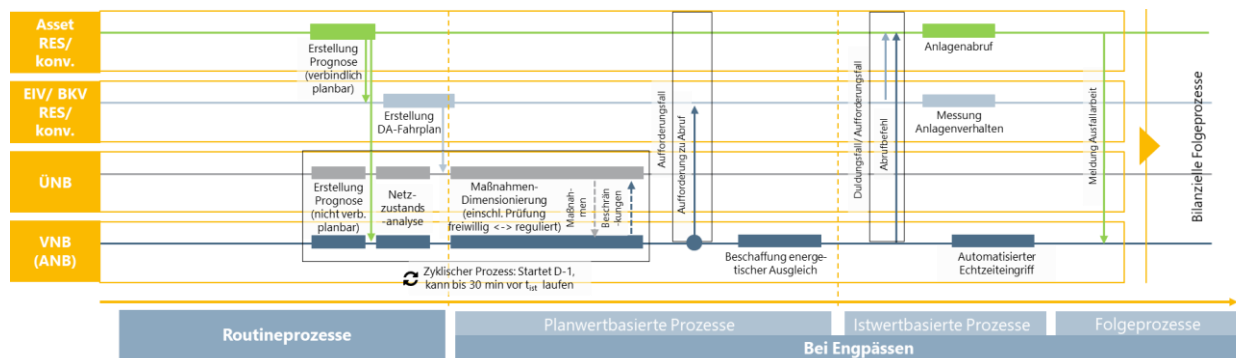


Abbildung 22: Prozessflüsse im 'Redispatch-2.0'-Zielmodell (vereinfacht)

4.1.3 Ausgestaltung des Hybridmodells

Innerhalb der Arbeitsgruppe wurde ein Vorschlag erarbeitet, der mit dem skizzierten Ausgangsprozess kompatibel ist, gleichzeitig aber die zusätzliche Nutzung marktbasierter Flexibilität ermöglicht. Es ergeben sich eine Vielzahl an Ausgestaltungsfragen eines solchen ‚Hybridmodells‘ zur parallelen Nutzung marktbasierter und regulierter Flexibilität. Allen gemein ist jedoch die Idee, dass bei effizientem Einsatz des Hybridmodells lokal verfügbare marktbasierter Flexibilität als *zusätzliches* Element für Engpassmanagement herangezogen werden kann, sofern dies aus ökonomischen oder auch ökologischen Gesichtspunkten vorteilhaft erscheint.

Zunächst wurde innerhalb der Arbeitsgruppe eine strukturierte Übersicht der verschiedenen komplementären Ansätze erstellt, mit denen dem Netzbetreiber eine Nutzungsmöglichkeit von Flexibilitätspotenzialen geschaffen werden kann. Für dieses Spektrum an Möglichkeiten erfolgte eine Bewertung der Eignung für die Anforderungen der brandenburgischen Verteilnetzbetreiber und eine Auswahl der notwendigen Elemente, die für ein Gesamtkonzept notwendig sind. Offene Schnittstellen und Bausteine wurden identifiziert.

Für die identifizierten offenen Punkte des Gesamtkonzeptes wurden im Rahmen der Arbeitsgruppe konkrete Vorschläge für eine effiziente und praktikable Umsetzung in Brandenburg erarbeitet.

Zur Verifizierung des Ansatzes wurde darüber hinaus der positive Nutzen des Gesamtkonzeptes für Brandenburg in Bezug auf ökologische und ökonomische Kenngrößen abgeschätzt.

Integration mit den ‚Redispatch-2.0‘-Prozessen

Die konkrete Ausgestaltung des Hybridmodells setzt auf den im Rahmen von Redispatch-2.0 definierten Prozessen auf. Dies gewährleistet einen möglichst geringen zusätzlichen Implementierungsaufwand für die Netzbetreiber, da die - teils erheblichen - Anpassungsmaßnahmen oder Neuentwicklungen von operativen Systemen für das

planwertbasierte Engpassmanagement im Rahmen der Umsetzung von Redispatch-2.0 ohnehin wie vom Gesetzgeber gefordert erfolgen müssen.

Zusätzliche Marktakteure und Prozesse im Hybridmodell

Zusätzlich zu den Akteuren im Rahmen von Redispatch 2.0 nehmen folgende Marktakteure am Engpassmanagement im Rahmen des Hybridmodells teil:

- Der Betreiber der freiwilligen Flexibilität. Dies kann z.B. eine flexible elektrische Last oder ein Speicher sein.
- Der Aggregator. Dieser fungiert auf lokaler Ebene als Vermarkter der Flexibilität und insofern als Bindeglied zwischen der technischen Flexibilitätsressource und dem Markt.
- Der Betreiber des Flexibilitätsmarkts.

Der Prozessfluss im Rahmen von Redispatch 2.0 wird im Hybridmodell um folgende Prozesse ergänzt:

Routineprozesse

Frei am Markt verfügbare Flexibilitätsressourcen wie Lasten oder Speicher führen mit einigem zeitlichen Vorlauf zum Erbringungszeitraum ihre *Betriebsplanung* durch. Flexibilität kann generell für interne Zwecke – die sog. „Behind-the-Meter“-Optimierung – oder auch am Markt angeboten werden. Die Flexibilität, die in Summe für externe Verwendung zur Verfügung steht, wird in der Regel nicht direkt vom Betreiber der Flexibilitätsressource am Markt angeboten, sondern sie wird dem Aggregator bzw. dem Vermarkter der Flexibilität übermittelt. Im Rahmen des Hybridmodells wird angenommen, dass die Flexibilitätsoption mindestens die Information zum geplanten Anlagenverhalten (der *Baseline*), zur Menge der zur Verfügung stehenden Flexibilität je Richtung (aus Sicht einer Last: Lasterhöhung/ Lastreduzierung) und zum geforderten Preis enthält, der für die Aktivierung der Flexibilität in einer definierten Zeiteinheit gefordert wird.

Der Aggregator prüft auf Basis dieser Informationslage die Vermarktungsoptionen, die beispielsweise in Geboten am Großhandelsmarkt (Day-Ahead/ Intraday) oder auch – je nach den technischen Möglichkeiten und der Präqualifikation der jeweiligen Flexibilitätsressource - am Regelleistungsmarkt. Zusätzlich hat er im Rahmen des Hybridmodells die Möglichkeit, Flexibilitätsbänder am Flexibilitätsmarkt anzubieten. Derartige Angebote erfolgen grundsätzlich nicht aggregiert im Portfolio, sondern spezifisch für jedes Asset an einem konkreten Netzverknüpfungspunkt. Dies erlaubt die spätere Ermittlung der netztechnischen Wirksamkeit eines spezifischen Angebots.

Die Informationen des Flexibilitätsmarkt finden Eingang in die Netzzustandsanalyse und zur Maßnahmendimensionierung des Netzbetreibers. Die dort ablaufenden zyklischen Prozesse erlauben nicht nur eine Berücksichtigung der Baselines der Flexibilitätsressourcen in der Netzzustandsanalyse, sondern im Falle des Auftretens von Engpässen auch die Aktivierung der marktbasieren Flexibilität.

Planwertbasierte Prozesse bei Engpässen

Im Hybridmodell werden die netzbetreiberseitigen Möglichkeiten zum Engpassmanagement im Rahmen der Maßnahmendimensionierung um freiwillige, marktbasierende Flexibilitätsressourcen ergänzt. Die Kosten für den Netzbetreiber zur Reduktion eines Engpasses bei Nutzung einer marktbasieren Flexibilitätsressource ergeben sich analog zu den Kosten für eine konventionelle Flexibilitätsressource aus dem Aktivierungspreis des freiwilligen Gebots und der Sensitivität [%] auf den jeweiligen Engpass. Im Gegensatz zu konventionellen Flexibilitätsressourcen ist das freiwillige Gebot allerdings nicht zwangsläufig kostenbasiert und kann eine Marge für den Aggregator und den Betreiber der Flexibilitätsressource beinhalten (siehe Abbildung 23)

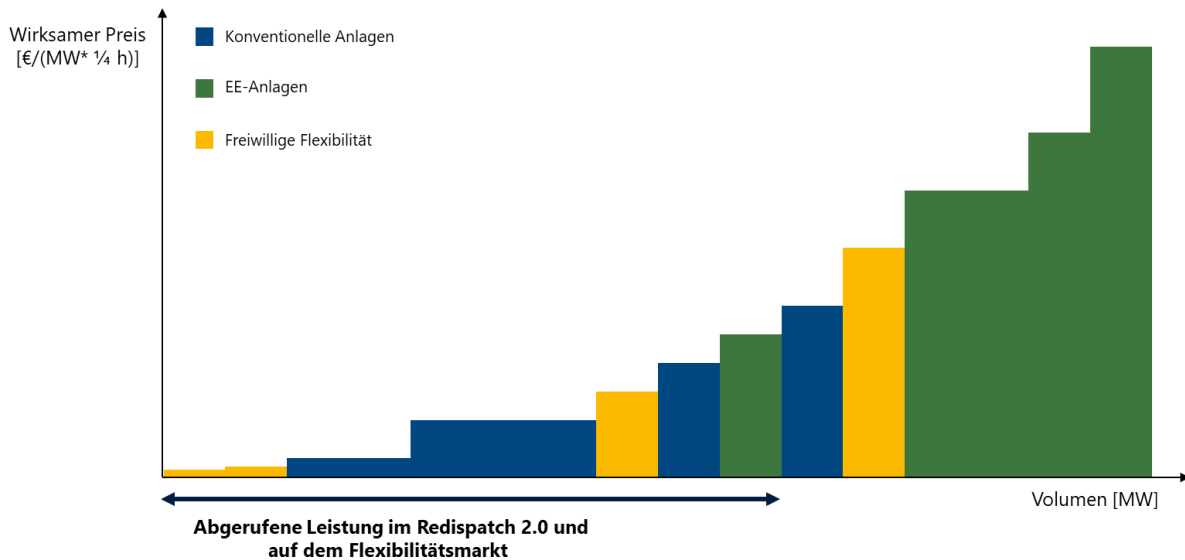


Abbildung 23: Merit Order Liste mit Redispatch 2.0 und Hybridmarkt

Das Gebot auf dem Flexibilitätsmarkt stellt also eine zusätzliche Option für Engpassmanagement dar und ist generell in seiner netztechnischen Wirkung – unter Annahme gleicher Erbringungsqualität – nicht von einem kostenbasierten Abruf auf der Erzeugungsseite zu unterscheiden.

Die Kommunikation zwischen Marktakteuren und Netzbetreiber bei Aktivierung der freiwilligen Flexibilität erfolgt über den Flexibilitätsmarkt. Der Aggregator erhält dabei vom Flexibilitätsmarkt eine Ausführungsbestätigung, die ähnlich wie eine Handelsbestätigung auf dem Großhandelsmarkt gestaltet sein kann.

Der ANB kann im vorgeschlagenen Verfahren auch bei marktbasierter Flexibilität für die Beschaffung des energetischen Ausgleichs sorgen. In diesem Fall übermittelt er dem Aggregator die entsprechenden Fahrpläne. Grundsätzlich kann die Beschaffung des energetischen Ausgleichs auch durch den Aggregator (oder auch durch den Betreiber des Flexibilitätsmarkts) erfolgen. Die tatsächliche Ausgestaltung ist variabel und letztlich im Rahmen der Vertragsgestaltung zur Teilnahme am Flexibilitätsmarkt, gegebenenfalls auch anbieter- oder gebotsspezifisch, vorzunehmen.

Istwertbasierte Prozesse und Folgeprozesse bei Engpässen

Die istwertbasierten Prozesse laufen auf der Marktseite des Hybridmodells analog zu den Prozessen in Redispatch 2.0. Hierbei übernimmt der Aggregator die Übermittlung des Abrufsignals an den Anlagenbetreiber. Der Anlagenbetreiber ist dann zuständig für eine korrekte Erbringung, die vom Aggregator gemessen wird.

Auch bei der marktseitigen Erbringung von Flexibilität gilt: Weicht die tatsächliche Erbringung von der Planung ab, erhöht dies die Ausgleichsenergieexposition des Aggregators. Insofern besteht ein Anreiz für korrekte Erbringung der angebotenen Flexibilität. Darüber hinaus kann der Netzbetreiber Qualitätsstandards bei der Erbringung fordern. Er hat auch die Möglichkeit, Marktteilnehmer mit ungenügender Erbringungsqualität von der Teilnahme am Flexibilitätsmarkt auszuschließen.

Führt die planwertbasierte Aktivierung der markt- oder kostenbasierten Flexibilität nicht zu einer hinreichenden Linderung der Engpässe, steht dem Netzbetreiber analog zu Redispatch 2.0 der automatisierte Echtzeiteingriff als Notfallmaßnahme zur Verfügung. Dies gilt allerdings nur für die Erzeugungsseite, da die Verbrauchsseite rein freiwillig am Hybridmodell teilnimmt.

Die Folgeprozesse nach erfolgtem Engpassmanagement laufen ebenfalls analog zu Redispatch 2.0, wobei marktbasierter Flexibilität dem Aggregator pay-as-bid vergütet wird.

Zusammenfassend wird im Rahmen des Hybridmodells die bereits skizzierte Prozesslandschaft in Abbildung 22 genutzt und um einen marktbasierten Anteil ergänzt. Das Ergebnis ist eine Gesamtprozesslandschaft gem. Abbildung 24.

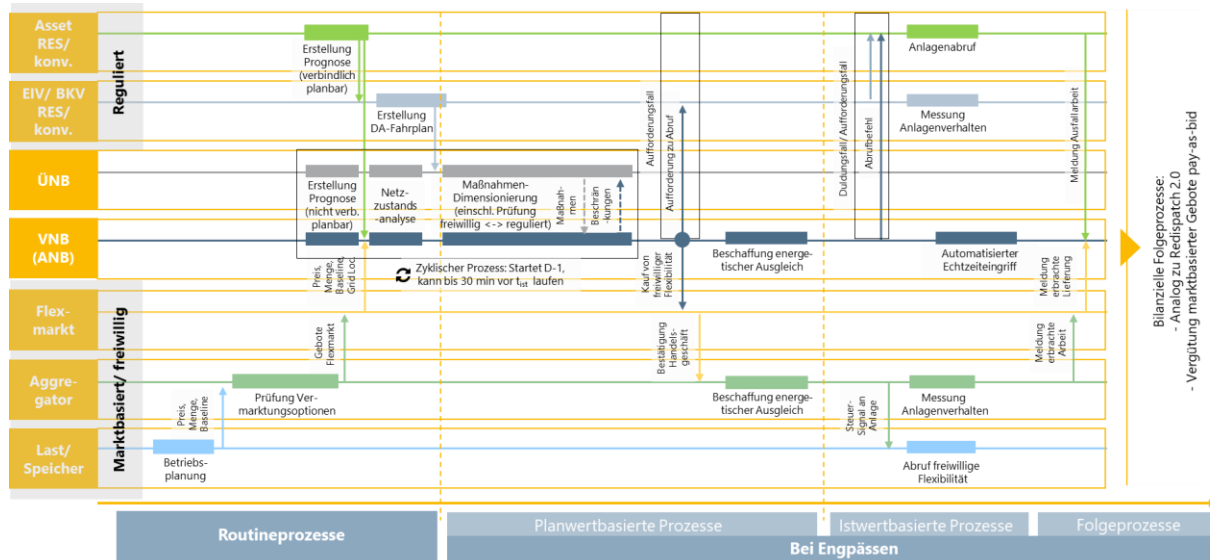


Abbildung 24: Gesamtprozess Hybridmodell im Rahmen des Brandenburger Flexibilitätsmodells

Flexibilitätsprodukte im Rahmen des Hybridmodells

Damit Flexibilitätsprodukte einen maximalen Nutzen aus Sicht des Netzbetreibers stiften, müssen sie bestimmten Anforderungen genügen. Wenn beispielsweise netzplanerisch die Flexibilitätsnutzung Berücksichtigung finden soll, muss Gewissheit über die kurz- und mittelfristige Bereitstellung der Flexibilität herrschen.

Daher wurden innerhalb der Arbeitsgruppe die für eine effektive Flexibilitätsnutzung notwendigen Rahmenbedingungen für Flexibilitätsprodukte, beispielsweise in Bezug auf Fristigkeit und Rollen, gesammelt und spezifiziert.

Das Brandenburger Flexibilitätsmodell befasst sich mit den generellen Charakteristika einer Produktausgestaltung. Folgende Eckdaten wurden festgelegt:

- Flexibilitätsgebote können sowohl langfristig als auch kurzfristig während des laufenden planwertbasierten Prozesses erstellt werden. Langfristige Gebote verpflichten den Anbieter der Flexibilität, kurzfristige Gebote abzugeben und haben daher die Charakteristik eines Kapazitätsprodukts. Dieses Instrument kann beispielsweise zur verbesserten Planbarkeit beim Netzbetreiber eingesetzt werden. Für kurzfristige Flexibilitätsgebote gibt es keine Abgabefristen. Der Netzbetreiber kann allerdings nur Angebote berücksichtigen, die vor Ablauf des planwertbasierten Prozesses abgegeben wurden. Je früher ein Gebot abgegeben wurde, desto höher ist die Chance für die freiwillige Flexibilitätsoption, beim Engpassmanagement berücksichtigt zu werden. Je näher die Nominierung am Ist-Zeitpunkt liegt, desto wahrscheinlicher ist es, dass der Netzbetreiber bereits anderweitige Optionen fürs Engpassmanagement genutzt hat.
- Jedes Angebot beinhaltet eine Baseline. Diese kann nur vor Bezuschlagung des Angebots geändert werden und ist danach verpflichtend.
- Typische Restriktionen von last- oder speicherseitigen Flexibilitätsoptionen sind im Angebot abbildbar. Dies wird durch kombinierte Gebote dargestellt. So kann beispielsweise ein entladener Speicher mit der Möglichkeit der Lasterhöhung bei einer Speicherkapazität von 10

MWh gleichzeitig ein Gebot über 10 MW/1 h, 5 MW/2 h oder 2,5 MW/4 h anbieten. Auch Pausenrestriktionen lassen sich hierdurch abbilden.

- Zudem enthält jedes Angebot einen Preis für die Aktivierungskosten der Flexibilitätsoption einschließlich der Marge für den Flexibilitätsanbieter. Nicht enthalten sind die Kosten bzw. Erlöse für den energetischen Ausgleich, da hierfür der ANB verantwortlich ist.

Rahmenbedingungen für freiwillige Flexibilitätsbereitstellung

Marktbasiertes Engpassmanagement mit Flexibilität birgt Risiken in Bezug auf die Ausnutzung von strategischem Bietverhalten. Marktteilnehmer nutzen dann das Wissen aus, selbst einen Engpass auslösen zu können. Erhalten sie für dessen Beseitigung eine marktbasierete Vergütung, können rational agierende Marktteilnehmer sich dazu veranlasst sehen, von ihrem ursprünglichen Anlagenverhalten abzuweichen, Engpässe auszulösen bzw. zu verschärfen und selbst durch die Beseitigung der Engpässe finanziell zu profitieren. Dieses Verhalten wird in der Literatur auch als ‚Inc/Dec-Gaming‘ bezeichnet.⁹ Durch geeignete Rahmenbedingungen können die Risiken eines solchen strategischen Bietverhaltens eingedämmt werden, sodass die Vorteile der zusätzlichen Integration von Flexibilitätspotenzialen überwiegen.

Die Arbeitsgruppe hat es sich zum Ziel gesetzt, die Problematik für Brandenburg zu spezifizieren. Dabei wurden die theoretischen Modelle des strategischen Inc-Dec-Gamings in den realen Netzbetrieb übersetzt und die dafür notwendigen Annahmen, wie Vorhersagbarkeit eines Abrufs, für die speziellen Rahmenbedingungen in Brandenburg überprüft.

Nach der Ermittlung des „Ausmaßes“ wurden konkrete Lösungsansätze für Rahmenbedingungen in Brandenburg und auf Bundesebene entwickelt und deren Wirksamkeit beispielhaft für Brandenburg verifiziert. Die in Brandenburg erarbeiteten Erkenntnisse sollen hierdurch Eingang in die deutschland- und europaweite Diskussion finden und dort als eine Art „Blaupause“ dienen.

Das erklärte Ziel der Arbeitsgruppe bestand darin, die Möglichkeit von strategischem Bietverhalten bzw. Inc/Dec-Gaming auszuräumen. Generelle Überlegungen zur Beseitigung von strategischem Bietverhalten auf lokalen Märkten wurden bereits unter anderem von Brunekreeft et al. (2020)¹⁰ diskutiert. Im Rahmen des Brandenburger Flexibilitätsmodells beschäftigen wir uns mit den Hürden für strategisches Bietverhalten, die unmittelbar aus der konkreten Ausgestaltung des Hybridmodells sowie aus der Beschaffenheit der Fallbeispiele in Brandenburg (siehe hierfür Kapitel 5) resultieren.

Folgende Charakteristika des Hybridmodells dämmen ein mögliches strategisches Bietverhalten von Marktakteuren ein:

- Um risikofreie Arbitrage zwischen dem Großhandelsmarkt und dem Flexibilitätsmarkt herzustellen, ist die Kenntnis darüber erforderlich, ob das strategische Verhalten tatsächlich auch zum Abruf durch den Netzbetreiber führt. Dieses Wissen ist unter anderem dann gegeben, wenn ein Marktakteur den Engpass selbst verursacht, den er dann durch sein Gebot am Flexibilitätsmarkt aufhebt. Im Hybridmodell ist die Sicht auf die Maßnahmendimensionierung der Netzbetreiber allerdings grundsätzlich eingeschränkt, da neben den marktbasiereten Geboten auch kostenbasierte, regulierte Flexibilitätsoptionen bestehen bleiben. Die tatsächliche, um die Sensitivität bereinigte Abruf-Merit-Order ist aus Sicht des Marktteilnehmers schwer zu ermitteln, da hierfür eine Gesamtsicht der Netzsituation erforderlich ist. So kann der Anbieter zwar im Falle eines gut prognostizierbaren Engpasses mit hoher Wahrscheinlichkeit davon ausgehen, dass sein strategisches Verhalten tatsächlich den Engpass verschärft. Es herrscht allerdings hohe Unsicherheit darüber, inwieweit seine eigene Flexibilitätsressource tatsächlich auch für die Beseitigung desselben Engpasses genutzt wird,

⁹ Siehe z.B. Hirth et al. (2019): *Kosten- oder Marktbasiert? Zukünftige Redispatch-Beschaffung in Deutschland*; Studie im Auftrag des BMWi

¹⁰ Brunekreeft et al. (2020): *Kurzgutachten zum Thema „Risiken durch strategisches Verhalten von Lasten auf Flexibilitäts- und anderen Energiemärkten“*

da sich verschiedene – darunter auch regulierte – Flexibilitätsoptionen in der Merit-Order vor dem strategischen Akteur befinden können. Die Folge ist ein finanzielles Risiko, welches den Wert und somit die gesamte Attraktivität des strategischen Bietverhaltens schmälert.

- Die Unsicherheit wird weiter dadurch erhöht, dass der Netzbetreiber vor der Aktivierung der Engpassmanagementmaßnahmen zunächst die Schaltzustände im Netz optimiert. Hierdurch können sich die Sensitivitäten von Flexibilitätsoptionen auf Engpässe teils deutlich verschieben. Dies erhöht gleichzeitig das Risiko für einen strategisch bietenden Akteur, da für ein risikoloses „Inc/Dec-Game“ die Sensitivität auf den konkreten Engpass bekannt sein muss.
- Im Brandenburger Flexibilitätsmodell wird Netzbetreibern außerdem die Möglichkeit gegeben, freiwillige Gebote gezielt oder zufällig nicht zu bezuschlagen, was sowohl die Unsicherheit als auch das Entdeckungsrisiko von strategisch bietenden Akteuren weiter erhöht. Details hierzu werden in Kapitel 4.2 erläutert.
- Das Hybridmodell erlaubt außerdem die Einführung von Restriktionen für die Anlagenbaseline. Dafür sind ein Monitoring der gemeldeten Fahrpläne und das Ergreifen von Maßnahmen durch den Netzbetreiber notwendig. Dies kann manuell oder bei größeren Anbieteranzahl automatisiert (z.B. durch Mustererkennung) erfolgen. Wird beispielsweise ein Batteriespeicher als Marktteilnehmer am Flexibilitätsmarkt zugelassen, kann vom Netzbetreiber vorausgesetzt werden, dass nur der „Leerlauf“-Betrieb eine Teilnahme am Flexibilitätsmarkt zulässt. Würde der Vermarkter des Batteriespeichers beispielsweise einen einspeisebedingten Engpass antizipieren und deshalb strategisch als Anlagenbaseline einen engpassverschärfenden Einspeise-Fahrplan anmelden, kann ihm für diesen Fall die Teilnahme am Flexibilitätsmarkt untersagt werden. Dieses und weitere Fallbeispiele werden ausführlich in Kapitel 5 diskutiert.

4.1.4 Vorteilhaftigkeit für Brandenburg

Zusammengefasst ergeben sich aus der Umsetzung des Hybridmodells folgende Vorteile für Brandenburg:

- ✓ Das Hybridmodell kombiniert die Vorteile von reguliertem und marktbasierendem Engpassmanagement.
- ✓ Erzeugungsanlagen mit bekannter Kostenbasis bleiben wie bisher zu einer Teilnahme am Redispatch auf Kostenbasis verpflichtet.
- ✓ Zusätzliche Flexibilität auf der Lastseite und bei Speichern kann marktbasierend das Flexibilitätsangebot ergänzen und somit zu einer Senkung der Kosten beitragen.
- ✓ Gleichzeitig entsteht ein zusätzliches Geschäftsmodell für last- und speicherseitige Flexibilität und somit ein Anreiz für Innovation und zusätzliche Investitionen dort, wo die Flexibilität benötigt wird.
- ✓ Strategisches Bietverhalten wird häufig als zentrales Argument gegen die Einführung eines Flexibilitätsmarkts vorgebracht. Durch Maßnahmen der Ausgestaltung des Hybridmodells innerhalb des Brandenburger Flexibilitätsmodells werden die Strukturen geschaffen bzw. regelnde Maßnahmen vorgeschlagen, um strategisches Bietverhalten einzudämmen.

4.1.5 Gesetzlich-regulatorischer Anpassungsbedarf

Zwar existieren derzeit keine Regelungen, die die Einführung eines Flexibilitätsmarkts explizit verbieten würden. Dennoch erscheint es sinnvoll:

- Gesetzliche Klarstellung, dass der Betrieb von Flexibilitätsmärkten möglich ist und als Rahmen für marktbezogene Maßnahmen im Sinne des § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems unterstützt. Dadurch ließen sich Flexibilitätsmärkte als zusätzliches Element in die gesetzgeberische Konzeption des planwertbasierten Engpassmanagements einfügen.
- Weiterhin sollte gesetzlich klargestellt werden, dass der Zugang zu Flexibilitätsmärkten diskriminierungsfrei erfolgt sowie durch geeignete Vorkehrungen missbräuchliche Marktteilnahmen (strategisches Bietverhalten) erschwert, über ein regelmäßiges Monitoring identifiziert und ggf. pönalisiert werden.

Damit im Flexibilitätsmarktkonzept marktbasierter Flexibilität (überwiegend auf der Lastseite) aber tatsächlich im Kostenvergleich mit erzeugungsseitiger, regulierter Flexibilität bestehen kann, sind Anpassungen im Bereich von Steuern, Abgaben und Umlagen wie auch bei den Netzentgelten erforderlich. Zudem müssen die Netzbetreiber effiziente Möglichkeiten erhalten, am Flexibilitätsmarkt teilzunehmen, ohne dass ihnen hieraus ein finanzieller Schaden entsteht. Um diese Hemmnisse zu beseitigen, werden separate Umsetzungsvorschläge formuliert.

4.2 Nichtbezuschlagung von Geboten im Flexibilitätsmarktkonzept

Da die Möglichkeit von strategischem Bietverhalten als größtes Risiko für den erfolgreichen Betrieb eines Flexibilitätsmarkts angesehen wird und insofern ein Risiko für das Funktionieren des Brandenburger Flexibilitätsmodells insgesamt darstellt, wird ein Instrument vorgeschlagen, um zusätzliche Hürden für strategisches Bietverhalten einzuführen.

Wir schlagen vor, den Netzbetreibern die Möglichkeit zu geben, freiwillige Gebote innerhalb des Flexibilitätsmarkts nicht zu aktivieren, auch wenn dies unmittelbar die wirtschaftlichste Lösung darstellt. Dies beinhaltet die Möglichkeit, freiwillige Gebote nach dem Zufallsprinzip (stochastisch) nicht zu bezuschlagen.

4.2.1 Hintergrund: Möglichkeit der Nichtbezuschlagung und Möglichkeit der stochastischen Nichtbezuschlagung

Im Rahmen des Hybridmodells ist der Netzbetreiber analog zum Vorgehen in Redispatch 2.0 dazu aufgefordert, die jeweils kalkulatorisch günstigste Variante zur Beseitigung von Engpässen auszuwählen, die jedoch marktbasierter Flexibilität enthalten kann.

Trotz der bereits erläuterten Maßnahmen zur Eindämmung von strategischem Bietverhalten, die ein inhärenter Teil des Hybridmodells sind, kann nicht ausgeschlossen werden, dass die Maßnahmen nicht für eine akzeptable Eindämmung von strategischem Bietverhalten ausreichen. Erhält der Netzbetreiber nun die generelle Möglichkeit, günstige freiwillige Gebote nicht zu berücksichtigen, weicht er zwar für den konkreten Engpass vom wirtschaftlichsten Szenario ab, gleichzeitig schafft er aber für den Anbieter ein zusätzliches Risiko. Denn im Gegensatz zu einem regulär bietenden Akteur, dem durch sein Gebot eine Gewinnmöglichkeit entsteht, erleidet ein strategisch bietender Akteur, der nicht berücksichtigt wird, einen Verlust.

Der Netzbetreiber kann einerseits gezielt Gebote nicht berücksichtigen, wenn er z.B. aufgrund von Marktbeobachtungen von strategischem Bietverhalten ausgeht. Er kann aber auch nach dem Zufallsprinzip einen gewissen Anteil aller freiwilligen Flexibilitätsangebote aus der Merit-Order

streichen. Streicht er sämtliche freiwillige Gebote, entspricht der Zustand einem Verfahren ohne marktbasierter Flexibilität, also dem Vorgehen gemäß Redispatch-2.0. Lässt er sämtliche Gebote zu, lässt er den größtmöglichen volkswirtschaftlichen Nutzen freiwilliger Flexibilität zu. Dies stellt dann das Optimum dar, wenn strategisches Bietverhalten ausbleibt.¹¹ Insgesamt ergibt sich für den Netzbetreiber somit eine flexible Stellschraube, um sicherzustellen, dass strategisches Bietverhalten einzelner Akteure nicht die Vorteile des teils marktbasierten Engpassmanagements aufzehrt oder gar übertrifft. Das Vorgehen ist in

Abbildung 25 illustriert¹².

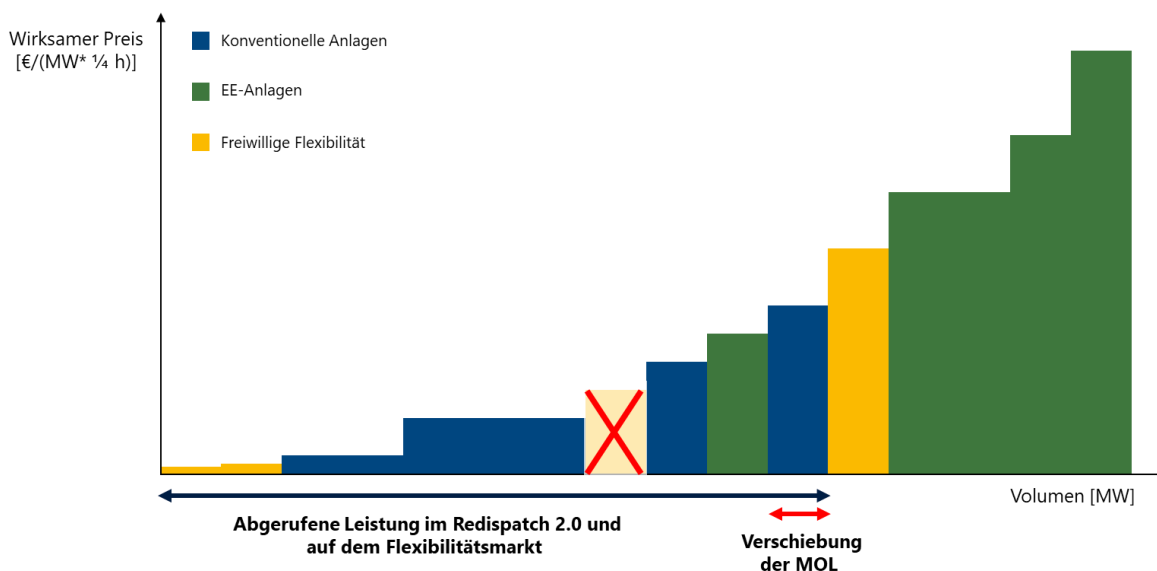


Abbildung 25: Verschiebung der Merit Order List durch Nichtbezuschlagung

Als Instrument zur Vermeidung von strategischem Bietverhalten wird die ‚stochastische Nichtbezuschlagung‘ diskutiert. Dort werden zufällig Anlagen, die eigentlich zur Beseitigung von Engpässen angefordert würden, nicht bezuschlagt (siehe Abbildung 25).

4.2.2 Vorteilhaftigkeit für Brandenburg

Die Effizienz des Brandenburger Flexibilitätsmodells kann nur erschlossen werden, wenn strategisches Bietverhalten eingedämmt werden kann. Die Möglichkeit der stochastischen Nichtbezuschlagung durch den Netzbetreiber leistet hierzu einen wertvollen Beitrag:

- ✓ Das Instrument ist flexibel parametrierbar. Sollte sich strategisches Bietverhalten als unerwartet problematisch erweisen, kann ein höherer Wert der Nichtbezuschlagung gewählt werden. Wird strategisches Bietverhalten jedoch kaum oder gar nicht beobachtet, muss das Werkzeug nicht zur Anwendung kommen.

¹¹ Dass strategisches Bietverhalten auch dann nicht zwangsläufig in größerem Ausmaß beobachtet wird, wenn es für den Anbieter ohne größere Risiken durchführbar ist, zeigt sich beispielsweise an der Grenze zwischen Deutschland und Dänemark. Siehe hierzu die Veröffentlichung „DK1-DE COUNTERTRADE FOLLOWING JOINT DECLARATION 2018“ von TenneT und energinet.dk und die gemeinsame Veröffentlichung von E-Bridge, NODES und Pöyry „Marktbasierendes Engpassmanagement als notwendige Ergänzung zum regulierten Redispatch in Deutschland“.

¹²In dem Paper „Scheinflexibilität – eine beherrschbare Herausforderung für ENKO“ der SH-Netz wird das Vorgehen detailliert erörtert.
(Link: <https://www.enko.energy/wp-content/uploads/ENKO-White-Paper-Scheinflexibilit%C3%A4t.pdf>)

- ✓ In Summe bietet das Instrument dem Netzbetreiber ein effizientes Werkzeug, um strategisches Bietverhalten weiter einzudämmen.
- ✓ Wenn der strategisch bietende Akteur vom geplanten Arbeitspunkt abweicht, um finanziellen Schaden abzuwenden, kann er leicht identifiziert und in der Konsequenz vom Marktplatz ausgeschlossen werden, was noch weit höheren finanziellen Schaden zur Folge hat. Zudem nimmt er einen Reputationsschaden in Kauf. Die Hürde für strategisches Bietverhalten erhöht sich also deutlich.

4.2.3 Gesetzlich-regulatorischer Anpassungsbedarf

Notwendig ist die gesetzliche Klarstellung im EnWG, dass Netzbetreiber zum Zweck der Vermeidung von Marktmanipulationen bei konkreten Anhaltspunkten für strategisches Bietverhalten sowie auf Basis eines Konzepts stochastischer Nichtbezuschlagung beim Abruf von Flexibilitäten entschädigungsfrei von der Merit-Order der Gebote abweichen dürfen. Insofern ist nicht von einem Verstoß gegen das Diskriminierungsverbot auszugehen. Abweichungen von der Merit-Order entsprechen in den beiden genannten Fällen den Anforderungen an die Betriebsführung eines effizienten Netzbetreibers.

4.3 Kostenanerkennung für marktbasierter Flexibilität

Die Kostenanerkennung von marktbasierem Engpassmanagement beim Verteilnetzbetreiber ist ein wichtiges Element, damit das hilfreiche Werkzeug auch tatsächlich Anwendung beim Netzbetreiber finden kann. Das Modell zur Kostenanerkennung ist entscheidend zur Auswahl von Flexibilitätsnutzung bzw. Netzausbau.

Wir schlagen vor, die Kosten für marktbasierter Flexibilität auf Seiten des Netzbetreibers analog zu Kosten für regulierte Flexibilität durch die Netzbetreiber anzuerkennen.

4.3.1 Hintergrund der Kostenanerkennung im Rahmen der Anreizregulierung

Die Anreizregulierung dient dazu bei Netzbetreibern Anreize zur Kostensenkung zu schaffen und diese an die Endkunden weiterzugeben. Der Effizienzvergleich ist ein wesentliches Element zur Bestimmung der individuellen Erlösobergrenzen der Netzbetreiber im Regelverfahren (kleine Netzbetreiber sind ausgenommen). Für jeden Netzbetreiber im Regelverfahren muss vor Beginn jeder Regulierungsperiode durch die Regulierungsbehörden ein individueller Effizienzwert im Rahmen eines Effizienzvergleichs ermittelt werden.

Durch den Effizienzvergleich wird die relative Kosteneffizienz des Netzbetreibers bestimmt, denn die Effizienz eines Netzbetreibers lässt sich nur im Vergleich zu anderen Netzbetreibern ermitteln. Die Effizienz eines Netzbetreibers wird nicht allein durch die absolute Höhe seiner Kosten (Aufwandsparameter) ermittelt, sondern es werden die als betriebsnotwendig anerkannten Kosten im Verhältnis zur jeweiligen Versorgungsaufgabe beurteilt (Vergleichsparameter). So kann es also sein, dass ein Betreiber mit höheren Kosten trotzdem effizient arbeitet – seine Voraussetzungen sind lediglich andere. Es handelt sich um einen Gesamtkosten-Benchmark, der Kapital- und Betriebskosten gleichermaßen einbezieht.

In den Effizienzvergleich einbezogen werden volatile Kosten und beeinflussbare Kosten. Volatile Kosten sind Kosten mit hoher Volatilität. Während der Regulierungsperiode wird daher die jährliche Differenz zwischen dem aktuellen Niveau dieser Kosten und ihrem Niveau im Basisjahr berücksichtigt, d.h. die Erlösobergrenze wird unterperiodisch angepasst. Beeinflussbare Kosten sind alle anerkannten Kosten des Basisjahres abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten und werden für die gesamte Regulierungsperiode in die Erlösobergrenze mit einbezogen. Vom

Effizienzvergleich ausgenommen sind die Kosten, die der Netzbetreiber dauerhaft nicht beeinflussen kann.

Die Ausgestaltung der Anreizregulierung sowie einer angepassten definitorischen Abgrenzung der regulatorischen Kostenbestandteile sind somit essenziell für einen erfolgreichen Einsatz von Flexibilitätsnutzung.

Der Einsatz eines marktbasierten Flexibilitätskonzept ist nur gegeben, insofern sich daraus keine wirtschaftliche Benachteiligung für den Netzbetreiber ergeben. Die Kosten im Rahmen des bisherigen Engpassmanagements können gegenwärtig als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten anerkannt werden. Aufgrund der de facto für die Verteilnetzbetreiber nicht beeinflussbaren exogenen Faktoren auch beim künftigen Redispatch, ist diese Kostenbewertung zwingend langfristig fortzuschreiben. Kosten für die Nutzung von freiwillig angebotenen Flexibilitätspotenzialen im Rahmen des Engpassmanagements von Verteilnetzbetreibern werden nur sehr eingeschränkt¹³ bei den regulatorischen Kosten des Netzbetreibers anerkannt. Somit wird die Flexibilitätsnutzung durch den Netzbetreiber stark gehemmt.

Es gilt daher einerseits den Effizienzvergleich weiterzuentwickeln, sodass Kosten für innovative Lösungsoptionen und Kosten für konventionelle Lösungsoptionen sinnvoll gegenübergestellt werden. Darauf folgend muss andererseits auch die Kostenanerkennung innerhalb eines neuen Engpassmanagements so gestaltet werden, dass innerhalb der Betriebskosten eine Vergleichbarkeit von regulierter und marktbasierter Flexibilität erfolgen kann.

Das Ziel soll sein, dass derjenige Netzbetreiber, der mittels innovativer Lösungen im Sinne der Gesamtkosten einen sicheren Netzbetrieb gewährleistet, auch aus regulatorischer Sicht angemessen berücksichtigt wird. Allerdings ist die Ausgestaltung einer zielgerichteten Anreizregulierung von sehr hoher Komplexität, sodass für die konkrete Bewertung im Arbeitsplan ausreichend Zeit eingeplant werden muss.

4.3.2 Vorschlag zur Weiterentwicklung der Regulatorik

Die Kostenanerkennung von marktbasiertem Engpassmanagement beim Verteilnetzbetreiber ist ein wichtiges Element, damit das hilfreiche Werkzeug auch tatsächlich Anwendung beim Netzbetreiber finden kann. Das Modell zur Kostenanerkennung ist entscheidend zur Auswahl von Flexibilitätsnutzung und Netzausbau.

Im Rahmen der Novellierung des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes und der damit verbundenen Ausweitung von Redispatch auf Verteilnetzbetreiber wird aktuell die Anerkennung im Zuge von Maßnahmen im § 13 (1) EnWG diskutiert. Die Fragestellung der Kostenanerkennung von freiwilligen Maßnahmen geht damit einher.

Der Grundansatz der Anreizregulierung fokussiert darauf den Netzbetreiber gegenüber Wettbewerbern zu einem effizienten Wirtschaften zu bewegen. Jedoch sind die Kosten zur Behebung von Netzengpässen durch den Netzbetreiber kaum beeinflussbar. Sie obliegen dem Einfluss einer Vielzahl von exogenen Faktoren wie u. a. Zubaugeschwindigkeit und -anordnung der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien, Kapazitäten im Übertragungsnetz, der Regelungen und operativen Ausgestaltung von Genehmigungsverfahren, Rechtsstreitigkeiten, verfügbare Grunddienstbarkeiten, Wetterabhängigkeit, fehlende Akzeptanz in der Bevölkerung etc.

Die zukünftigen Herausforderungen an die Netzbetreiber sind gezeichnet durch einen massiven Aufwuchs bei den Erneuerbaren Energien sowie einem nachlaufenden Netzausbau. Bei dieser sich fortführenden verschärfenden Situation sollte das regulierte Flexibilitätsmanagement durch innovative Lösungsansätze auf Basis marktbasierter Flexibilitäten flankiert werden.

¹³ Ggf. im Fotojahr der Anreizregulierung

Ein solches „Hybridkonzept“ befähigt die Netzbetreiber neben der Ausführung eines zielgerichteten konventionellen Netzausbaus auch zukunftsweisende Laststeuerung durch den Einsatz von Flexibilitäten anzubieten. Durch diesen ergänzenden Ansatz kann der hoch priorisierte Netzausbau insbesondere in der Hochspannungsebene, sowohl technisch als auch ökonomisch optimiert werden.

Da dem Netzbetreibern kaum Einflussmöglichkeiten auf Netzengpässe gegeben sind, sehen wir aus Sicht der regulatorischen Umsetzung einzig die **Behandlung der lastseitigen Flexibilität als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten** bestehen. Damit würde man grundsätzlich zu einer Gleichbehandlung des marktbasierter Flexibilitätsmodells bei der Engpassbeseitigung kommen.

4.3.3 Ansatz für die regulatorische Bewertung von marktbasierter Flexibilität

Um betriebswirtschaftliche Vergleichbarkeit einer Teilnahme am Flexibilitätsmarkt mit der Beschaffung von regulierter Flexibilität für den Netzbetreiber zu erreichen, darf kein Unterschied in der jeweiligen Anerkennung der Kosten existieren. Daher ist die analoge Kostenanerkennung von marktbasierter und regulierter Flexibilität zukünftig notwendig. Folglich ergibt sich, die marktbasierter Flexibilität der regulierten Flexibilität regulatorisch gleich zu stellen und als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten anzuerkennen.

4.3.4 Vorteilhaftigkeit für Brandenburg

Der Vorteil des Vorschlags der analogen Kostenanerkennung von marktbasierter und regulierter Flexibilität besteht in der Beseitigung des Hemmnisses für den Einsatz von freiwillig angebotener Flexibilität. Der Abruf von Flexibilität am Flexibilitätsmarkt wirkt nicht mehr unmittelbar erlösreduzierend für den Netzbetreiber und ist vergleichbar mit den Leistungen

4.3.5 Was muss politisch angepasst werden, damit die Forderung umgesetzt werden kann?

Der politische Anpassungsbedarf hängt von der Entscheidung zur Berücksichtigung der Kosten ab. Sollten die Kosten, wie die bisherigen regulierten Engpassmanagementmaßnahmen als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten anerkannt werden ist eine Erweiterung von §11 Abs. 2 ARegV um Kosten für freiwillig angebotene Flexibilität notwendig.

4.4 Zeitvariable Netztarife für flexible Verbraucher in der Niederspannung

Um die Flexibilitätspotentiale in der Niederspannung netzdienlich nutzen zu können, ist eine Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik notwendig. Bisher fehlen Anreize für Verbraucher, diese Flexibilität anzubieten. Ein Konzept für zeitvariable Netztarife in Verbindung mit einem Reservierungssystem schafft Preisanreize für Verbraucher und kann die flexible Last optimal für das Netz nutzen.

Wir schlagen die Einführung zeitvariabler Netztarife auf Niederspannungsebene für flexible Verbraucher vor.

4.4.1 Hintergrund: Notwendigkeit zunehmender Flexibilität auf Niederspannungsebene

Die Energiewende fordert einen flächendeckenden Ausbau von EE-Anlagen. Für Netzbetreiber mit hoher dezentraler Einspeisung sind damit hohe Herausforderungen verbunden. Der regional erzeugte erneuerbare Strom wird zum größten Teil nicht regional genutzt, sondern über weite Strecken transportiert. In der Folge treten regionale und überregionale Netzengpässe auf und Engpassmanagementmaßnahmen sind fast täglich notwendig.

Die durch Endkunden getragenen Kosten für Netzausbau und Engpassmanagementmaßnahmen sind hoch. Neben dem Ausbau der erneuerbaren Erzeugung führt die Energiewende in Form einer Dekarbonisierung von Mobilität und Wärmeerzeugung sowie der Sektorenkopplung und Zunahme von Speichern zu einer wachsenden Flexibilität der Verbraucher. In Zukunft entstehen durch dezentrale Speicher, E-PKW sowie elektrische Wärmelösungen neue potenzielle Quellen für Flexibilität im Verteilnetz. Die gezielte netzentlastende Nutzung von Flexibilitäten ist jedoch bisher nicht möglich.

Es fehlen Anreize für einen netzentlastenden Einsatz von flexiblen Anlagen in der Netzentgeltsystematik: Gem. § 17 Abs. 6 StromNEV setzt sich das Netzentgelt für Kunden auf Niederspannungsebene mit einer jährlichen Entnahme von maximal 100.000 kWh aus einem Arbeitspreis und ggfls. einem monatlichen Grundpreis zusammen. Bisher hat der Netzkunde keine Information darüber, wann das Entnahmeverhalten, bspw. seines E-PKW, netzentlastend ist und auch keinen Anreiz, zum Beispiel das Ladeverhalten des E-PKW zu ändern. Als ein Baustein des Brandenburger Flexibilitätsmodells sollen zeitvariable Netztarife zum netzdienlichen Einsatz von Flexibilitäten auf Niederspannungsebene führen.

4.4.2 Vorschlag für zeitvariable Tarifstufen

Um die wachsende Flexibilität auf Niederspannungsebenen zur Entlastung höherer Spannungsebenen zu nutzen, wird die Einführung von zeitvariablen Netztarifen für flexible Verbraucher in der Niederspannungsebene vorgeschlagen. Zeitvariable Netztarife reflektieren die aktuelle Netzbelastung und reizen somit netzentlastende flexible Stromentnahme an.

Voraussetzungen für zeitvariable Netztarife ist die Möglichkeit eines kurativen Engpassmanagements durch Netzbetreiber wie im Modell der Spitzenglättung.

MITNETZ STROM hat einen konkreten Vorschlag zur Dynamisierung der Netzentgeltsystematik entwickelt. Für die Niederspannungsebene werden in dem vorgeschlagenen Modell vor Jahresbeginn drei Tarifstufen veröffentlicht. Innerhalb des Jahres variiert die jeweils gültige Tarifstufe entsprechend der lokalen Engpasssituation. Die drei Tarifstufen gelten nur für flexible Verbraucher. Die jeweils gültige Tarifstufe wird mit einem zeitlichen Vorlauf, beispielsweise von 72 Stunden, mitgeteilt.

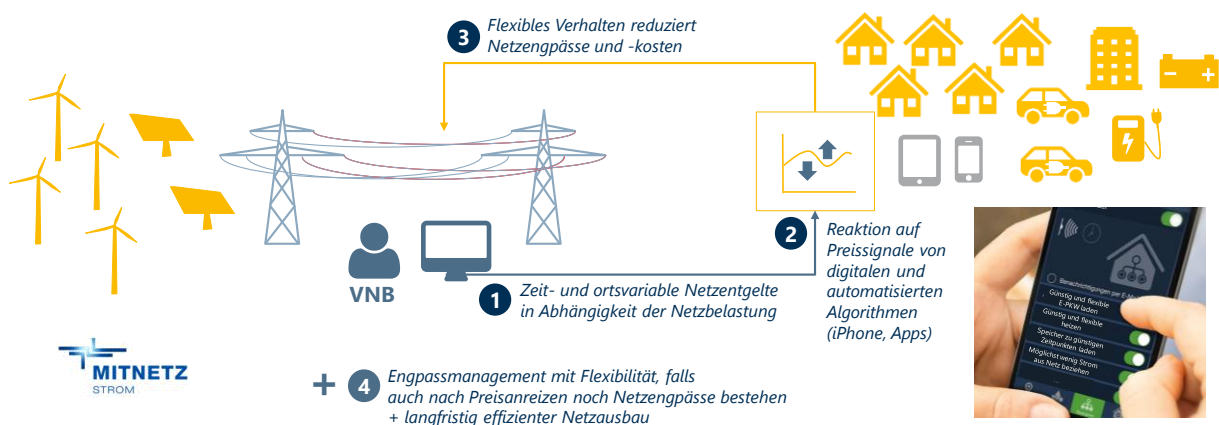


Abbildung 26: Übersicht des Ansatzes zur Dynamisierung von Netzentgelten für flexible Netzkunden

Die Methodik zur Bestimmung der zeitvariablen Netztarife kann in die bestehende Berechnungssystematik eingebettet werden. Allerdings muss die Prognose von Netznutzung und Energiemengen weiterentwickelt werden, die Festlegung von Tarifstufen und die dynamische Festlegung des jeweils gültigen Tarifs kommen als neue Schritte in die Berechnungssystematik hinzu.

Die Berechnung der drei Tarifkomponenten und des Grundpreises kann auf Basis der Erlösobergrenze erfolgen. Zwischen den drei Tarifkomponenten muss ein ausreichender

Unterschied herrschen, damit sich die Änderung des Verbrauchsverhaltens auch lohnt und Energiemanagementsysteme reagieren. Zudem zeigen stochastische Analysen, dass die Tarifkomponenten in Summe die Kostenbasis des zeitvariablen Arbeitspreises decken sollten.

- Schritt 1: Kostenbasis berechnen ✓ kein Handlungsbedarf
- Schritt 2: Prognose von Netznutzung und Energiemengen ✓ Weiterentwicklung mit höherem Detaillierungsgrad
- Schritt 3: Allokation der Kosten auf Netzebenen (Kostenwälzung) ✓ kein Handlungsbedarf
- **Schritt 4: Festlegung von Tarifstufen NEU!**
- **Schritt 5: Dynamische Festlegung des jeweils gültigen Tarifs NEU!**
- Schritt 6: Mehr-/Mindererlösabrechnung (Regulierungskonto) ✓ kein Handlungsbedarf

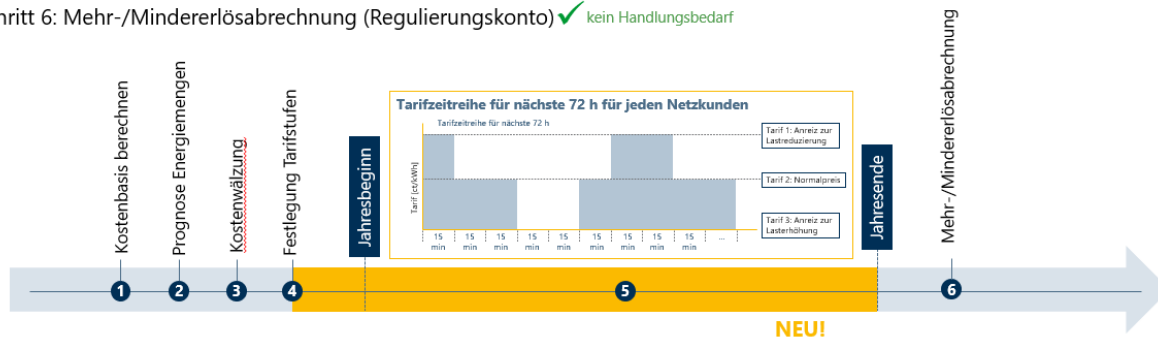


Abbildung 27: Änderungen in der Berechnungssystematik der Netzentgelte für zeitvariable Netztarife

Die drei Tarifausprägungen repräsentieren jeweils eine unterschiedliche Netzsituation. Wird viel (erneuerbarer) Strom erzeugt, entstehen Netzengpässe, die durch einen steigenden Verbrauch vor Ort entlastet werden können (örtliche Auflösung: Ortsnetzstation).

Die örtlichen Netzkunden benötigen daher einen Anreiz, mehr Strom zu verbrauchen. Das niedrigste Netzentgelt ist notwendig. Entsteht ein Netzengpass hingegen aufgrund eines zu hohen Endverbrauchs (z. B. durch E-Mobilität), benötigen die örtlichen Netzkunden einen Anreiz, ihren Verbrauch zu reduzieren und zeitlich zu verlagern. Der hohe Tarif käme zum Einsatz. In Zeiten ohne Engpass kommt die mittlere Tarifstufe (Normalpreis) zur Anwendung (Abbildung 28). Die Festlegung des jeweils gültigen Tarifs erfolgt dynamisch durch den Netzbetreiber und reflektiert das Auftreten von Netzengpässen im Netz.

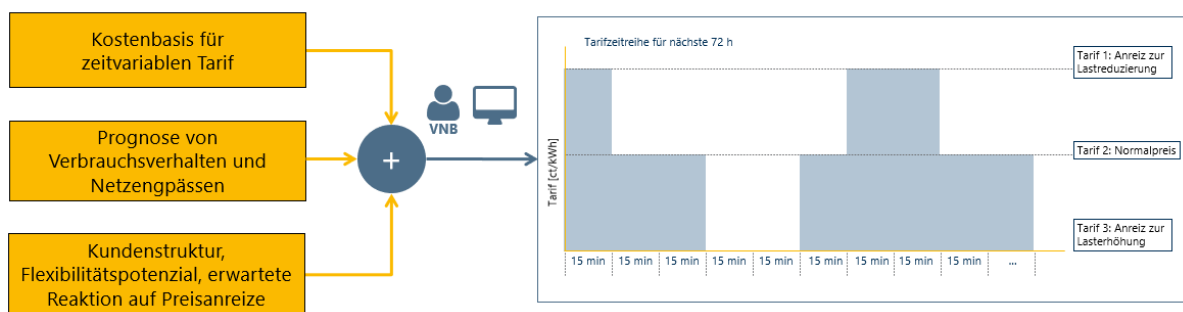


Abbildung 28: Festlegung von drei Tarifstufen für zeitvariable Netztarife vor Jahresbeginn

Da in der Praxis viele Faktoren für die Bestimmung der Tarifstufen nur mit einer Unsicherheit ex ante abschätzbar sind, sollte die Festlegung durch jeden Netzbetreiber individuell erfolgen und im Zeitverlauf angepasst werden („evolutionäre Einführung“).

In der Umsetzung zeitvariabler Netztarife bleibt die Steuerung des Verbrauchs elektrischer Geräte in der Hoheit des Kunden. Ein Energiemanagementsystem sorgt für die bedarfsgerechte und vollautomatische Optimierung. Da das Kundensystem am besten prognostizieren kann, wie die einzelnen Verbraucher zusammenspielen, ermittelt ein Energiemanagementsystem zunächst den tatsächlichen flexiblen Leistungsbedarf beim Kunden und übermittelt ihn an den Netzbetreiber. Das kann bspw. der Ladevorgang eines E-PKW sein, der bis 7 Uhr morgens erledigt sein soll, aber voraussichtlich nur 3 Stunden dauert und somit zeitlich flexibel ist. Der Endkunde wird die

Optimierung kaum bemerken, da die Flexibilität (bspw. beim Ladevorgang des E-PKW) ohne Nutzungseinschränkung geschieht.

Der Verteilnetzbetreiber stellt über Schnittstellen nicht nur Informationen zu zeitvariablen Netztarifen zur Verfügung, sondern auch über verfügbare Netzkapazitäten in der Niederspannung. Ein Reservierungssystem verhindert dabei, dass durch Preisanreize, die Netzengpässe in höheren Spannungsebenen vermeiden sollen, neue Netzengpässe in der Niederspannungsebene entstehen. Das Reservierungssystem des Netzbetreibers prüft die Verfügbarkeit der gewünschten Leistung im lokalen Netz und bestätigt sie als Reservierung. Für den seltenen Fall, dass es durch die gültige Tarifstufe zu Engpässen kommen sollte, zeigt die Antwort des Netzbetreibers freie Kapazitäten auf, die entweder zu einem späteren Zeitpunkt oder mit geringerer Leistung passen. In der nächsten Iteration kommt es dann wieder zu einem für beide Seiten passenden Fahrplan.

Jenseits der hauptsächlich technisch geprägten Diskussion um den Einsatz von Smart Meter Gateways (SMGW) hat die MITNETZ STROM einen kundenorientierten und einfachen Prozess zur digitalen Umsetzung zeitvariabler Tarife gefunden, der sich kurzfristig in der Praxis umsetzen lässt. Anhand einer Modellregion in Brandenburg wurde bereits die Vorteilhaftigkeit des Modells nachgewiesen.

4.4.3 Zusammenspiel zeitvariabler Netztarifstufen mit Engpassmanagement

Als präventive Form des Engpassmanagements durch einen Preisanreiz für flexible Verbraucher und Speicher sind zeitvariable Netztarife eine gute Ergänzung zu kurativen Engpassmanagementmaßnahmen, wie sie zurzeit durch § 14 a EnWG ausgestaltet und in der aktuellen Ausgestaltung der Verordnung berücksichtigt werden müssen.

Die Anreize für das verbraucherseitige präventive Engpassmanagement werden in der zeitlichen Dimension schon bis zu drei Tage im Voraus durch Bekanntmachung der jeweils gültigen Tarifstufen gegeben. Diese bilden sowohl einspeiseseitige Knappheiten als auch verbraucherseitige Knappheiten ab und reflektieren damit eine Knappheit des Gutes „Netz“. Aufseiten der Einspeisung gibt es hierfür noch keine Preisanreize für präventives Engpassmanagement in Deutschland. Der Strommarkt basiert auf der Annahme eines engpassfreien Marktgebietes, obwohl dies nicht der Fall ist. Siehe dazu Abbildung 29.

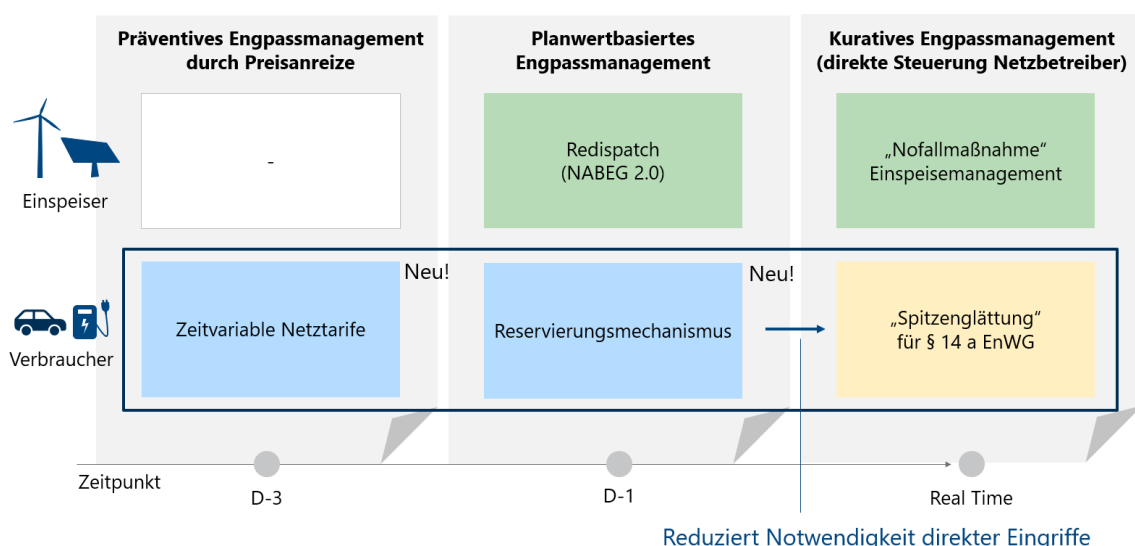


Abbildung 29: Einordnung zeitvariabler Netztarife in das Engpassmanagement

Im engeren Zeithorizont erfolgt ein planwertbasiertes Engpassmanagement. Aufseiten der Einspeiser wird dieses in Deutschland durch kostenbasiertes Redispatch geregelt. Mit der Novellierung des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG 2.0) werden ab Oktober 2021

auch Verteilnetzbetreiber Redispatch durchführen. Das Reservierungssystem in dem in Kapitel 4.4.2 vorgestellten Reservierungssystem bildet das Pendant zum Redispatch für Verbraucher in der Niederspannungsebene.

Letztendlich bedarf es sowohl für Einspeiser als auch für Verbraucher die Möglichkeit eines kurativen Engpassmanagements in Form einer direkten Steuerung durch den Netzbetreiber, um die Netzsicherheit gewährleisten zu können. Seitens Einspeiser dient die „Notfallmaßnahme“ Einspeisemanagement. Seitens Verbraucher wird im Rahmen von § 14 a EnWG ebenfalls ein Konzept für kuratives Engpassmanagement entwickelt. Letzteres ist jedoch nicht geeignet, um einspeisebedingte Netzengpässe in höheren Netzebenen zu reduzieren. Im konkreten Zusammenspiel zwischen Netzentgeltsystematik und Engpassmanagement mit Flexibilität kann dies voneinander abgegrenzt werden.

Die Prozesse „Festlegung zeitvariabler Netzentgelte“ und Engpassmanagement durch Flexibilität sind generell entkoppelt. Zeitvariable Netztarife dienen dazu das Flexibilitätspotential auf Niederspannungsebene im Engpassmanagement zu nutzen, dieses ist vom Potential auf dem Flexibilitätsmarkt abzugrenzen. Die Teilnahme am Flexibilitätsmarkt soll insbesondere für große Verbraucher möglich werden, die abhängig der Marktallokation ihren Verbrauch an die Netzsituation aktiv anpassen. Um diesen Verbrauchern den Zugang zum Flexibilitätsmarkt zu ermöglichen wird in 4.4.5 beschrieben welche Veränderungen in der Netzentgeltsystematik hierfür notwendig sind.

Am Flexibilitätsmarkt können zeitvariable Netzentgelte strategischen Bietern als Hinweis auf bevorstehende Engpässe dienen, dennoch sind Gebote auch nach Bekanntgabe der jeweils gültigen Tarifstufen zulässig. Die Tarifstufen haben nur eingeschränkte Aussagekraft auf Engpassmanagementmaßnahmen und die regionale und zeitliche Granularität am Flexibilitätsmarkt ist wesentlich höher. Grundsätzlich erhöhen die zeitvariablen Netztarife das Verlustrisiko für strategisches Bieten und sind daher tendenziell ein Instrument zur Eindämmung von strategischem Bietverhalten.

Die Sicherstellung einer möglichen Kongruenz der Anreize und gesamtkostenoptimalen Anreizsetzung müsste noch quantitativ separat untersucht werden.

4.4.4 Vorteilhaftigkeit für Brandenburg

Zeitvariable Netztarife auf Niederspannungsebene in Verbindung mit einem Reservierungssystem seitens des VNB ermöglichen eine intelligente Nutzung der verfügbaren Netzkapazitäten ohne Komforteinbußen seitens der Kunden. Die Optimierungen auf Netzseite und auf Kundenseite erfolgen vollständig automatisiert. Gleichzeitig profitieren Kunden von geringeren Netzentgelten und reduzierten CO₂-Emission. Zeitvariable Netztarife sind einfach umsetzbar und leicht verständlich. Gleichzeitig ermöglichen sie die einfache Anbindung neuer Verbraucher wie Elektromobile und Wärmespeicher ans Netz, ohne dass das Netz verstärkt werden muss. Im Folgenden werden diese Vorzüge erläutert (siehe Abbildung 30).

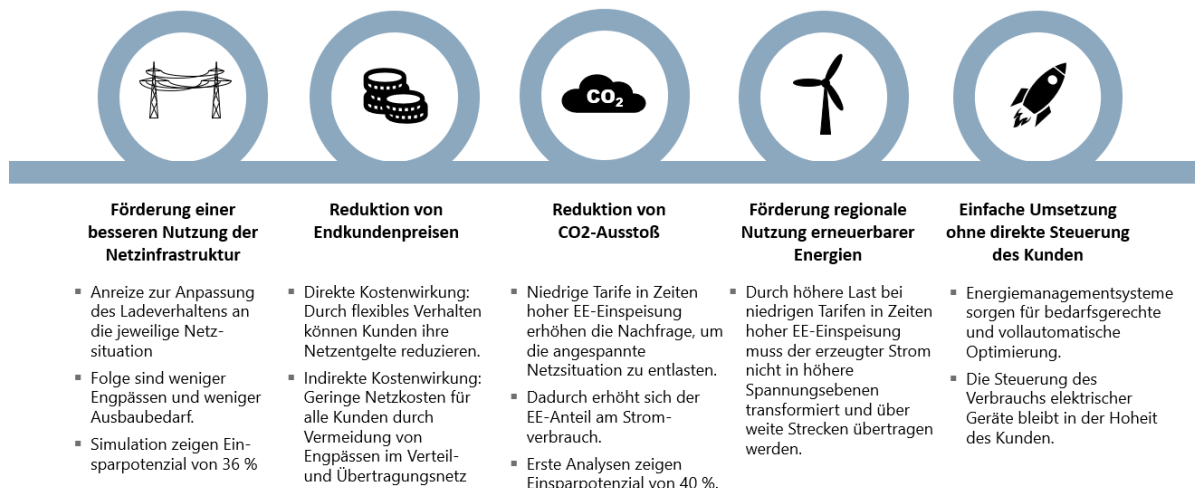


Abbildung 30: Übersicht der Vorteilhaftigkeit zeitvariabler Netztarife

Förderung einer besseren Ausnutzung der Netzinfrastruktur

Zeitvariable Netztarife bieten Kunden Anreize, ihr Ladeverhalten der jeweiligen Netz-situation anzupassen. Dadurch werden vorhandene Netzkapazitäten besser ausgelastet und Erzeugungs- und Lastspitzen über die Zeit geglättet. Es kommt zu weniger Engpässen im Netz und der Ausbaubedarf reduziert sich. Zeitvariable Netztarife haben die gleiche Wirkung wie Redispatch-Maßnahmen, sind ähnlich flexibel, allerdings wesentlich effizienter und deutlich günstiger. Eine dynamische Entwicklung der Tarife existiert sowohl in zeitlicher (bspw. auf Grund von Netzausbaumaßnahmen) als auch in örtlicher Dimension.

Reduktion von Endkundenpreisen

Netzbetreiber geben mit zeitvariablen Netz-tarifen Anreize für flexible Kunden, ihr Nachfrageverhalten zu optimieren. Dadurch entlasten sie nicht nur das Netz und unterstützen so die Netzbetreiber. Vielmehr können sie dadurch auch Geld sparen. Erste Simulationen der Studie der MITNETZ zeigen, dass flexible Kunden ihre Netzentgelte um mehr als ein Fünftel senken können. Durch das netzdienliche Verhalten profitieren aber auch weniger flexible Kunden. Werden die Netze stärker entlastet, müssen Netzbetreiber weniger durch Maßnahmen wie Redispatch oder Einspeisemanagement eingreifen. Dadurch sinken auch die Netzentgelte von weniger flexiblen Kunden um mehr als ein Sechstel. Gleichzeitig ergibt sich ein indirekter Preiseffekt: Ohne Anreizsystem fragen Netzkunden Netznutzung unabhängig voneinander nach. Es kommt daher zu vorhersehbaren Netzengpässen, wenn alle Netzkunden gleichzeitig Energie benötigen. Durch zeitvariable Netz-tarife berücksichtigen Netzkunden die Netz-situation ohne Komforteinbuße und geben so Kapazitäten in Spitzenzeiten frei. Dadurch senken zeitvariable Netz-tarife den Bedarf des Netzausbaus und die damit verbundenen Kosten für Netzkunden.

Vermeidung von CO₂-Ausstoß

Die Erzeugung von Windstrom verursacht keinen CO₂-Ausstoß – anders als die konventionelle Erzeugung aus Kohle oder Erdgas. Senkt der Netzbetreiber den Netz-tarif in Zeiten hoher Winderzeugung, erhöht er die Energienachfrage, um die angespannte Netz-situation zu entlasten. Gleichzeitig verlagern Kunden dann ihre Nachfrage aus Zeiten mit höherem konventionellem Erzeugungsanteil in Zeiten mit höherem Windstrom. Dadurch bieten zeitvariable Netz-tarife einen Anreiz zur CO₂-Einsparung. Erste Analysen zeigen, dass durch zeitvariable Netz-tarife der CO₂-Ausstoß bei flexiblen Verbrauchern um mindestens ein Drittel gesenkt werden kann

Erhöhung der regionalen Nutzung erneuerbarer Energien

Erwartet der Netzbetreiber, dass in seinem Netzgebiet am kommenden Tag viel EE-Strom erzeugt wird, ist eine günstige Tarifstufe gültig. Flexible Verbraucher in seinem Netzgebiet erhalten so einen Anreiz, ihre Wärmespeicher oder Elektrofahrzeuge zu laden. Dadurch muss der erzeugte Strom nicht in höhere Spannungsebenen transformiert werden. Sind die erwarteten Verbräuche im Netzgebiet nicht ausreichend, können auch Netzbetreiber in Nachbarregionen unterstützen. So kann beispielsweise die in Brandenburg erzeugte Energie in sonnen- oder windstarken Zeiten für Berlin bereitgestellt werden. In diesem Sinne fördern zeitvariable Netztarife auch die erzeugungsnahe Energieverwendung zwischen Nachbarregionen und reduzieren den Stromtransport über weite Distanzen.

Eine Umsetzung ohne direkte Steuerung des Kunden

Die Kombination zeitvariabler Netztarife und Reservierungssysteme ist technisch einfacher umzusetzen als andere Modelle. Denn der Kunde gibt üblicherweise einmalig seine Informationen und Präferenzen ein. Anschließend erfolgt eine vollautomatische Optimierung durch Netzbetreiber, Lieferant und Energiemanagementsystem des Kunden. Daher ist praktisch immer davon auszugehen, dass ein Kunde seine flexiblen Geräte ohne jegliche Komforteinbuße nutzen kann. Die Steuerung der Verbrauchsanlagen verbleibt in der Hoheit des Kunden. Der Netzbetreiber greift nur in wenigen seltenen Notfallsituationen ein.

4.4.5 Gesetzlich-regulatorischer Anpassungsbedarf zur Implementierung der zeitvariablen Netztarife

Zeitvariable Netztarife bilden eine sehr gute präventive Ergänzung zur Systemintegration von Flexibilitäten und sollten deshalb ausdrücklich durch den Gesetzgeber ermöglicht werden. Denkbar erscheint etwa eine entsprechende Ergänzung der Verordnungsermächtigung des § 14 a EnWG.

4.5 Netzentgelte ohne Flexibilitätsabrufe des Netzbetreibers

Die aktuelle Netzentgeltsystematik wirkt einer Synchronisierung von Last und lokaler Einspeisung aus erneuerbaren Energien entgegen, da die Wirkungszusammenhänge der neuen Energiewelt auch für große Verbraucher noch nicht berücksichtigt werden.

Der positive Effekt von Lasten (Lasterhöhung) zur Vermeidung einspeisegetriebener Netzengpässe wird in der aktuellen Netzentgeltsystematik nicht berücksichtigt.

Eine Überschreitung der bisherigen Jahreshöchstlast eines Verbrauchers führt bei diesem zu höheren Netzentgelten, obwohl er mit seiner Flexibilität das Netz entlasten könnte. In der Vergangenheit war dies logisch, da im Verteilnetz vor allem die Jahreshöchstlast auslegungsrelevant war. Nun bedarf es einer Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik, damit eine Zukunftssicherheit gewährleistet ist.

Wir schlagen die Berechnung der Netzentgelte durch den Netzbetreiber ohne Einbezug netzdienlicher Flexibilitätsabrufe vor.

Dynamische, zeitvariable Netztarife können zielgerichtete Anreize für flexibles, netzdienliches Verhalten von Verbrauchern, Einspeisern und Speichern setzen. Sie sind besonders für die Niederspannungsebene geeignet, da dort zukünftig die meiste Flexibilität angeschlossen sein wird. Diese Tarife können in ihrer Wirkung aber auch Engpasssituationen in vorgelagerten Netzebenen positiv beeinflussen. Somit können Engpässe in diesen Ebenen durch entsprechend gesetzter Anreize bereits indirekt und im Vorfeld vermieden oder in der Höhe reduziert werden. Die Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik für integrierte Industriestandorte mit Eigenerzeugung oder industrielle Lasten stellt somit eine Ergänzung zur Weiterentwicklung des Engpassmanagements mit Flexibilität dar (siehe Abbildung 31).

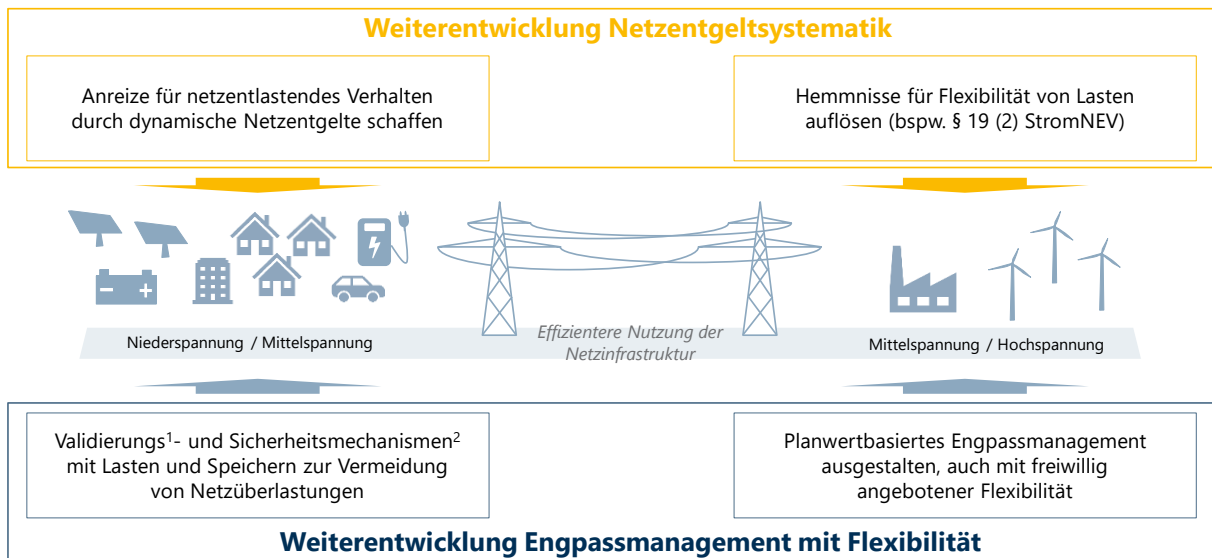


Abbildung 31: Zusammenspiel Netzentgeltsystematik und Engpassmanagement mit Flexibilität

4.5.1 Hintergrund: Hemmnisse in der Netzentgeltsystematik für die Teilnahme am Flexibilitätsmarkt

Der erste Arbeitsschritt des Eckpfeilers „Netzentgeltsystematik“ befasst sich mit der Auflösung flexibilitätshemmender Elemente in der Netzentgeltsystematik in höheren Spannungsebenen. Als Beispiel dafür gilt § 19 Abs. 2 StromNEV, der einen starken Anreiz zur Vermeidung von Lastspitzen entwickelt und damit die netzentlastende Nutzung von Flexibilität aufseiten der Lasten verhindert.

Im Rahmen des Arbeitsschrittes werden zunächst die verschiedenen „Hemmschuhe“ für Flexibilitätsbereitstellung aufseiten der Netzentgeltverordnung zusammengetragen. Für jeden „Hemmschuh“ wird im Rahmen der Arbeitsgruppe ein konkreter Lösungsvorschlag entwickelt, der effektiv eine Flexibilitätsnutzung in Brandenburg ermöglicht.

Die Mechanismen der Netzentgeltsystematik wirken derzeit finanziell meist stärker als der Anreiz eines Erlöspotenzials der Flexibilitätserbringung, obwohl das Netz damit eigentlich entlastet wird. Die sich daraus ergebenden Mehrkosten bei den Netzentgelten, z.B. durch einen höheren Leistungspreis oder durch das Wegfallen des individuellen Netzentgelts gem. § 19 Abs. 2 StromNEV übersteigen oftmals die potenziellen Einnahmen aus der (netzdienlichen) Vermarktung von Flexibilität. Damit wirkt die Netzentgeltsystematik hemmend für eine große Menge an Flexibilitätspotential.

Konkret wurden drei Hemmnisse in der Netzentgeltsystematik identifiziert, die die Teilnahme von Flexibilitätsanbietern am Flexibilitätsmarkt beschränken und verhindern, dass Flexibilitätspotenziale aus betriebswirtschaftlichen Gründen erschlossen werden (siehe Abbildung 32).

Flexibilitätsanbieter

- Industriestandorte mit Eigenerzeugung
- Industrielle Lasten



Schranke: Netzentgeltsystematik

Mechanismen der Netzentgeltsystematik wirken finanziell stärker als der Anreiz eines Erlöspotenzial durch Flexibilitätserbringung, obwohl Netz eigentlich entlastet wird.



Flexibilitätsmarktkonzept

- Der Wert der Flexibilität wird transparent
- Flexibilität kann für netzdienliche Zwecke angeboten werden
- Preise fördern neue Investitionen in Flexibilität
- Netzbetreiber hat die Möglichkeit eines maßgeschneiderten Flexibilitätseinkaufs



Ansatz im Masterplan Flexibilität zur Beseitigung der Schranke:

„Die vom Netzbetreiber am Flexibilitätsmarkt abgerufenen Leistungen eines Stromverbrauchers sind nicht relevant für die Festlegung der Netzentgelte“.

Abbildung 32: Netzentgeltsystematik als Schranke zum Flexibilitätsmarktkonzept

Das erste Hemmnis bildet die Bestimmung der Jahreshöchstlast bei der Festlegung der Netzentgelte für leistungsgemessene Kunden. Gem. § 17 Abs. 2 StromNEV setzt sich das Netzentgelt für eine Entnahmestelle aus einem Jahresleistungsentgelt und einem Arbeitsentgelt zusammen.

Das Jahresleistungsentgelt ist als Produkt aus dem jeweiligen Jahresleistungspreis und der Jahreshöchstleistung der jeweiligen Entnahme im Abrechnungsjahr definiert. Die Jahreshöchstleistung ist damit unabhängig davon, ob die Last das Netz belastet oder entlastet. Eine Erhöhung der Jahreshöchstlast auf Grund netzdienlicher Flexibilität ist entsprechend mit hohen Kosten für den Flexibilitätsanbieter verbunden.

Ein zweites Hemmnis ist in § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV zu verordnen. Darin ist festgelegt, dass denjenigen Netznutzern, deren Höchstlastbeitrag vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Netzentnahmen in der jeweiligen Netz-/Spannungsebene abweicht, ein reduziertes Netzentgelt angeboten werden muss. Diese Hochlastzeitfenster werden von jedem Netzbetreiber und für jede Netz- oder Umspannebene jeweils für ein Jahr im Voraus festgelegt. Durch die zunehmende Durchdringung von EE-Anlagen in Verteilnetzen können für das Netz relevante Zeiträume nicht mit einem Jahr Vorlaufzeit prognostiziert werden. Zudem besteht bisher keine Möglichkeit für die Netzbetreiber die Hochlastzeitfenster an die tatsächliche Netzsituation anzupassen. Die Hochlastzeitfenster sind durch den atypischen Netznutzer einzuhalten, unabhängig davon, ob tatsächlich eine Hochlastsituation für das Netz besteht. Dies bedeutet, dass während dieses Zeitraums keine Flexibilität angeboten wird, um weiterhin von dem reduzierten Netzentgelten zu profitieren. Die starren Hochlastzeitfenster hindern somit direkt den netzdienlichen Flexibilitätseinsatz.

Das dritte identifizierte Hemmnis ist die Berechnung des individuellen Netzentgelts für Unternehmen mit einem kontinuierlichen und signifikant hohen Strombezug gem. § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV. Diesen Unternehmen ist ein individuelles Netzentgelt anzubieten, wenn die erforderliche Mindestbenutzungsstundenanzahl von 7.000 h/a bei einer Stromabnahme von mindestens 10 GWh/a erreicht wird. Die Zahl der Benutzungsstunden ergibt sich aus der Gesamtarbeit, gemessen innerhalb eines Kalenderjahres, dividiert durch die Höchstlast innerhalb dieser Zeitspanne. Die Erbringung von Flexibilität birgt das hohe Risiko, dass die gemessene Jahreshöchstlast einen Wert erreicht, durch den die Voraussetzung der Mindestbenutzungsstundenanzahl nicht mehr erfüllt wird und folglich den Nutzern der Regelung zusätzliche Kosten entstehen.

4.5.2 Ansätze zur Auflösung flexibilitätshemmender Elemente

Innerhalb der Arbeitsgruppe wurde ein Vorschlag erarbeitet, um Netzentgeltssystematik minimalinvasiv zu verändern und damit die Teilnahme am Flexibilitätsmarkt zu ermöglichen. Dazu ist die Auflösung der oben genannten Hemmnisse erforderlich. Daher wird gefordert, dass **die vom Netzbetreiber am Flexibilitätsmarkt abgerufenen Leistungen eines Stromverbrauchers nicht relevant für die Festlegung der Netzentgelte sind.**

Die Umsetzung der Forderung ist technisch möglich, da der Netzbetreiber sowohl die netzentgeltrelevanten Leistungen und Benutzungsstunden berechnet sowie auch die netzdienliche Leistung abrufen. Damit sind dem Netzbetreiber alle notwendigen Daten zur Festlegung der Netzentgelte bekannt. Die praktische Auflösung kann für jedes der drei Hemmnisse durch die technische Umsetzung beschrieben werden.

Der Leistungspreis der Netzentgelte wird ohne Einbezug, der vom Netzbetreiber am Flexibilitätsmarkt abgerufenen Leistung berechnet. Die gemessene Jahreshöchstlast wird jeweils um die vom Flexibilitätsmarkt abgerufene Leistung reduziert. Für die Bestimmung des Leistungspreises wird die Jahreshöchstlast aus der um die Flexibilitätserbringung bereinigte Lastkurve ermittelt. Damit können zusätzliche Kosten durch das Erbringen der netzdienlichen Flexibilität verhindert werden.

Umsetzungsvorschlag bezüglich der Vorgaben aus § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV ist die Dynamisierung von Hochlastzeitfenstern. Dies hat zum Ziel, dass Hochlastzeitfenster zusätzliche Verbrauchlast, die das Netz entlastet, nicht verhindern. Statt wie bisher die Hochlastzeitfenster für ein Jahr im Voraus festzulegen, werden Hochlastzeitfenster analog zu zeitvariablen Netztarifen mit einem zeitlichen Vorlauf vorgegeben. In der technischen Umsetzung kann eine Veröffentlichung von festen Hochlastzeitfenstern oder eine kurzfristige Bekanntmachung der Streichung einzelner Fenster für Tag t bis $t-72$ h erfolgen. Für die Festlegung oder Auflösung von Hochzeitlastfenstern sind Netzengpassprognosen notwendig, die durch die spätere Bekanntmachungsfrist möglich werden. In beiden Varianten ist zudem eine kurzfristige Veröffentlichung seitens Netzbetreiber notwendig. Diese könnte auf der Homepage des Netzbetreibers und ggfls. durch eine direkte Information an die relevanten Verbraucher geschehen. Die Frist der Bekanntmachung liegt zeitlich vor den Prozessen am Flexibilitätsmarkt und ermöglicht somit die Bereitstellung von Flexibilität in Zeiträumen einspeisebedingter Engpässe.

Der Umsetzungsvorschlag bezüglich der Vorgaben aus § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV ist analog zum Umsetzungsvorschlag für die Berechnung des Leistungspreises. Um die Teilnahme am Flexibilitätsmarkt nicht durch betriebswirtschaftliche Gründe zu beschränken, werden netzdienliche Leistungen nicht in die Berechnung der Benutzungsstunden einbezogen. Für die technische Umsetzung gleicht der Netzbetreiber die Flexibilitätsabrufe mit den Jahreshöchstlasten der Verbraucher ab und identifiziert die erste Last „ohne Redispatchabruf“, um diese in der Berechnung der Benutzungsstunden zu wählen. Herausforderung dieses Vorschlags ist die eindeutige Zuordnung von „Flexibilität“ und netzentgeltzahlendem Stromverbraucher, dies könnte bspw. über die Marktlokation ablaufen. Die Verantwortung darüber, dass der Abgleich von Flexibilitätsanbieters und Stromverbrauchern möglich ist, muss in diesem Fall beim Anbieter liegen. Bei Flexibilitätsabrufen ist die vom Netzbetreiber ermittelte Jahreshöchstlast geringer, dadurch wird auch die Benutzungsstundenzahl höher. Stromintensive Verbraucher mit kontinuierlicher Abnahme können damit ein reduziertes Netzentgelt erhalten, wenn abweichendes Verhalten netzdienlich ist.

4.5.3 Vorteilhaftigkeit für Brandenburg

Die Forderung und technischen Umsetzungsvorschläge für die Netzentgeltssystematik bringen innerhalb des Masterplans Flexibilität erhebliche Vorteile für das Bundesland Brandenburg.

Auf Netzbetreiberseite führen die minimalinvasiven Anpassungen der Netzentgeltkalkulation zu einer Vielzahl an Flexibilitätspotential, für das ein Angebot von Flexibilität auf dem Flexibilitätsmarkt wirtschaftlich wird. Durch das so entstehende höhere Flexibilitätsangebot stehen dem

Netzbetreiber eine höhere Anzahl an Möglichkeiten zur Optimierung des Netzes zur Verfügung. Durch den Flexibilitätsabruf können Engpässe verhindert und teurere Engpassmanagementmaßnahmen wie Redispatch oder das Einspeisemanagement vermieden werden. Infolge der optimierten Netznutzung kann der notwendige Netzausbau reduziert werden. In Zeiten mit hoher EE-Einspeisung kann die Energie durch die Flexibilitäten genutzt, der EE-Anteil am Stromverbrauch erhöht und damit CO₂-Ausstoß reduziert werden. Insgesamt können die Netzbetriebskosten sinken.

Kundenseitig hat die Anpassung keine Auswirkungen auf die Allokation der Kosten auf Netznutzergruppen (auch: Kostenwälzung), da die Grundlage für Kostenallokation nicht geändert wird. Zudem entstehen durch die Flexibilitätsabrufe keine Mehrkosten, viel mehr werden teurere Maßnahmen substituiert. Zusätzlich sind für industrielle Verbrauch die Sondertatbestände nicht gefährdet. Durch den Wegfall der starren Netzentgeltsystematik wird der Zugang zum Flexibilitätsmarkt geöffnet und eine Teilnahme ermöglicht.

Die Vorteilhaftigkeit der Lösungsansätze kann anhand einzelner Fallbeispiele (bspw. Chemiestandort Schwarzheide) verifiziert werden.

4.5.4 Gesetzlich-regulatorischer Anpassungsbedarf zur Implementierung der veränderten Netzentgeltsystematik

Gesetzlich bzw. durch den Ordnungsgeber ist klarzustellen, dass Flexibilitätsabrufe des Netzbetreibers, die im Zuge marktbezogener Maßnahmen des Engpassmanagements erfolgen, bei der Ermittlung der allgemeinen Netzentgelte (§ 17 StromNEV) sowie beim Angebot individueller Netzentgelte (§ 19 Abs. 2 StromNEV) außer Betracht bleiben.

4.6 Erlass der EEG-Umlage und Stromsteuer bei Flexibilitätsabrufen

Wir schlagen vor, die EEG-Umlage und die Stromsteuer unabhängig von sonstigen Regelungen bei Flexibilitätsabrufen des Netzbetreibers zu erlassen.

4.6.1 Hintergrund: Hemmnisse für Flexibilitätsnutzung im Bereich von Steuern und Umlagen

Speicher und Sektorenkopplung wie Power-to-Gas sind langfristig ein wichtiges Element in der Energiewende. Insbesondere in Brandenburg ergeben sich besonders hohe Potenziale aufgrund der hohen Einspeisung, die den Verbrauch in vielen Stunden des Jahres übersteigt.

Das Umlagen- und Steuersystem hemmt jedoch die Flexibilitätsnutzung von Speichern und Sektorenkopplung. Strom wird derzeit durch Steuern, Umlagen und Entgelte mit 18,7 Cent je Kilowattstunde (ct/kWh) belastet, Benzin mit 7,3 ct/kWh, Diesel mit 4,7 ct/kWh, Erdgas mit 2,2 ct/kWh und Heizöl mit nur 0,6 ct/kWh. Ein ähnliches Bild ergibt sich, wenn man die impliziten CO₂-Belastungen der Energieträger vergleicht: Der Stromverbrauch hat mit 185 Euro je Tonne CO₂ die mit Abstand höchste implizite CO₂-Belastung. Das derzeitige System der Steuern, Entgelte, Abgaben und Umlagen auf Energie verhindert eine kosteneffiziente Energiewende. Die sachlich inkonsistente Systematik verzerrt Kraftwerkseinsatz, Flexibilität und Nachfrage und verursacht Ausweichreaktionen. Zudem behindert sie Lastmanagement, Elektromobilität, Power-to-X-Technologien und eine effiziente Gebäudesanierung¹⁴.

Treten im Zuge der Energiewende die Energieträger über die Sektorengrenzen hinweg gegeneinander in den Wettbewerb, gibt es kein Level Playing Field. Der Stromverbrauch wird

momentan sowohl bezogen auf den Energiegehalt als auch bezogen auf den CO₂-Ausstoß durch die staatlich veranlassten Strompreisbestandteile gegenüber den anderen Energieträgern deutlich überproportional belastet.

Im Rahmen der Arbeiten in dieser Arbeitsgruppe wurden Ansätze zur Auflösung der Flexibilitätshemmenden Elemente der Steuern- und Umlagensystematik als weiteres ergänzendes Element des Brandenburger Flexibilitätsmodells gesammelt und bewertet.

Bei der Analyse der Flexibilitätshemmnisse wurde eine Differenzierung nach der jeweiligen Flexibilitätsoption nötig. Dies spiegelt die Vielzahl an Regelungen und Ausnahmetatbeständen wider, die im Bereich von Steuern, Abgaben und Umlagen bestehen.

Eine Spiegelung des gegenwärtigen Ordnungsrahmens mit den Experten innerhalb der Arbeitsgruppe ergab abhängig von der jeweiligen Flexibilitätsoption folgende Flexibilitätshemmnisse gem. Abbildung 33.

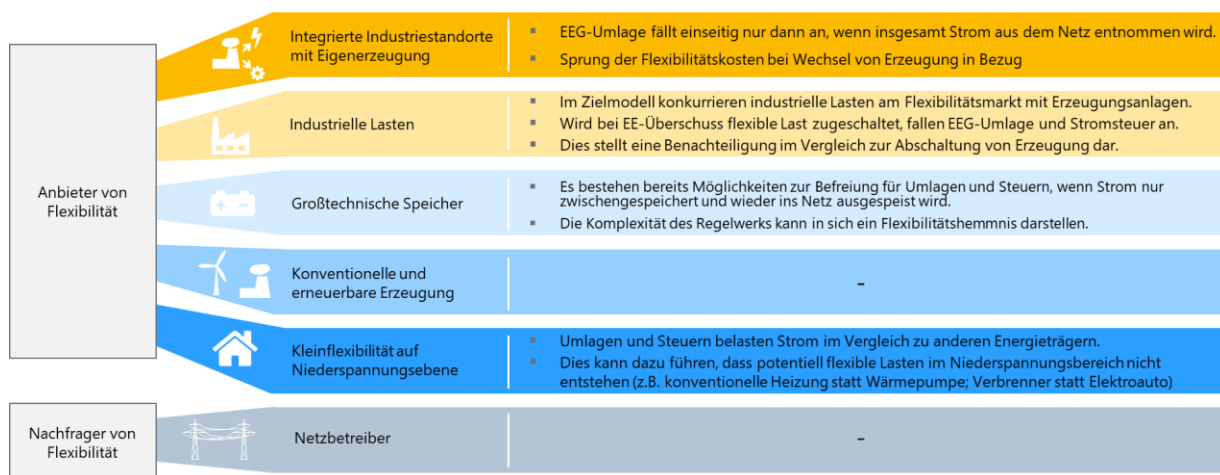


Abbildung 33: Identifizierte Flexibilitätshemmnisse im Bereich Steuern / Abgaben / Umlagen

4.6.2 Ermittlung konkreter Lösungsansätze zum Abbau von Flexibilitätshemmnissen in der Steuern- und Umlagenstruktur

Für die gesammelten Herausforderungen wurden in der Arbeitsgruppe konkrete Lösungsansätze gesammelt, die die Rahmenbedingungen in Brandenburg so weiterentwickeln, dass eine Nutzung des gesamten Flexibilitätspotenzials möglich ist.

Im Unterschied zu den Netzentgelten besteht bei Steuern und Abgaben kein direkter Zusammenhang mit dem netzdienlichen Einsatz von Flexibilität. Der Einsatz netzdienlicher Flexibilität sollte aber nicht von Steuern und Umlagen ausgebremst werden.

Zu möglichen grundsätzlichen Reformen der Stromsteuer und der EEG-Umlage finden fortlaufenden Diskussionen statt.¹⁵ Es stellen sich im Rahmen dieser Diskussionen häufig grundsätzliche Verteilungsfragen, wie die Energiewende finanziert und wie sehr der Energieträger Strom bei Nutzung in verschiedenen Bereichen (Haushalte allgemein; Betrieb von Wärmepumpen, E-PKW usw. durch Haushalte; Gewerbe; Industrie allgemein; energieintensive Industrie) belastet werden sollte. Im Rahmen des Brandenburger Flexibilitätsmodells werden diese Grundsatzdiskussionen nicht geführt. Stattdessen werden konkrete Lösungsansätze formuliert, die die oben beschriebenen Flexibilitätshemmnisse überwinden.

¹⁵ Siehe z.B. die Studie „Neue Preismodelle für Energie“ (2017) von E-Bridge, dem ZWE und der TU Clausthal im Auftrag der Agora Energiewende.

Gefundene Instrumente zur grundsätzlichen Reformation von Stromsteuer und EEG-Umlage	
Art der Instrumente	Ausgestaltungsvariante
Kostentragung durch den Bundeshaushalt	<ul style="list-style-type: none"> Finanzierung EEG-Umlage durch Bundeshaushalt Finanzierung der industriepolitischen Ausnahmetatbestände durch Bundeshaushalt
CO ₂ -orientierte Energiebeziehung	<ul style="list-style-type: none"> Stromsteuer wird nach CO₂-Gehalt ausgerichtet. Dabei Anrechnung der durchschnittlichen CO₂-Preise im ETS. Energiesteuer im NON-ETS-Sektoren (Wärme und Verkehr) werden nach CO₂-Gehalt ausgerichtet.
Umlagen auch in den Wärme- und Verkehrssektoren	<ul style="list-style-type: none"> Wegfall EEG-Umlage auf Stromverbrauch in diversen Sektoren und Einführung von Umlagen in Wärme- und Verkehrssektor Einführung einheitlicher Umlage über alle Sektoren auf Energieträger nach z.B. CO₂-Gehalt
Dynamisierung oder Pauschalisierung der EEG-Umlage	<ul style="list-style-type: none"> Kopplung der EEG-Umlagen an die Höhe des Großhandelspreises oder an die Netzentgelte Pauschalisierung der EEG-Umlage

Alternative Instrumente innerhalb des bestehenden Rechtsrahmens zur Überwindung der Flexibilitätshemmnisse	
Art der Instrumente	Ausgestaltungsvariante
Schaffung von Ausnahmeregelungen für netzdienliche Flexibilität	<ul style="list-style-type: none"> Befreiung von EEG-Umlage und Stromsteuer bei Strombezug für netzdienliches Verhalten (analog SINTEG-V)

Abbildung 34: Mögliche Lösungsansätze im Bereich der Stromsteuer und der EEG-Umlage

Wie aus Abbildung 34 zu erkennen ist, wurde von der Arbeitsgruppe ‚Steuern, Abgaben und Umlagen‘ das Instrument der Befreiung von der EEG-Umlage und von der Stromsteuer bei Strombezug für netzdienliches Verhalten als geeignetes, gleichzeitig aber auch als einziges Instrument identifiziert, um Flexibilitätshemmnisse innerhalb des bestehenden Rechtsrahmens aufzulösen. Es gibt hierfür im Rahmen der SINTEG-Verordnung bereits eine Blaupause. Dort heißt es in §8:

Ein Teilnehmer, der einen Stromspeicher oder eine Anlage zur Umwandlung von elektrischer Energie in einen anderen Energieträger betreibt, ist auch im Rahmen der Projektstätigkeit verpflichtet, Netzentgelte und Umlagen nach Maßgabe der bestehenden Gesetze und Verordnungen zu entrichten. Die Erstattung von wirtschaftlichen Nachteilen im Sinne von § 6 Absatz 1 erfolgt für folgende Preisbestandteile, die aufgrund einer Projektstätigkeit in den in § 6 Absatz 2 genannten Zeiträumen entstehen:

1. (...)
2. **60 Prozent der nach den §§ 60 und 61 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes gezahlten EEG-Umlage.**

Die Regelungen referenzieren auf § 6 SINTEG-V, in welchem die Zeiträume geregelt sind, für die die Reduktion der EEG-Umlage gilt:

(2) Wirtschaftliche Nachteile (...) sind nur solche Nachteile, die in Zeiträumen entstehen, in denen

1. *der Netzbetreiber Maßnahmen zur Vermeidung eines Netzengpasses oder einer sonstigen Gefahr für die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems nach § 13 Absatz 1 und § 14 Absatz 1 Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes oder § 14 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes ergreifen muss oder (...).*

Durch die Verbindung von § 6 (2) 1 und § 8 der SINTEG-V ist also bereits genau der Zusammenhang zwischen einer Ermäßigung der EEG-Umlage und der Existenz von Netzengpässen festgelegt. Um ein vollständiges Level-Playing-Field zu erhalten, muss eine entsprechende Regelung auf 100% der EEG-Umlage und 100% der Stromsteuer ausgeweitet und auf sämtliche Anlagen bezogen werden, die im Rahmen eines Flexibilitätsmarkts durch den Netzbetreiber netzdienlich eingesetzt werden.

4.6.3 Vorteilhaftigkeit für Brandenburg

- ✓ Die Befreiung von der EEG-Umlage und der Stromsteuer zumindest bei netzdienlichem Einsatz von Flexibilität ist ein Baustein für ein ‚level playing field‘ zwischen Erzeugungs- und Verbrauchsseite.
- ✓ Hierdurch kann sichergestellt werden, dass die günstigste Flexibilitätsoption zur Beseitigung von Netzengpässen gewählt wird.
- ✓ Dies führt zu verringerten Kosten für Netzengpassmanagement, wovon alle Brandenburger profitieren.
- ✓ Gleichzeitig ergibt sich für marktbasierete Flexibilität ein zusätzliches Geschäftsmodell.

4.6.4 Gesetzlich-regulatorischer Anpassungsbedarf

Flexibilitätsabrufe des Netzbetreibers, die im Zuge marktbezogener Maßnahmen des Engpassmanagements erfolgen, sind gesetzlich von Stromsteuer und EEG-Umlage zu befreien.

4.7 Vereinheitlichung der Konzessionsabgabe für abgerufene Flexibilität

4.7.1 Hintergrund: Hemmnisse für Flexibilitätsnutzung durch die Konzessionsabgabe

Die Konzessionsabgabe deckt die Kosten für Wegenutzung in den jeweiligen Kommunen ab. Je nach Gemeindegröße beträgt sie maximal 1,32 bis 2,39 ct/kWh. Je größer die Gemeinde ist, desto höher ist in der Regel die Konzessionsabgabe. Zusätzlich bestehen Sonderregelungen für Strom im Schwachlasttarif (maximal 0,61 ct/kWh) und für sogenannte Sondervertragskunden (maximal 0,11 ct/kWh). Details sind in der Konzessionsabgabenverordnung (KAV) § 2 geregelt. Analog zu EEG-Umlage und Stromsteuer wird die Konzessionsabgabe ausschließlich bei Verbrauchern erhoben. Dies kann verbrauchsseitige Flexibilität an einem Flexibilitätsmarkt verteuern und die Nutzung der Flexibilität verhindern.

4.7.2 Ermittlung konkreter Lösungsansätze zum Abbau von Flexibilitätshemmnissen in der Struktur der Konzessionsabgabe

Damit der Wettbewerb nicht verzerrt wird, darf netzdienlicher Flexibilitätseinsatz nicht mit der Konzessionsabgabe belastet werden. Dies ist möglich, ohne die Konzessionsabgabe einer grundsätzlichen Reform unterziehen zu müssen, indem Kunden, deren Flexibilität via Flexibilitätsmarkt aktiviert wird, hierfür nur den ermäßigten Satz für Sondervertragskunden zu entrichten haben.

4.7.3 Vorteilhaftigkeit für Brandenburg

- ✓ Analog zur EEG-Umlage und der Stromsteuer ist die Abschaffung der Konzessionsabgabe¹⁶ für netzdienliche Flexibilität nötig, um ein ‚level playing field‘ herzustellen.
- ✓ Da der Masterplan vorsieht, die Konzessionsabgabe für abgerufene marktbasierete Flexibilität im planwertbasierten Engpassmanagement generell auf das niedrige Niveau für Sonderkunden abzusenken, wird dieses Ziel weitgehend erreicht.
- ✓ Gleichzeitig werden die Kommunen nur unwesentlich finanziell belastet, da die verringerte Konzessionsabgabe nur für diejenigen Energiemengen zum Einsatz kommen soll, die

¹⁶ Auch die vollständige Befreiung von der Konzessionsabgabe bei Aktivierung via Flexibilitätsmarkt ist denkbar. Hier wird zur besseren Vereinheitlichung eine Angleichung auf den Satz für Sondervertragskunden vorgeschlagen, der mit einem Niveau von 0,11 ct/kWh bereits sehr niedrig liegt. Dies ist der Satz, den Großverbraucher, die typischerweise am Flexibilitätsmarkt teilnehmen, ohnehin bereits heute zahlen.

tatsächlich dem Engpassmanagement dienen. Dies ist jeweils nur ein kleiner Anteil der insgesamt verbrauchten Energie.

- ✓ Es wird hierdurch sichergestellt, dass auch kleinteilige Flexibilitätsoptionen keine Nachteile bei einer Teilnahme am Flexibilitätsmarkt haben. Neben einer Verbreiterung des Angebots stärkt dies die politische Akzeptanz des Flexibilitätsmarkts.

4.7.4 Gesetzlich-regulatorischer Anpassungsbedarf

Der Gesetz- und Verordnungsgeber sollte definieren, dass die Konzessionsabgabe für im Rahmen des planwertbasierten Engpassmanagements freiwillig abgerufene Flexibilität nach dem Satz für Sondervertragskunden im Sinne des § 1 Abs. 4 KAV abgerechnet wird, um so die Umlagebelastung netzdienlicher Flexibilität auf maximal 0,11 ct/ kWh zu begrenzen.

Im Falle einer umfangreichen Reform der KAV ist dieser Aspekt ebenfalls einzubeziehen.

4.8 Zusammenfassung

Die Wirkung bei gesamthafter Umsetzung der sieben Vorschläge wird mit Blick auf die Wechselwirkung der vier Eckpfeiler des Brandenburger Flexibilitätsmodells deutlich. Im Ergebnis können neue Flexibilitätsoptionen marktseitig erschlossen und volkswirtschaftlicher Nutzen für die Brandenburgerinnen und Brandenburger generiert werden. Die Wirkung der einzelnen Maßnahmen ist in Abbildung 35 zusammengefasst.

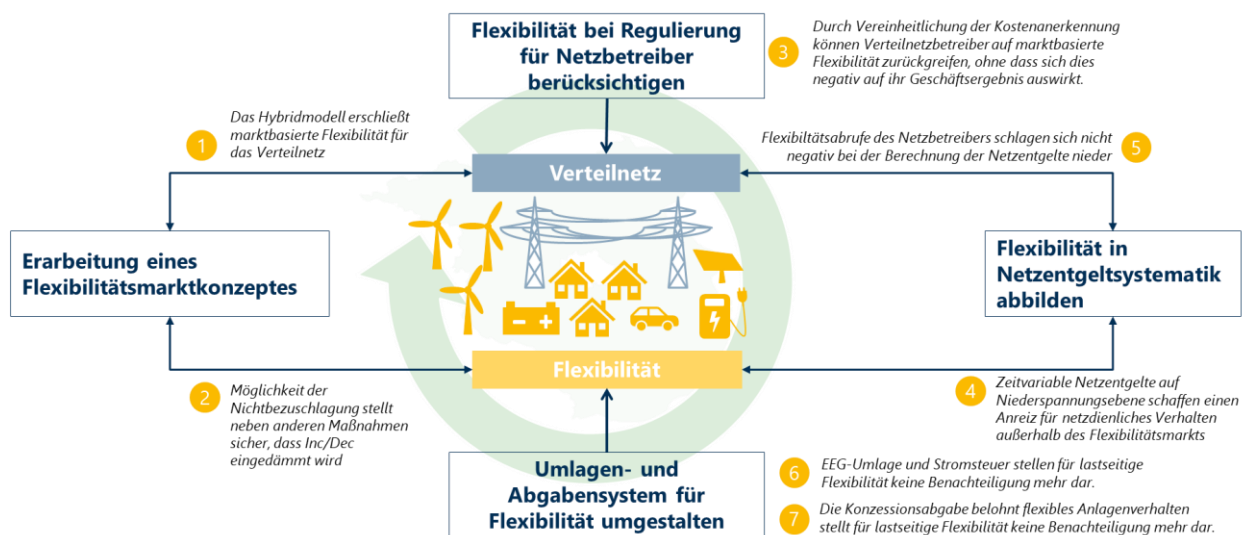


Abbildung 35: Wirkung der vorgeschlagenen Maßnahmen auf das Zusammenspiel zwischen Verteilnetz und Flexibilität innerhalb des Brandenburger Modells

5 Illustration des Nutzens anhand von Fallbeispielen

Um den Nutzen einer Umsetzung greifbarer zu machen, wurden im Konsortium Fallbeispiele ausgewählt, anhand derer eine Abschätzung des Gesamtnutzens des Brandenburger Flexibilitätsmodells für die Brandenburgerinnen und Brandenburger durchgeführt werden konnte.

Die Betrachtung der Fallbeispiele liefert eine quantitative Einschätzung der Vorteilhaftigkeit bei Einführung des Brandenburger Flexibilitätsmodells:

- Inwieweit wird die lokale Nutzung von EE-Strom erhöht?
- Inwieweit wird die Ausnutzung der vorhandenen Netzinfrastruktur verbessert?
- Wie groß ist das Potential durch neue Geschäftsmodelle, die durch das Brandenburger Flexibilitätsmodell ermöglicht werden?

Folgende Fallbeispiele wurden hierfür ausgewählt:

- Der Chemiestandort Schwarzheide als Vertreter der Großindustrie mit integriertem Stoffverbund und Eigenerzeugung von Elektrizität via KWK
- Der Batteriespeicher Feldheim als Vertreter innovativer Speichertechnologien
- Eine Power-to-Steam-Anlage als Beispiel für die Sektorenkopplung innerhalb der energieintensiven Industrie in Brandenburg
- Die Biogasanlage am Standort Oegeln als Vertreter der flexibilisierbaren Stromerzeugung aus Biomasse

Eine Übersicht ist Abbildung 36 zu entnehmen.

Die Vorteilhaftigkeit wurde unter Nutzung der verfügbaren Datenlage für die aktuelle Situation in Brandenburg abgeschätzt. Zudem wurde ein Ausblick auf das Jahr 2030 vorgenommen, wobei dort Annahmen zur künftigen Verfügbarkeit der betrachteten Flexibilitätsoptionen eingeflossen sind.

Unter den getroffenen Annahmen ermöglicht die Verwendung der beschriebenen Flexibilitätsoptionen im Flexibilitätsmarkt aktuell in Brandenburg die zusätzliche Aufnahme von EE-Strom in Höhe von fast 80 GWh pro Jahr. Dies entspricht einem Anteil von über 20% des momentan abgeregelten EE-Volumens. Perspektivisch erhöht sich das Gesamtpotential auf über 200 GWh pro Jahr. Bei gleichzeitig angenommener Erhöhung des Abschaltvolumens im Referenzfall auf 720 GWh pro Jahr entspricht dies einem Anteil von fast 30% an EE-Strom, der bei Nutzung des Flexibilitätsmarkts nicht abgeregelt werden muss.

Da der in Brandenburg abgeregelte EE-Strom durch Graustrom ersetzt werden muss, resultiert die vermiedene Abregelung auch in einer CO₂-Einsparung. Das aktuelle Potential hierzu liegt unter den getroffenen Annahmen bei ca. 35.000 - 40.000 t CO₂-Einsparung pro Jahr. Es steigt bis zum Jahr 2030 auf ca. 60.000 t an.

Die Nutzung der beschriebenen Flexibilitätspotentiale resultiert zudem in einer Kostenersparnis für Engpassmanagement. Dieser beträgt für Brandenburg aktuell ca. 7 Mio. €/ Jahr und steigt bis 2030 auf über 13 Mio. €/ Jahr an, wiederum unter den getroffenen Annahmen. Der gesamte volkswirtschaftliche Nutzen erhöht sich um die privatwirtschaftlichen Gewinne durch die in den Geboten enthaltenen Gewinnmargen.

Der Beitrag weiterer Flexibilitätsoptionen, sowie die positive Auswirkung durch anreizbasierte Lastverschiebung auf der Niederspannungsebene schaffen Potential zur weiteren Vermeidung der Abregelung von EE-Strom, zur weiteren Einsparung von CO₂ und zur Erhöhung des gesamten volkswirtschaftlichen Nutzens. Sollten Marktakteure in der Nutzung weiterer Flexibilitätspotentiale Gewinnchancen erkennen, kann sich hieraus eine Eigendynamik zur Entwicklung zahlreicher weiterer Geschäftsmodelle entwickeln, die momentan noch nicht abschätzbar sind.

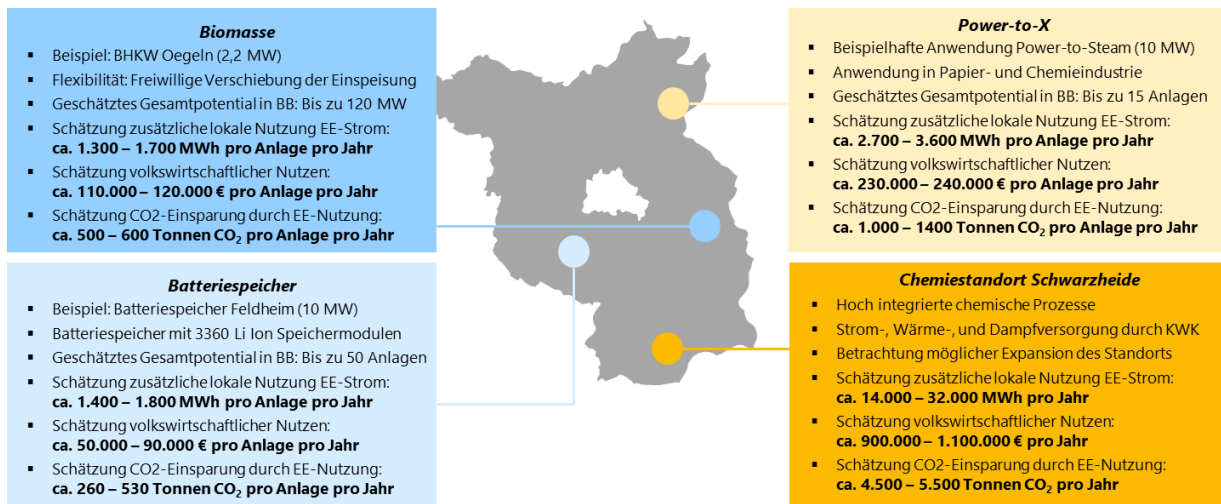


Abbildung 36: Betrachtete Fallbeispiele und Nutzen des Brandenburger Flexibilitätsmodells unter den getroffenen Annahmen

Die gewählten Fallbeispiele decken sowohl angesichts ihres Gesamtumfangs als auch angesichts der momentan allgemein vorherrschenden Trends im Bereich der lastseitigen Flexibilisierung einen Großteil der gesamten Diskussion zu Flexibilität im Stromnetz ab.

5.1 Logik zur Quantifizierung des Gesamtnutzens des Brandenburger Flexibilitätsmodells

Zentral bei der Beantwortung der Frage nach dem Vorteil des Nutzens anstelle des Abregelns von Erneuerbarer Energie sind die Dimensionen der Wirtschaftlichkeit und der Emissionsminderung. Von entscheidender Bedeutung ist eine korrekte Abgrenzung zwischen betrachtetem Engpass und dem Gesamtsystem.

Für das Brandenburger Flexibilitätsmodell betrachten wir zur Gewährleistung maximaler Transparenz den individuellen Umgang mit spezifischen Engpass-Situationen, wobei jeweils die folgenden Fragen beantwortet werden:

- Welche Kosten resultieren aus der Abschaltung von Erneuerbaren Energien bedingt durch Netzengpässe (Status quo bzw. geplantes Vorgehen im Rahmen von Redispatch 2.0)?
- Welche Kosten entstehen alternativ, wenn das Brandenburger Flexibilitätsmodell umgesetzt ist und damit zusätzlich marktbasierete Flexibilität zur Verfügung steht?
- Analog hierzu: Welche CO₂-Emissionen resultieren aus der Abschaltung von Erneuerbaren Energien gemäß dem Status quo bzw. dem Redispatch-2.0-Zielprozess, und welche CO₂-Emissionen sind im konkreten Szenario bei Umsetzung des Brandenburger Flexibilitätsmodells zu erwarten?

Da das Brandenburger Flexibilitätsmodell im Rahmen des Hybridmodells die kostenbasierte Abregelung Erneuerbarer Energien berücksichtigt („Status quo“ bzw. Zielprozess im Rahmen von Redispatch 2.0), kann durch die Beantwortung dieser Fragen die Vorteilhaftigkeit des Brandenburger Flexibilitätsmodells beziffert werden. Dieses Vorgehen ist illustrativ in Abbildung 37 dargestellt.

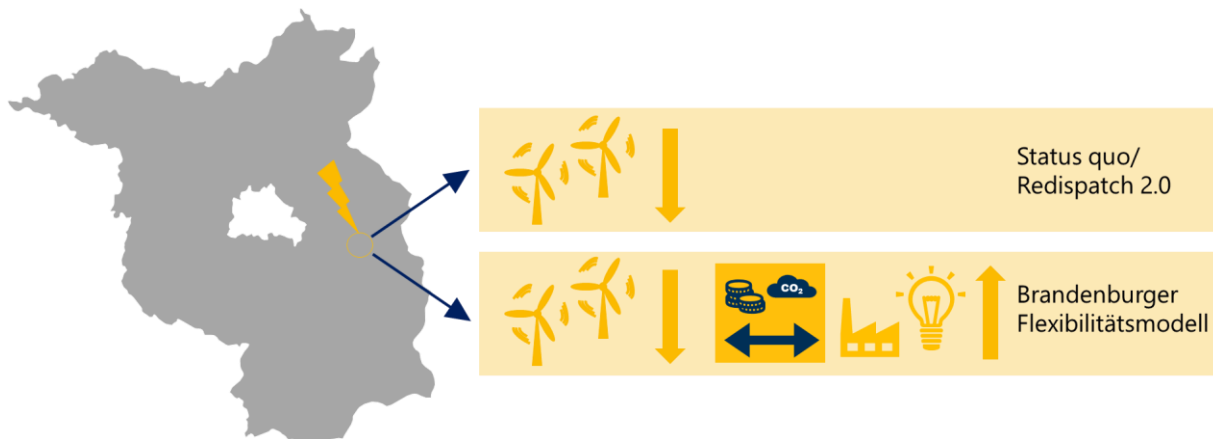


Abbildung 37: Vergleichsbasis Abregelung Erneuerbarer gegenüber Aktivierung marktbasierter Flexibilität

Im Rahmen von Redispatch 2.0 ist der Netzbetreiber verpflichtet, zur Wahrung der Systembilanz am Markt jene Energiemengen zu beschaffen, die bedingt durch die Abschaltung im Rahmen von Engpassmanagement nicht mehr lokal erzeugt werden können. Analog hierzu ist bei der Nutzung marktbasierter Flexibilität z.B. im Rahmen von Lasterhöhung oder Lastverschiebung die Beschaffung von Strom am Großhandelsmarkt zum Zeitpunkt des Engpasses erforderlich. Wird also im Rahmen des Brandenburger Flexibilitätsmodells Flexibilität zur Beseitigung eines Engpasses aktiviert – unabhängig davon, ob dies auf der Last- oder der Erzeugungsseite stattfindet – muss die entsprechende Energiemenge am Großhandelsmarkt eingekauft werden.

Für die Beurteilung der Vorteilhaftigkeit des Brandenburger Flexibilitätsmodells bedeutet dies, dass die absolute Höhe des Marktpreises nicht generell berücksichtigt werden muss, da der Marktpreis in jeweils gleicher Höhe in die Bewertung einfließt.

Einfließen muss der Marktpreis nur insoweit, als er die Kostenbasis und insofern das Bietverhalten marktbasierter Flexibilität beeinflussen kann. Eine ausführliche Diskussion hierzu findet im Rahmen der jeweiligen Fallbeispiele statt. Zu beachten ist, dass im Rahmen der Fallbeispiele angenommen wird, dass die Marktteilnehmer am Flexibilitätsmarkt die nötigen Energiemengen selbst beschaffen. Der Netzbetreiber erwirbt am Flexibilitätsmarkt also ausschließlich die Dienstleistung der Änderung des Arbeitspunkts einer flexiblen Anlage und ist für die hierbei nötigen Börsenprozesse nicht zuständig. Wie bereits in Kapitel 4.1 ausgeführt wurde, sind auch andere Ausgestaltungsvarianten denkbar, die aber lediglich prozessuale Auswirkungen und insbesondere keine Auswirkungen auf die Ermittlung des Gesamtnutzens haben.

Betrachtet man die Kostenstruktur bei der Abschaltung Erneuerbarer Energien, welche nach dem EEG gefördert werden, fallen beim Netzbetreiber unabhängig von der Beschaffung der Ausgleichsmengen über den Markt Kosten in Höhe der EEG-Vergütung je abgeregelter MWh an,¹⁷ da diese dem Betreiber als Entschädigung zusteht. Hierbei fällt für den Anlagenbetreiber kein Gewinn an, da dieser die EEG-Vergütung zur Deckung der Investitionskosten seiner EE-Anlage benötigt. Der volkswirtschaftliche Wert des EE-Stroms entspricht also der EEG-Vergütung.

Wird über den Flexibilitätsmarkt marktbasierende Flexibilität beschafft, fallen aufseiten des Netzbetreibers hierfür genau die Kosten je aktivierter MWh an, die der Marktteilnehmer auf dem Flexibilitätsmarkt angibt. Diese Kosten können einerseits anbieterseitige Kosten für die Beschaffung der Energie am Großhandelsmarkt, andererseits aber neben technischen Flexibilitätskosten auch eine Gewinnmarge für den Anbieter beinhalten. Den Kosten für die Energie steht jeweils der erzielte zusätzliche Nutzen durch Einsatz der Energie gegenüber.

¹⁷ Der Verteilnetzbetreiber hat Anspruch auf Erstattung dieser Kosten abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNNE) durch den Übertragungsnetzbetreiber.

Im Folgenden wird deshalb für die einzelnen Fallbeispiele eine realistische Höhe der Gebotspreise angegeben, die der Netzbetreiber erwarten kann und die bereits den energetischen Ausgleich enthält. Die hierin bei marktbasierter Flexibilität enthaltene Gewinnmarge wird ebenfalls ausgewiesen.

Zur Quantifizierung der Fallbeispiele wird auf einige allgemeine Daten und Schätzwerte zurückgegriffen:

Allgemeine Annahmen für die Fallbeispiele	aktuell	2030
Produktion EE-Strom [GWh]	18.376 ¹⁸	24.150 ¹⁹
EinsMan [GWh]	423,3 ²⁰	720 ²¹
Anteil der Abregelung an Gesamt-EE [%]	2,30	2,98
Entschädigung bei EE-Abregelung (Schätzwert) [€/MWh]	92 ²²	72 ²³
CO ₂ -Intensität Strommix [g CO ₂ -/kWh]	489 ²⁴	288 ²⁵
Faktor vermiedene EE-Abregelung bei Nutzung Hybridmodell („Sensitivitätsfaktor“)	3	3

Während die Zahlenwerte zur EE-Erzeugung und -Abregelung in Brandenburg auf externen Quellen beruhen, stützen sich die Zahlenwerte zum „Sensitivitätsfaktor“ auf Erkenntnisse aus dem Pilotprojekt in Schwarzheide und bedürfen gesonderter Erläuterung.

Die Berücksichtigung des Sensitivitätsfaktors ist zentral für die Analyse der Beseitigung eines spezifischen Engpasses bei direktem Vergleich des Verfahrens in Redispatch 2.0 und im Rahmen des Hybridmodells: Insgesamt ergibt sich durch die zusätzliche freiwillige Bereitstellung von Flexibilität für den Netzbetreiber ein breiteres Angebot zur Beseitigung eines Engpasses. Deshalb muss der Netzbetreiber weniger Flexibilitätsressourcen mit einer geringen Sensitivität auf den Engpass aktivieren. Dies gilt generell und unabhängig von der Frage, wie die freiwillige Flexibilität strukturell über das Land verteilt ist. Folglich reduziert sich die gesamte Energiemenge, die zur Nutzung für das Engpassmanagement benötigt wird. Dieser Effekt ist in Abbildung 38 veranschaulicht.²⁶

¹⁸ www.foederal-erneuerbar.de (Stand: 14.09.2020)

¹⁹ Ministerium für Wirtschaft und Energie des Landes Brandenburg: Grundlage für die Fortschreibung der Energiestrategie 2030 des Landes Brandenburg, Endbericht; Berlin 2017.

²⁰ www.foederal-erneuerbar.de (Stand: 14.09.2020)

²¹ Netzentwicklungsplan Strom 2030, 1. Entwurf, Version 2019.

²² Spezifische Daten aus Brandenburg, gewonnen aus dem Pilotprojekt am Chemiestandort Schwarzheide, als Summenwert aus Kosten für den energetischen Ausgleich und der Marktprämie. Details siehe Kapitel 6.1.

²³ Trends der Strompreisentwicklung - Energy EU Outlook 2050, www.energybrainpool.com, (Stand: 14.09.2020).

²⁴ Umweltbundesamt: Pressemitteilung „Bilanz 2019: CO₂-Emissionen pro Kilowattstunde Strom sinken weiter

²⁵ Ifeu: Szenario Energiewende Berlin, Heidelberg, 2017.

²⁶ In Abbildung 38 ist zur Vereinfachung nicht berücksichtigt, dass im Rahmen von Redispatch 2.0 zur Gewährleistung des Einspeisevorrangs für EE-Strom vorgesehen ist, konventionelle Anlagen statt EE-

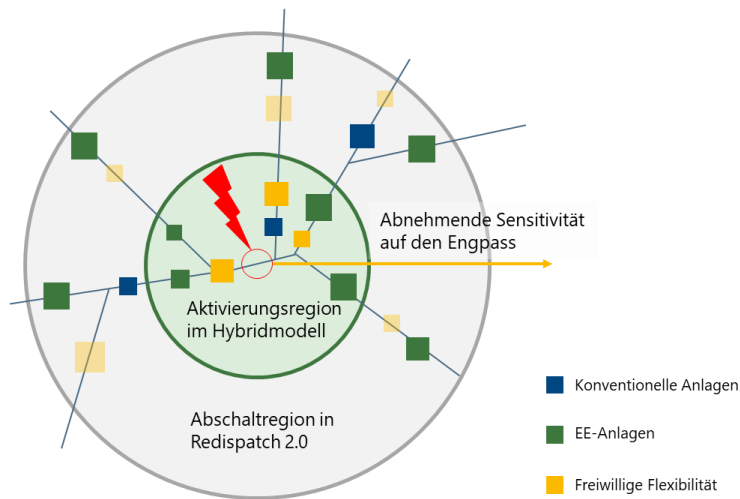


Abbildung 38: Vergleich der nötigen Ressourcen zur Beseitigung eines Engpasses im Hybridmodell verglichen mit Redispatch 2.0

Der für die Fallbeispiele angenommene Sensitivitätsfaktor = 3 besagt also, dass der Einsatz von 1 MW an freiwilliger Flexibilität im Rahmen des Hybridmodells die Abregelung von 3 MW an verpflichteten Anlagen, die im Rahmen von Redispatch 2.0 zum Erreichen desselben Effekts auf den Engpass nötig wäre. Der tatsächliche Faktor ist einerseits abhängig von den konkreten örtlichen Verhältnissen (also wie die Flexibilitätsoptionen tatsächlich um einen Engpass herum angeordnet sind) und andererseits von der Schwere des Engpasses, der dem Radius entspricht, innerhalb dessen Flexibilität zur Beseitigung des Engpasses aktiviert werden muss.

Die Höhe des gewählten Faktors =3 stützt sich auf Erkenntnisse aus dem Pilotprojekt Schwarzheide, welches in Kapitel 6.1 eingehend beschrieben wird. Dort wurde in einer tatsächlich durchgeführten Schaltung am 23.10.2018 durch Aktivierung freiwilliger Flexibilität im Umfang von 160 MWh die Abregelung von 480 MWh an EE-Strom verhindert, was dem Sensitivitätsfaktor = 3 entspricht.

Die Situation in Schwarzheide wird in den Beispielrechnungen auf die Situation in ganz Brandenburg übertragen. Uns ist bewusst, dass es in Brandenburg Netzsituationen und Konstellationen geben wird, in denen die physikalische Wirkung freiwilliger Flexibilität auf Engpässe geringer ist, allerdings gibt es voraussichtlich auch Regionen wo eine höhere Wirkung als im beschriebenen Pilotprojekt möglich ist. Ziel einer möglicher Anreizschaffung im Brandenburger Flexibilitätsmodell ist es zudem, den positiven (physikalischen) Nutzen bei der Ansiedlung flexibler Potentiale (z.B. Industrie) in Zukunft zu berücksichtigen und damit die strukturellen Voraussetzungen für eine hohe Sensitivität freiwilliger Flexibilität auf vorhandene Engpässe zu schaffen.

Anlagen bevorzugt für Engpassmanagement einzusetzen, auch wenn ihre Sensitivität auf den vorliegenden Engpass um einen Faktor 5 bis 15 (noch zu definieren) geringer als die Sensitivität von EE-Anlagen liegt. Hieraus resultiert eine insgesamt höhere nötige Abschaltenergie, wobei lokal mehr EE-Strom vom Netz aufgenommen werden kann. Auf die unterstützende Wirkung freiwilliger Flexibilität im Rahmen des Hybridmodells hat dies keinen Einfluss. In Abbildung 38 wird ferner zu illustrativen Zwecken auf die Darstellung der Effekte durch unterschiedliche Preise verzichtet. Eine günstige freiwillige Flexibilität mit geringerer Engpass-Sensitivität kann im Vergleich zu einer teureren freiwilligen Flexibilität mit höherer Engpass-Sensitivität das bessere Kosten-Nutzen-Verhältnis aufweisen. Auch dies hat aber keinen Einfluss auf die angestellte Überlegung, dass sich die Menge des abzuregelnden EE-Stroms bei Nutzung der freiwilligen Flexibilität systematisch reduziert.

5.2 Fallbeispiel Chemiestandort Schwarzheide

Die Auswirkungen des Brandenburger Masterplans auf Vertreter der Großindustrie mit integriertem Stoffverbund und Eigenerzeugung von Elektrizität via KWK soll an dem Fallbeispiel des Chemiestandortes Schwarzheide ermittelt werden. Abbildung 39 stellt die technischen Details des Standortes vor, sowie die Betroffenheit des Chemiestandortes Schwarzheide durch den Masterplan Flexibilität und die Auswirkungen für das Land Brandenburg.



<p style="text-align: center;">Technische Details</p>  <p>Art der Flexibilitätsressource: GuD-Kraftwerk im Stoffverbund (KWK)</p> <p>Leistung: 110 MW elektrisch; 200 t Dampf pro Stunde</p> <p>Standort: Schwarzheide</p> <p>Anmerkungen: Optimiert sich gegen Börsenpreis; technische Flexibilität steht grundsätzlich immer zur Verfügung (GK abhängig von Produktionsparametern)</p> <p>Flexibilitätsband: 10 MW/h</p>	<p>Auswirkungen des Masterplans auf die Flexibilitätsnutzung</p> <p>Vermarktung der Flexibilität</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Die Flexibilität der Anlage kann neben den bestehenden Optionen neu via Flexibilitätsmarkt gewinnbringend vermarktet werden <p>Netzentgelte</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Lastspitzen, die durch netzdienlichen Flexibilitätseinsatz ausgelöst werden, sollen nicht in die Berechnung der Jahreshöchstlast einfließen. ✓ Hierdurch kann der Chemiestandort gezielt in den Strombezug aus dem Netz wechseln, die verfügbare Flexibilität kann gesteigert werden. <p>Umlagen und Abgaben</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Für netzdienliche Flexibilität, die aus dem Netz bezogen wird, entfällt die EEG-Umlage 	<p>Vorteile für Brandenburg bei Umsetzung des Masterplans</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Zur Aufnahme von EE-Überschussstrom kann der Chemiestandort ohne finanzielle Risiken und mit Gewinnpotential in den Strombezug wechseln. ✓ EE-Strom wird genutzt, statt abgeregelt; Anlagenbetreiber müssen nicht kostspielig entschädigt werden; gleichzeitig wird durch das Gewinnpotential ein Standortvorteil für den Chemiestandort geschaffen. ✓ Insgesamt sinken trotz der gewährten Befreiungen die Kosten für die Integration von EE-Strom und CO₂-wird eingespart. 
---	---	--

Abbildung 39: Steckbrief des Chemiestandortes Schwarzheide

Für die Quantifizierung des Nutzens für Brandenburg wurden neben den allgemeinen Annahmen in Gesprächen mit BASF auch Annahmen für den spezifischen Standort getroffen:

Annahmen für das Fallbeispiel Chemiestandort Schwarzheide	Aktuell	2030
Verschiebepotential [MWh/a]	210.000	350.000
Flexibilitätsband [MW]	30	50
Verfügbarkeit [h/a]	7.000	7.000
Gebotshöhe auf Flexmarkt [€/MWh] ²⁷	20	20
Technische Kosten für Verschiebung [€/MWh]	5	5
Kosten für Strombezug statt Eigenerzeugung [€/MWh]	5	5
Marge [€/MWh]	10	10
Anteil bezuschlagter Gebote [%] ²⁸	80	50

²⁷ Dieses Gebot enthält den energetischen Ausgleich durch den Aggregator und ist damit die geeignete Vergleichsbasis für die weiteren Berechnungen. Im konkreten Fall wird angenommen, dass die eigenen inkrementellen Produktionskosten für den am Chemiestandort verbrauchten Strom um 5 €/MWh geringer liegen als eine Beschaffung am Markt. Bei Aktivierung der Flexibilität auf dem Flexibilitätsmarkt wird die Energiemenge am Markt beschafft, woraus sich der entsprechende Verlust ergibt. Der Zahlenwert wurde im Rahmen des Pilotprojekts (siehe Kapitel 6.1) verifiziert.

²⁸ Die Flexibilitätskosten liegen am Chemiestandort Schwarzheide generell niedriger als die Kosten für reguliert angebotene Flexibilität. Der Anteil bezuschlagter Gebote liegt dennoch unter 100%, da teilweise Engpässe zu erwarten sind, die nicht das volle Flexibilitätsband des Chemiestandortes erfordern. Dieser Effekt vergrößert sich künftig, da sich das Flexibilitätsband des Standorts erhöht.

Anhand der allgemeinen Annahmen für die Fallbeispiele und der spezifischen Annahmen für den Chemiestandort Schwarzheide kann die Berechnung des gesamten Einsparpotentials durch Nutzung des Chemiestandorts Schwarzheide erfolgen:²⁹

Berechnung des gesamten Einsparpotentials	Aktuell	2030
Verschiebepotential [MWh/a]	210.000	350.000
x Anteil der Abregelung an Gesamt-EE [%] (ohne Flexibilitätsmarkt)	2,30	2,98
x Anteil bezuschlagter Gebote [%]	80	50
= Insgesamt abgerufene Energiemenge [MWh]	~3.850	~5.200
Entschädigung bei EE-Abregelung (Schätzwert) [€/MWh]	92	72
x Sensitivitätsfaktor	3	3
= Kosten EE-Abregelung anstelle Kosten Aktivierung Flexibilität auf Flexmarkt [€/MWh]	~ 270	~ 220
- Gebotshöhe auf Flexmarkt [€/MWh]	20	20
= Ersparnis je aktivierter MWh [€/MWh]	~250	~200
Gesamtes Einsparpotential [€/Jahr] = Insgesamt abgerufene Energiemenge [MWh/Jahr] x Ersparnis je aktivierter MWh [€/MWh]	962.000	1.040.000
Gerundet [€/Jahr]	~1.000.000	~1.000.000

In dem Fallbeispiel konnte ein Einsparpotential durch das Brandenburger Flexibilitätsmodell von ca. 1 Mio. € sowohl aktuell,³⁰ als auch perspektivisch (2030) bestimmt werden, da Einspeisung aus erneuerbaren Energien genutzt wird und nicht abgeregelt und entschädigt werden muss. Der Wert bleibt in Summe etwa konstant, da einem insgesamt vergrößerten Flexibilitätspotential am Standort (bedingt durch Modernisierungen und Investitionen in Flexibilisierung) eine geringere spezifische Ersparnis je aktivierter MWh³¹ und ein reduzierter Anteil bezuschlagter Gebote gegenüberstehen. Der Anteil bezuschlagter Gebote wird also sinkend angenommen, da das steigende Flexibilitätspotential vermehrt dazu führen kann, dass beim Auftreten von Engpässen in der Region Schwarzheide nicht das vollständige Flexibilitätsband des Chemiestandorts benötigt wird, sodass jeweils nur Teilaktivierungen erfolgen.

Das Gesamtpotential an vermiedener EE-Abregelung wird aktuell auf 11.500 MWh pro Jahr geschätzt und erhöht sich bis 2030 auf 15.500 MWh pro Jahr. Hiermit geht eine CO₂-Einsparung von aktuell 5.500 t und perspektivisch 4.500 t pro Jahr einher. (siehe Abbildung 40).^{32,33}

²⁹ Für die weiteren Fallbeispiele erfolgt die Berechnung jeweils analog. Zahlenwerte sind teilweise gerundet.

³⁰ Die für die Berechnung nötigen Werte liegen für das Jahr 2017 vollständig vor. Deshalb wurde in sämtlichen Fallbeispielen das Jahr 2017 als Referenzjahr für die aktuelle Situation genutzt.

³¹ Siehe hierzu die Datenquellen in Kapitel 5.1

³² Obwohl die Gesamtmenge an abgerufener Energiemenge / vermiedener EE-Abregelung ansteigt, sinkt die gesamte CO₂-Einsparung leicht. Dies liegt an den fallenden spezifischen Emissionen im deutschen Strommix bei Substituierung des abgeregelteten EE-Stroms durch Graustrom.

³³ Hinzu kommt in diesem Fallbeispiel die CO₂-Einsparung bedingt durch das Zurückfahren der Eigenerzeugung am Chemiestandort. Diese erfolgt momentan konventionell mit Erdgas, wobei derzeit im Mittel Emissionen von 263 kg (CO₂) / MWh anfallen. Die vermiedene Erzeugung von 3.850 MWh am Chemiestandort (geschätztes Potential heute) führt demnach zu zusätzlichen CO₂-Einsparungen von ca. 1.000 t/Jahr.

	Einsparpotential Fallbeispiel	Einsparpotential Brandenburg
Aktuell	Gesamtes Einsparpotential: 1 Mio. €/a	Gesamtes Einsparpotential: 1 Mio. €/a
	Ersparnis je aktivierter MWh: 250 €/MWh	Anzahl Fallbeispiele in BB: 1
	Vermiedene EE-Abregelung: 11.500 MWh/a	Vermiedene EE-Abregelung: 11.500 MWh/a
	CO₂-Einsparung: 5.500 t/a	CO₂-Einsparung: 5.500 t/a
2030	Gesamtes Einsparpotential: 1 Mio. €/Jahr	Gesamtes Einsparpotential: 1 Mio. €/Jahr
	Ersparnis je aktivierter MWh: 200 €/MWh	Anzahl Fallbeispiele in BB: 1
	Vermiedene EE-Abregelung: 15.500 MWh/a	Vermiedene EE-Abregelung: 15.500 MWh/a
	CO₂-Einsparung: 4.500 t/a	CO₂-Einsparung: 4.500 t/a

Abbildung 40: Ergebnisse des Fallbeispiels Chemiestandort Schwarzheide (aktuell und 2030)

5.3 Fallbeispiel Batteriespeicher Feldheim

Auch Batteriespeicher können künftig von einem Flexibilitätsmarkt profitieren und zeitgleich durch netzdienliches Verhalten zum Gesamtnutzen beitragen. Durch das Fallbeispiel Batteriespeicher Feldheim kann der Nutzen für Brandenburg quantifiziert werden. Die technischen Details, sowie spezifische Auswirkungen des Masterplans auf den Batteriespeicher und Vorteile für Brandenburg die aus dem Einsatz der Flexibilität von Batteriespeichern resultieren, sind in Abbildung 41 aufgeführt.



Technische Details	Auswirkungen des Masterplans auf die Flexibilitätsnutzung	Vorteile für Brandenburg bei Umsetzung des Masterplans
 <p>Art der Flexibilitätsressource: Stationäre Li-Ion Batterie</p> <p>Leistung: 10 MW</p> <p>Standort: Feldheim</p> <p>Anmerkungen: Bietet normalerweise in PRL; aber auch Angebot an VNB möglich</p> <p>Flexibilitätsband: 10 MWh Speichervolumen; Annahme: Speicher ist vor Aktivierung vollständig entladen.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Batteriespeicher erhalten die Möglichkeit, ihre Flexibilität auf der Bezugsseite gewinnbringend am Flexibilitätsmarkt anzubieten (Einspeisung von Strom ist durch Redispatch 2.0 abgedeckt). ✓ Der Speicher wird bei netzdienlichem Verhalten weder in der Einspeisung, noch im Bezug von Entgelten, Steuern und Umlagen belastet wird. ✓ Netzdienlicher Strombezug erhält damit eine wirtschaftliche Grundlage. ✓ Strategisches Bietverhalten kann durch Anforderungen an die Baseline einfach identifiziert werden. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Zusätzliche Möglichkeit zur Aufnahme von EE-Überschussstrom bei potentiell geringen Kosten. ✓ Unmittelbare Kosteneinsparung für den Netznutzer in Brandenburg, sofern die Flexibilität der Batterie günstiger als die Entschädigung der erneuerbaren Energiequelle ist. ✓ Zusätzlicher Anreiz für Investitionen in Speichertechnologien dort, wo die Flexibilität lokal zur Aufnahme von EE-Überschussstrom benötigt wird. 

Abbildung 41: Steckbrief des Batteriespeichers Feldheim

Für die Berechnung des Nutzens des Fallbeispiels wurden folgende Annahmen zusätzlich zu den allgemeinen Annahmen getroffen. Diese wurden in Gesprächen ermittelt und so validiert.

Annahmen für das Fallbeispiel Batteriespeicher Feldheim	2017	2030
Verschiebepotential [MWh/a]	20.000	20.000
Flexibilitätsband [MW]	10	10
Verfügbarkeit [h/a]	2.000	2.000
Gebotshöhe auf Flexmarkt [€/MWh]	40	40
Vollzyklen	5.000	5.000
Investitionskosten [€/MWh]	150	150
Technische Kosten für Verschiebung [€/MWh]	30	30
Marge [€/MWh]	10	10
Anteil bezuschlagter Gebote [%]	80	50
Sensitivitätsfaktor	3	3

Hervorzuheben ist die angenommene Verfügbarkeit für den Flexibilitätsmarkt von lediglich 2.000 h/a. Diesem Wert liegt die Annahme zugrunde, dass der Batteriespeicher, ausgehend von einer sehr hohen technischen Verfügbarkeit von geschätzt 8.000 h/a jeweils nur so lange zur Beseitigung von Netzengpässen zur Verfügung steht, bis er vollgeladen ist. Die technischen Eckdaten des beispielhaft betrachteten Speichers lassen eine volle Aufladung innerhalb von 1 h zu. Wir gehen von einer mittleren Abrufdauer von 4 h aus. Hierbei kann der Speicher entweder durchgehend mit einem Viertel der maximalen Leistung geladen werden, oder er kann z.B. innerhalb einer Stunde vollgeladen werden, steht aber im Anschluss nicht mehr als Flexibilitätsoption zur Verfügung.

Die angenommene Abnahme des Anteils bezuschlagter Gebote folgt der Logik, dass Batterien künftig teilweise von günstigeren freiwilligen Flexibilitätsoptionen wie z.B. Power-to-X (siehe Kapitel 5.4) verdrängt werden.

Für Batteriespeicher senkt sich das jährliche Einsparpotential des einzelnen Speichers zwischen 2017 und 2030 um ca. 40 %. Dies ist insbesondere auf den sinkenden Anteil bezuschlagter Gebote zurückzuführen. Allerdings wird gleichzeitig erwartet, dass die Anzahl an Batteriespeichern in Brandenburg sich in dem betrachteten Zeitraum verzehnfacht. Diese Annahme bildet die bestehende hohe Investitionsdynamik in Batteriesysteme ab, die zunehmend durch die Kombination von Batteriespeichersystemen mit neuen Photovoltaik- und Windenergieinstallationen befördert wird. Es wird davon ausgegangen, dass sich dieser Trend auch mittelfristig fortsetzt. Hierdurch versesnfacht sich das Einsparpotential für Brandenburg bis 2030 und es können bis zu ca. 13.000 t CO₂ jährlich eingespart werden. Siehe Details in Abbildung 42.

	Einsparpotential Fallbeispiel		Einsparpotential Brandenburg	
Aktuell	Gesamtes Einsparpotential:	85 k€/a	Gesamtes Einsparpotential:	430 k€/a
	Ersparnis je aktivierter MWh:	230 €/MWh	Anzahl Fallbeispiele in BB:	5
	Vermiedene EE-Abregelung:	1.100 MWh/a	Vermiedene EE-Abregelung:	5.500 MWh/a
	CO₂-Einsparung:	530 t/a	CO₂-Einsparung:	2.700 t/a
2030	Gesamtes Einsparpotential:	50 k€/a	Gesamtes Einsparpotential:	2,6 Mio. €/Jahr
	Ersparnis je aktivierter MWh:	180 €/MWh	Anzahl Fallbeispiele in BB:	50
	Vermiedene EE-Abregelung:	900 MWh/a	Vermiedene EE-Abregelung:	45.000 MWh/a
	CO₂-Einsparung:	260 t/a	CO₂-Einsparung:	13.000 t/a

Abbildung 42: Ergebnisse des Fallbeispiels Batteriespeicher Feldheim (aktuell und 2030)

5.4 Fallbeispiel Power-to-Steam

Im Rahmen der Sektorkopplung spielen Power-to-X-Anwendungen eine immer wichtigere Rolle. Das gewählte Fallbeispiel bezieht sich auf eine Power-to-Steam Anlage in der Größenordnung 10 MW, wie sie heute bereits in der Industrie genutzt wird. Beispielsweise werden derartige Anlagen in der Papierindustrie als redundantes System zur Dampferzeugung genutzt, die mit geringen Investitionskosten errichtet werden kann und zu Zeiten eingesetzt wird, in denen die primäre Quelle der Dampferzeugung (z.B. konventionell gasbefeuert) nicht verfügbar ist. In diesem Fall steht die Anlage generell still und kann auf Anforderung gestartet werden, beispielsweise um gezielt via Flexibilitätsmarkt EE-Strom aufzunehmen.

Ähnliche Anwendungsfälle sind in weiteren Industriesektoren wie der Chemieindustrie denkbar, wo die strombasierte Dampferzeugung via Power-to-Steam jeweils die herkömmliche Art der Dampferzeugung substituiert.

Aufgrund der schnellen Reaktionszeit werden derartige Anlagen häufig in der Regelleistung vermarktet. Sie sind deshalb auch dann nicht durchgehend für den Flexibilitätsmarkt verfügbar, wenn sie betrieblich nicht benötigt werden. Deshalb wurde eine Verfügbarkeit von 4.000 h/a angenommen.

Die weiteren Annahmen wurden in Expertengesprächen validiert.

Annahmen für das Fallbeispiel Power-to-X	Aktuell	2030
Verschiebepotential [MWh/a]	40.000	40.000
Flexibilitätsband [MW]	10	10
Verfügbarkeit [h/a]	4.000	4.000
Gebotshöhe auf Flexmarkt [€/MWh]	20	20
Technische Kosten für Verschiebung [€/MWh]	10	10
Marge [€/MWh]	10	10
Anteil bezuschlagter Gebote [%]	100	100
Sensitivitätsfaktor	3	3

Eine einzelne Power-to-X-Anlage mit einer Leistung von 10 MW kann unter den getroffenen Annahmen aktuell ein Einsparpotential von ca. 230.000 €/Jahr realisieren. Dieses Potential bleibt

mittelfristig etwa konstant, wobei die erwartete Zunahme an Engpässen vom Rückgang der EEG-Entschädigung je MWh kompensiert wird (siehe allgemeine Annahmen in Kapitel 5.1). Die CO₂-Einsparung sinkt im Rahmen des Rückgangs des CO₂-Gehalts von Graustrom als Alternative für den genutzten EE-Strom leicht von 1.300 t/Jahr auf 1.000 t/Jahr.

Da man Power-to-X als Zukunftstechnologie handelt, wird für die Beispielrechnungen mit einem Ausbau auf einen gesamten Gesamtumfang von 150 MW (entspricht 15 Referenzanlagen á 10 MW) in Brandenburg gerechnet. Details sind Abbildung 43 zu entnehmen.

	Einsparpotential Fallbeispiel		Einsparpotential Brandenburg	
Aktuell	Gesamtes Einsparpotential:	230 k€/a	Gesamtes Einsparpotential:	1,1 Mio. €/a
	Ersparnis je aktivierter MWh:	250 €/MWh	Anzahl Fallbeispiele in BB:	5
	Vermiedene EE-Abregelung:	2.800 MWh/a	Vermiedene EE-Abregelung:	14.000 MWh/a
	CO₂-Einsparung:	1.300 t/a	CO₂-Einsparung:	6.500 t/a
2030	Gesamtes Einsparpotential:	230 k€/a	Gesamtes Einsparpotential:	3,5 Mio. €/Jahr
	Ersparnis je aktivierter MWh:	200 €/MWh	Anzahl Fallbeispiele in BB:	15
	Vermiedene EE-Abregelung:	3.600 MWh/a	Vermiedene EE-Abregelung:	54.000 MWh/a
	CO₂-Einsparung:	1.000 t/a	CO₂-Einsparung:	15.000 t/a

Abbildung 43: Ergebnisse des Fallbeispiels Power-to-X (aktuell und 2030)

5.5 Fallbeispiel Biogasanlage Oegeln

Biogasanlagen sind bereits heute Teil des kostenbasierten Redispatch, können aber gleichzeitig durch Ausnutzung der Gasspeicher auch Flexibilität erbringen. Für Betreiber einer Biogasanlage kann hierdurch ein Anreiz entstehen, Flexibilität marktbasiert unter Nutzung einer niedrigen Kostenbasis³⁴ anzubieten, statt am regulierten Redispatch teilzunehmen. Als Fallbeispiel einer typischen Biogasanlage wird die Biogasanlage Oegeln betrachtet. Technische Details, die die Auswirkungen des Masterplans auf Biogasanlagen und die Vorteile für Brandenburg, die sich daraus erschließen sind in Abbildung 44 zusammengefasst.



<p>Technische Details</p>  <p>Art der Flexibilitätsressource: Biogas-gefeuertes BHKW mit Gasspeicher</p> <p>Leistung: 2,2 MW</p> <p>Standort: Oegeln</p> <p>Anmerkungen: Der Grad der Flexibilität ist abhängig vom Gasspeichervolumen und von der Dimensionierung des Generators</p> <p>Flexibilitätsband: (abhängig vom Speicher, tbd)</p>	<p>Auswirkungen des Masterplans auf die Flexibilitätsnutzung</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Biogas-Anlagen sind zwar auch heute schon Teil des kostenbasierten Redispatch, gleichzeitig besteht aber zusätzliche Flexibilität durch Ausnutzung der Gasspeicher. ✓ Hierdurch kann die Erzeugung verschoben statt insgesamt gedrosselt werden. ✓ Der Betreiber der Biogasanlage erhält somit die Möglichkeit, unterhalb der kostenbasierten Preisgrenze profitabel die Flexibilität der Anlage zu vermarkten. 	<p>Vorteile für Brandenburg bei Umsetzung des Masterplans</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Biogas, mit insgesamt 240 MW wesentlicher Bestandteil der EE-Stromerzeugung in Brandenburg, kann intelligent dafür eingesetzt werden, EE-Strom zu nutzen statt abzuregeln. ✓ Die Akzeptanz von Biogas in der Bevölkerung kann durch den Einsatz für EE-Integration und den volkswirtschaftlichen Nutzen gesteigert werden. ✓ Die Kosten für die Integration von EE-Strom sinkt - zum Vorteil aller Netznutzer. 
---	---	---

Abbildung 44: Steckbrief der Biogasanlage Oegeln

³⁴ Biogasanlagen können Flexibilität technisch sehr kostengünstig anbieten, wenn die technischen Voraussetzungen zur Speicherung von Biogas und zur variablen Steuerung der Verstromung gegeben sind. Teils sind Biogasanlagen bereits heute in dieser Hinsicht flexibilisiert.

Die Annahmen für die Berechnung, die zusätzlich zu den allgemeinen Annahmen getroffen wurden, sind in Gesprächen mit einem erfahrenen Direktvermarkter von Biogasanlagen validiert worden.

Ferner wurde angenommen, dass flexible Biogasanlagen generell nicht im Rahmen des kostenbasierten Redispatch berücksichtigt und mit der entgangenen Einspeisevergütung entschädigt werden. Dies ist zwar aus heutiger Sicht regulatorisch denkbar. Die Entschädigung der entgangenen EEG-Erlöse erscheint aber nur dann begründet, wenn der EE-Strom tatsächlich nicht produziert wurde. Dies ist aber nur bei unflexiblen Anlagen der Fall.

Annahmen für das Fallbeispiel Biogasanlage Oegeln	Aktuell	2030
Verschiebepotential [MWh/a]	18.700	18.700
Flexibilitätsband [MW]	2,2	2,2
Verfügbarkeit [h/a]	8.500	8.500
Gebotshöhe auf Flexmarkt [€/MWh]	12	12
Technische Kosten für Verschiebung [€/MWh]	2	2
Marge [€/MWh]	10	10
Anteil bezuschlagter Gebote [%]	100	100
Sensitivitätsfaktor	3	3

Das Einsparpotential der Biogasanlage Oegeln verändert sich zwischen 2017 und 2030 nicht signifikant. Dies liegt daran, dass der sinkenden Kostenbaseline die steigende Abrufwahrscheinlichkeit der erneuerbaren Energie gegenübersteht. Durch die Annahme, dass aktuell etwa ein Drittel, künftig aber 50 % Flexibilisierung möglich ist, ergibt sich daraus eine steigende Anzahl von Fallbeispielen in Brandenburg und damit bis zu 6,2 Mio. € Gesamteinsparpotential 2030 bei gleichzeitiger Einsparung von 26.000 t CO₂. Details sind Abbildung 45 zu entnehmen.

	Einsparpotential Fallbeispiel	Einsparpotential Brandenburg
Aktuell	Gesamtes Einsparpotential: 110 k€/a	Gesamtes Einsparpotential: 4,1 Mio. €/a
	Ersparnis je aktivierter MWh: 260 €/MWh	Anzahl Fallbeispiele in BB: 35
	Vermiedene EE-Abregelung: 1.300 MWh/a	Vermiedene EE-Abregelung: 47.000 MWh/a
	CO₂-Einsparung: 620 t/a	CO₂-Einsparung: 23.000 t/a
2030	Gesamtes Einsparpotential: 110 k€/a	Gesamtes Einsparpotential: 6,2 Mio. €/Jahr
	Ersparnis je aktivierter MWh: 200 €/MWh	Anzahl Fallbeispiele in BB: 55
	Vermiedene EE-Abregelung: 1.700 MWh/a	Vermiedene EE-Abregelung: 91.000 MWh/a
	CO₂-Einsparung: 480 t/a	CO₂-Einsparung: 26.000 t/a

Abbildung 45: Ergebnisse des Fallbeispiels Biogasanlage Oegeln (aktuell und 2030)

6 Aktuelle Initiativen auf dem Weg zum Brandenburger Flexibilitätsmodell

Brandenburg ist in Bezug auf die Leistung an erneuerbaren Energien im Vergleich zur Verbrauchslast ein Vorreiter in der Energiewende in Europa. Dementsprechend gibt es bereits heute eine Vielzahl an innovativen Ansätzen im Bereich der Flexibilitätsnutzung.

In Brandenburg, Deutschland und Europa wird in vielen Initiativen und Projekten im Bereich Flexibilitätsnutzung geforscht. Im Folgenden wird eine kurze Übersicht der Initiativen in Brandenburg vorgestellt.

Die Ergebnisse dieser Projekte und Initiativen sollen in die Erarbeitung des „Brandenburger Flexibilitätsmodells“ einfließen und zu einem Gesamtbild zusammengefügt werden.

6.1 Pilotanwendung von Flexibilitätsmärkten

In Brandenburg wurden bereits zwei Pilotanwendungen von Flexibilitätsmärkten erfolgreich durchgeführt. Hierbei haben die Netzbetreiber in Brandenburg bereits erfolgreich nachweisen können, dass ein Flexibilitätsmarkt für Engpassmanagement genutzt werden kann und eine effiziente und effektive Ausnutzung der Netzinfrastruktur durch den Netzbetreiber fördert.

■ Pilotanwendung von NODES in Schwarzheide/Brandenburg (2018)

Bei NODES handelt es sich um einen unabhängigen Marktplatz für dezentrale Flexibilität aus Skandinavien. Gemeinsam mit MITNETZ, WEMAG und dem Aggregator Entelios wurde im Jahr 2018 ein planwertbasiertes und marktbasierendes Engpassmanagement im brandenburgischen Verteilnetz pilotiert.

In dieser Pilotanwendung wurde die Umsetzbarkeit und Vorteilhaftigkeit eines planwertbasierten Engpassmanagements mit freiwillig angebotener Flexibilität durch den Verteilnetzbetreiber im deutschen Verteilnetz aufgezeigt.

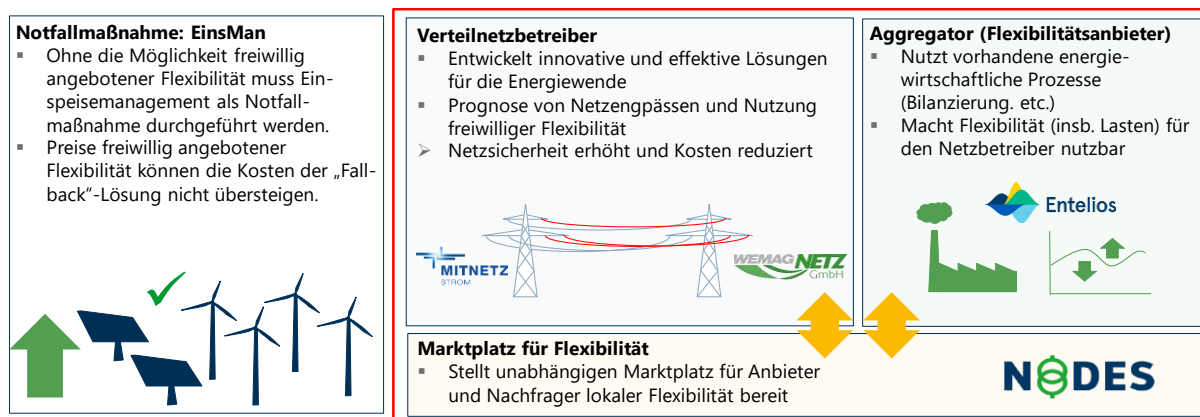


Abbildung 46: Übersicht MITNETZ NODES Pilot Brandenburg

Der Verteilnetzbetreiber MITNETZ hat im Hochspannungsnetz eine Engpassprognose entwickelt und die freiwillig vom Chemiestandort Schwarzheide in Brandenburg angebotene Flexibilität des Strombezugs in Höhe von 10 MW genutzt, um Einspeisemanagement von EE-Anlagen zu verhindern. Zur Beschaffung der Flexibilität wurde der von NODES zur Verfügung gestellte Marktplatz für Flexibilität genutzt. Anbieter der Flexibilität in der Demonstration war der Aggregator Entelios, der bereits heute die Flexibilität des Chemiestandorts vermarktet und die Flexibilität so für den Netzbetreiber nutzbar gemacht hat.

Der Standort Schwarzheide liegt mitten in einem Engpassgebiet der MITNETZ (siehe Abbildung 47). Die Erhöhung des Strombezugs des Chemiestandorts kann im Falle einer zu hohen Einspeisung aus EE-Anlagen Netzengpässe vermeiden.



Abbildung 47: Standort MITNETZ NDOES Pilot in Brandenburg (2016-2020)

In einer exemplarischen Anwendung zeigte sich eine hohe Wirksamkeit der Lastflexibilität auf den Engpass im Netzgebiet. Ohne die Nutzung der freiwillig angebotenen Flexibilität hätten EE-Anlagen mit einer deutlich schlechteren Wirksamkeit abgeregelt werden müssen. Im Vergleich zu 480 MWh an EE-Abregelung mussten nur 160 MWh an Lastflexibilität des Chemiestandorts genutzt werden.³⁵

Verglichen wurden die Abregelung von EE-Strom via Einspeisemanagement, welches in der Region im Betrachtungszeitraum zu durchschnittlichen Kosten von 92 €/MWh erfolgte. Dies wurde in Bezug gesetzt zu dem Angebot zur Bereitstellung von Flexibilität am Chemiestandort Schwarzheide, angeboten vom Aggregator Entelios auf dem NODES Marktplatz für Flexibilität. Dieses Angebot erfolgte für 20 €/MWh, wobei sowohl die Marge für den Aggregator als auch für den Chemiestandort, und zudem die Börsentransaktion zur Beschaffung zusätzlicher Energiemengen am Markt³⁶ beinhaltet waren. Somit ist das Angebot auf dem Flexibilitätsmarkt unmittelbar mit dem Einspeisemanagement vergleichbar.

Aufgrund geringerer spezifischer Kosten war diese Nutzung freiwillig angebotener Flexibilität somit um den Faktor 14 günstiger als die heute vorgeschriebene Nutzung von Einspeisemanagement.

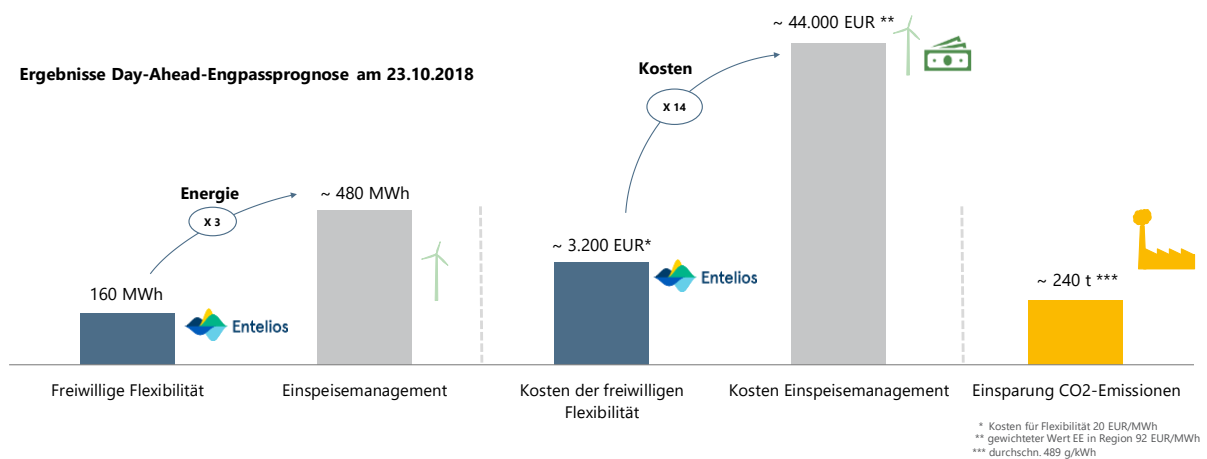


Abbildung 48: Kostenwirkung MITNETZ NODES Pilot in Brandenburg

³⁵ Der Sensitivitätsfaktor des Chemiestandorts auf den konkreten Engpass lag also um den Faktor 3 höher als bei Nutzung der konventionellen Flexibilitätsoption mit der geringsten Wirkung auf den Engpass. Diese stellt für den Netzbetreiber die Alternative zur Beseitigung des Engpasses dar.

³⁶ Den Kosten für die Beschaffung der Energiemengen am Markt steht die Kosteneinsparung beim Brennstoff des standorteigenen GuD-Kraftwerks gegenüber.

Auch ökologisch war die Pilotanwendung vorteilhaft. Durch die vermiedene Abregelung von EE-Anlagen und lokalen Nutzung der erneuerbaren Energie konnten 240 t an CO₂-Emissionen vermieden werden.³⁷

■ WindNODE

WindNODE wird vom Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) als ein "Schaufenster intelligenter Energie" gefördert. Gezeigt wird ein Netzwerk flexibler Energienutzer, die ihren Stromverbrauch nach dem schwankenden Angebot von Wind- und Sonnenkraftwerken ausrichten können. Ziel ist es, große Mengen erneuerbaren Stroms ins Energiesystem zu integrieren und zugleich die Stromnetze stabil zu halten.

Teil des Projektes ist die Entwicklung einer Flexibilitätsplattform für netzbetreiberübergreifendes marktbasierendes Engpassmanagement. Aktuell läuft eine Testphase im Praxisbetrieb, ein erster Trade erfolgte am 14.03.2019.

6.2 Überlegungen zu anreizbasierter Erschließung von Flexibilität auf der Niederspannungsebene

- Teilprojekt Windheizung innerhalb WindNODE
- Forderung Tarifstufen
- Kernergebnisse einschl. quantitative Ergebnisse

6.3 Weitere Studien und Gutachten in Brandenburg

In Brandenburg wurden bereits einige Grundlagenstudien im Bereich Flexibilität durchgeführt, die ebenfalls Berücksichtigung im Brandenburger Flexibilitätsmodell finden können.

■ **Systemdienstleistungen für Netz- und Systemsicherheit (2018):** Im Auftrag des MWE Brandenburg wurden von der Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg aktuelle und zukünftige Entwicklungen zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen umfassend untersucht. Zukünftig wird sich die Bereitstellung von Systemdienstleistungen verändern; weg von zentralen, großtechnischen Anlagen, hin zu einer Vielzahl dezentraler Anlagen mit vielen beteiligten Akteuren. Eine Integration der EE-Anlagen und die Bereitstellung von Systemdienstleistungen funktioniert nur in einem System, in dem EE-Anlagen, Verbraucher und konventionelle Kraftwerke miteinander agieren und kommunizieren. Durch die Veränderungen in der Struktur des zukünftigen Energieversorgungssystems ergeben sich eine Reihe von Herausforderungen und Fragestellungen, die innerhalb der Studie behandelt wurden. Dabei stand die grundsätzliche Frage im Mittelpunkt, ob EE-EZA zukünftig die erforderlichen Systemdienstleistungen anforderungsgerecht bereitstellen und somit einen sicheren, effizienten und nachhaltigen Betrieb gewährleisten können.

Mithilfe mehrerer Untersuchungsansätze aus verschiedenen Blickwinkeln wurde sich diesen zentralen Fragestellungen genähert. Die daraus abgeleiteten Schlussfolgerungen und Kernbotschaften sind unter anderem:

- Zukünftig wird eine stärkere Einbindung der Verteilnetzbetreiber in den Netzbetrieb und die Betriebsplanung zur Entwicklung neuer SDL-Konzepte erfolgen. Dies bedingt eine

³⁷ Hinzu kommt die CO₂-Einsparung bedingt durch das Zurückfahren der konventionellen Eigenerzeugung am Chemiestandort. Dort fallen im Mittel Emissionen von 263 kg (CO₂) / MWh an. Im konkreten Fall führt die Vermeidung von Eigenerzeugung von 160 MWh somit zu weiteren CO₂-Einsparung von ca. 40 t (CO₂).

intensivere Abstimmung zwischen ÜNB und VNB im Bereich des Engpassmanagements sowie bei möglichen Flexibilitätsoptionen.

- Es entsteht ein höherer Informationsbedarf über Netzzustände und damit eine intensivere Kommunikation zwischen Netz- und Anlagenbetreibern.
 - Durch die Einbindung von EE-Anlagen und neuen Flexibilitätsoptionen entsteht ein höherer Bedarf an Prognosedaten über den Netzzustand. Die Digitalisierung der Prozesse spielt dabei eine wesentliche Rolle. Der Verteilnetzbetreiber erhält Teilverantwortung für die Systemsicherheit.
 - Die Flexibilitätspotenziale im Bereich Haushalte sind derzeit nur in geringem Maße nutzbar. Einzig die Lastverschiebung spielt bei einigen Anwendungen eine erhöhte Rolle. Zukünftig liegen vor allem Prozesse mit Speicherpotenzial im Fokus, um das Lastmanagementpotenzial zu erhöhen.
- **SoViel – Sektorenkopplung Vier Infrastrukturen (2017):** Das Konsortium aus MITNETZ STROM, ONTRAS und ENSO NETZ hat sich zum Ziel gesetzt, die Möglichkeiten und Potenziale der Sektorenkopplung innerhalb ihrer Geschäftsgebiete zu untersuchen. Dazu beauftragten die Konsortialpartner die BTU Cottbus-Senftenberg mit der wissenschaftlichen Begleitung. Im Rahmen der Studie „SoViel: Sektorenkopplung – Vier Infrastrukturen, eine optimale Lösung?“ untersuchte die BTU Cottbus-Senftenberg den technologischen Stand und die Einsatzmöglichkeiten der verschiedenen PtX-Technologien sowie das energetische und stoffliche Substitutionspotenzial.

Aufgrund des vielfältigen und ganzheitlichen Ansatzes einer Nutzung der bestehenden Erdgasinfrastruktur wurde Power-to-Gas als unverzichtbarer Teil einer optimalen Lösung für die Herausforderungen des zukünftigen Energiesystems identifiziert. Abschließend wurden Single- und Multi-Use-Cases für die praktische Anwendung der PtG-Technologie untersucht.

- **Synchronisierung von EE- und Netzausbau in Brandenburg (2018):** Brandenburger zahlen bundesweit die höchsten Netzentgelte. Dafür gibt es insbesondere zwei Gründe: Erstens sind zur Integration von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien, insbesondere von Windkraftanlagen, derzeit hohe Netzinvestitionen notwendig. Und zweitens fallen, solange die Netzinfrastruktur noch nicht ausgebaut ist, parallel Kosten für das Einspeisemanagement der Erneuerbaren an. Denn EE-Anlagen berücksichtigen den Netzzustand weder bei der Standortwahl noch beim Zeitpunkt der Inbetriebnahme – das erzeugt hohe Kosten für die Stromkunden. Eine Synchronisierung von Erneuerbaren- und Netzausbau bietet ein hohes Einsparpotenzial beim Netzausbaubedarf – bei gleicher eingespeister Energiemenge.

E-Bridge hat für das Ministerium für Wirtschaft und Energie des Landes Brandenburg alternative Ansätze zur Synchronisierung von EE- und Netzausbau untersucht und dabei sowohl deren Umsetzbarkeit, Wirkung auf die Netzausbaukosten in Brandenburg, Wirkung auf die Kosten für Ausfallarbeit in Brandenburg als auch deren Wirkung auf die Erreichung der EE-Ausbauziele in Brandenburg evaluiert.

Im Ergebnis bietet eine Synchronisierung von EE- und Netzausbau hohes Einsparpotenzial beim Netzausbaubedarf in Brandenburg (mindestens 20 %) – bei gleicher eingespeister Energiemenge. Die Reduzierung der Vergütung von Ausfallarbeit würde beispielsweise die zeitliche und örtliche Synchronisierung von EE- und Netzausbau fördern und „Nutzen statt Abregeln“ anreizen. Damit wäre eine kostensenkende Wirkung für die Brandenburger gegeben. Ein Markt für einspeiseseitige Flexibilität könnte als flankierendes Mittel dazu die Kosten von Ausfallarbeit weiter reduzieren.

- **Rechtliche Handlungsoptionen zur Etablierung von Flexibilitätsoptionen in der Lausitz (2019):** Ziel des rechtswissenschaftlichen Kurzgutachtens von IKEM war eine Analyse des regulatorischen Rahmens für Flexibilitäten in der Energieversorgung in den vom Strukturwandel betroffenen Tagebauregionen. Der Schwerpunkt liegt dabei auf der

Berücksichtigung der regionalen Wertschöpfung. Dabei wurden folgende Bausteine für die Weiterentwicklung des rechtlichen Rahmens identifiziert:



Abbildung 49: Rechtlichen Weiterentwicklung zur Etablierung von Flexibilitätsoptionen in der Lausitz

- **Zeitvariable Netztarifstufen für flexible Kunden (2019):** Eine dynamische Reflexion der Netzbelastung in den Netzentgelten hätte den Effekt, dass durch eine Synchronisierung von Verbrauch und lokaler Erzeugung vorhandene Netze effektiver ausgelastet, der Netzausbau reduziert und die Gesamtkosten gesenkt werden könnten. Die Kosten für alle Netzkunden würden dadurch sinken – auch die für Haushaltskunden ohne Möglichkeit zur Flexibilität. Darüber hinaus wird die anstehende Integration der E-Mobilität unterstützt.

Im Auftrag der MITNETZ Strom hat E-Bridge erstmals ein konkretes, effektives und pragmatisch umsetzbares Konzept für eine Dynamisierung der Netzentgeltsystematik entwickelt. Dabei werden zu Jahresbeginn drei Tarifstufen festgelegt, die im Jahresverlauf je nach Netzsituation zu unterschiedlichen Zeitpunkten gültig sind.

6.4 Überregionale Aktivitäten

Brandenburgische Verteilnetzbetreiber sind auch in überregionalen Initiativen und Projekten im Bereich Flexibilitätsnutzung aktiv.

- **Dena Initiative Netzflex:** In der Initiative Netzflex der dena schließen sich Netzbetreiber, Flexibilitätsanbieter und weitere Akteure der Energiewende zusammen, um Hürden für den netzdienlichen Einsatz von Flexibilitäten abzubauen.

Dabei werden Politik und Regulierer aufgefordert, regulatorische Hürden aufzulösen und noch in dieser Legislaturperiode zu handeln. Die Initiative Netzflex wird einen Katalog von Regulierungsmaßnahmen entwickeln, der konstruktive Lösungsansätze für eine Beseitigung der existierenden Hürden aufzeigt. Dazu wurden zehn Leitsätze formuliert, die die Grundlage der Initiative bilden. Diese werden im Folgenden erläutert.

- **Connect+:** Vier Übertragungs- und 16 Verteilnetzbetreiber haben am 6. Juni 2019 in Berlin das Projekt "Connect+" gestartet, um sich gemeinsam den Herausforderungen bei der Umsetzung des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG) zu stellen.

Im Projekt "Connect+" wollen die Netzbetreiber gemeinsam einheitliche Lösungen zur Datenverteilung entwickeln. Damit soll der Datenaustausch zwischen Marktteilnehmern und Netzbetreibern beim Engpassmanagement koordiniert werden. Die zentrale Datenverteilung soll einen einheitlichen Datenweg für Datenlieferungen zwischen Netzbetreibern sowie

Marktteilnehmern sicherstellen. Dazu werden zunächst wesentliche Spezifikationen wie Schnittstellen und Formate erarbeitet und festgelegt.

7 Zusammenfassung und Ausblick



Brandenburg ist Vorreiter in der Energiewende – zu vielen Zeitpunkten wird mehr Strom durch EE-Anlagen erzeugt als verbraucht wird.



Die Nutzung von Flexibilität kann der Energiewende helfen – allerdings ist sie durch den Ordnungsrahmen gehemmt.



Netzbetreiber, Industrie, Anlagenbetreiber, Vertriebe und Aggregatoren haben gemeinsam im Masterplan Flexibilität sieben konkrete Lösungsvorschläge entwickelt.



Die Lösungsvorschläge sind einfach umzusetzen und entfalten eine hohe Wirkung – das zeigen konkrete Fallbeispiele in Brandenburg.



Im nächsten Schritt bedarf es einer bundesweiten Umsetzung durch Anpassung des Ordnungsrahmens.

- | | | |
|---|----------------------------|---|
| 1 | Flexibilitätsmarkt | 1. Hybridmodell zur Nutzung marktbasierter und regulierter Flexibilität
2. Nichtbezuschlagung von Geboten in Flexibilitätsmarktkonzept |
| 2 | Netzentgelte | 3. Zeitvariable Netztarife für flexible Verbraucher in der Niederspannung
4. Netzentgelte ohne Flexibilitätsabrufe des Netzbetreibers berechnen. |
| 3 | Regulierung | 5. Anerkennung von Kosten für marktbasierete Flexibilität analog zu Kosten für regulierte Flexibilität |
| 4 | Steuern und Umlagen | 6. Erlass von EEG-Umlage und Stromsteuer bei Flexibilitätsabrufen
7. Vereinheitlichung der Konzessionsabgabe für schaltbare Lasten |

Fallbeispiele

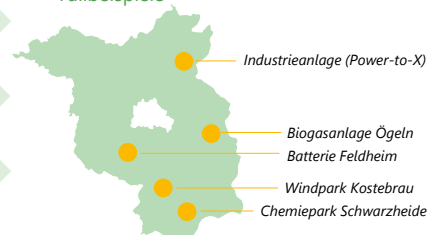


Abbildung 50: Der Masterplan Flexibilität in Brandenburgs Verteilnetzen

Brandenburg ist Vorreiter in Sachen Energiewende in Europa.

In Brandenburg sind heute bereits ca. 7,1 GW an Windkraftanlagen und 3,7 GW an PV-Anlagen angeschlossen. Damit gehört Brandenburg zu den wenigen Regionen in Europa, in denen die installierte Leistung an erneuerbaren Energien (EE) um ein Vielfaches höher ist als die elektrische Verbrauchslast (ca. 1,5 GW). Der Ausbau erneuerbarer Energien wird in Zukunft weiter stark voranschreiten.

Schon heute werden ca. 75 % des Stromverbrauchs in Brandenburg in Höhe von 18,9 TWh pro Jahr aus EE-Anlagen gedeckt – deutlich mehr als der EU-Durchschnitt in Höhe von 17 %.

Die Flexibilität des Energiesystems hat eine immer größer werdende Bedeutung in Brandenburgs Verteilnetzen.

Die Aufgabe der Netzbetreiber ist nach § 11 des EnWG, „ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen.“

Die Netzbetreiber in Brandenburg arbeiten dementsprechend mit Hochdruck an neuen Leitungen, allerdings ist der tatsächliche Bau auch aufgrund komplizierter Abstimmungs-, Genehmigungs- und Planungsphasen sehr zeitaufwendig. Solange das Netz noch nicht ausreichend ausgebaut worden ist, muss aufgrund von Engpässen nach heutigen rechtlichen Regelungen die Einspeisung aus EE-Anlagen im Netz häufig reduziert werden.

Doch eine zunehmende Digitalisierung von Prozessen, Speicher sowie die Elektrifizierung von Mobilität und Wärmeerzeugung führt zu einer **zunehmenden Flexibilisierung des Stromsystems** und damit zu neuen Handlungsoptionen für den Netzbetreiber.

Die Nutzung von Flexibilität durch den Verteilnetzbetreiber wäre sehr vorteilhaft für Brandenburg.

Könnte der Verteilnetzbetreiber das wachsende Flexibilitätpotenzial nutzen, würde sich eine Reihe von Vorteilen für Brandenburg ergeben.

1. Die Einspeisung und lokale Nutzung von erneuerbarer Einspeisung in Brandenburg wird erhöht.

Der Netzbetreiber kann heute in Situationen mit hoher Einspeisung die Flexibilität von Lasten nicht für Engpassmanagement nutzen und damit keine netzentlastenden Anreize setzen. Dabei könnte diese Flexibilität einen ökonomisch und ökologisch sinnvollen Beitrag leisten.

Die Folge einer netzentlastenden Flexibilität im Falle von Netzengpässen wäre (neben der Reduzierung von Engpassmanagementkosten) eine höhere Einspeisung aus EE-Anlagen und vor allem eine höhere lokale Nutzung der erneuerbaren Energie. Die politischen Klimaziele in Brandenburg, Deutschland und Europa werden damit gefördert.

2. Die vorhandene Netzinfrastruktur kann besser genutzt werden und damit Netzentgelte in Brandenburg reduzieren.

Die brandenburgischen Verteilnetzbetreiber bauen heute mit voller Kraft die Netzinfrastruktur aus, damit das elektrische Netz den zukünftig stark steigenden Anforderungen gerecht werden kann. Der heutige Regulierungsrahmen motiviert einen Ausbau auf maximal mögliche Netzbelastungen. Doch dies ist nicht immer sinnvoll, besonders wenn diese nur selten auftreten.

Stattdessen könnte die vorhandene Netzinfrastruktur mit einer höheren Flexibilitätsnutzung von Einspeisungen und Lasten besser durch den Netzbetreiber ausgenutzt werden. Investitionen in den Netzausbau, ausgelegt auf die maximale Einspeisekapazität für wenige Benutzungsstunden im Jahr, könnten so reduziert und damit die Gesamtkosten verringert werden.

3. Neue Geschäftsmodelle und Wertschöpfung in Brandenburg werden gefördert.

Flexibilitätsmarktkonzepte schaffen Innovation an den Orten, wo Flexibilität benötigt wird. Schließlich könnten Flexibilitätsanbieter mit Ideen, wenn sie besonders wirkungsvoll für das Netz sind und gleichzeitig günstiger als heutige Maßnahmen, einen Deckungsbeitrag erwirtschaften.

Es ergeben sich somit neue Möglichkeiten und Geschäftsmodelle in Brandenburg, beispielsweise in der Flexibilisierung von Industrieprozessen, der Kombination von EE-Anlagen und Speichertechnologien oder intelligenten Sektorenkopplung. Damit könnten langfristige Anreize z.B. für Ansiedlungen oder Erweiterung im industriellen Bereich gesetzt werden, sodass perspektivisch in Regionen mit hohem Anteil von EE-Anlagen Standortvorteile in zukunftsfähigen Bereichen erwachsen. **Gerade vor dem Hintergrund des laufenden Strukturwandels liegen hierin große Chancen für Brandenburg.**

Die Rahmenbedingungen in Brandenburg verhindern aktuell allerdings die Nutzung von Flexibilität durch den Verteilnetzbetreiber.

Die Vorteile einer Flexibilitätsnutzung durch den Verteilnetzbetreiber können aufgrund fehlender Rahmenbedingungen derzeit in Brandenburg nicht genutzt werden.

- Beschaffungsmöglichkeiten für Flexibilität durch Netzbetreiber fehlen.
- Regulatorische Kostenanerkennung und Instrumente zur Berücksichtigung von Flexibilität bei Netzausbau fehlen.
- Flexibilität wird durch erhebliche Umlagen und Entgelte gehemmt.
- Anreize zur netzdienlichen Flexibilität durch Netzentgeltsystematik fehlen.

Die brandenburgischen Verteilnetzbetreiber haben ein Interesse daran, dass Flexibilität tatsächlich nutzbar gemacht wird. Daher haben sie den „Masterplan Flexibilität“ erarbeitet.

Zielstellung Masterplan Flexibilität in Brandenburgs Verteilnetzen: Lösungsvorschläge für ein „Brandenburger Modell zur Erschließung und Nutzung von Flexibilität“

Das Ziel dieses Dokumentes ist es, mutig zu sein und einen Denkanstoß zu liefern. Die in Brandenburg entwickelten Ansätze können als deutschlandweite oder europaweite Blaupause dienen – damit kann die Rolle von Brandenburg als Vorreiter der Energiewende weiter gestärkt werden.

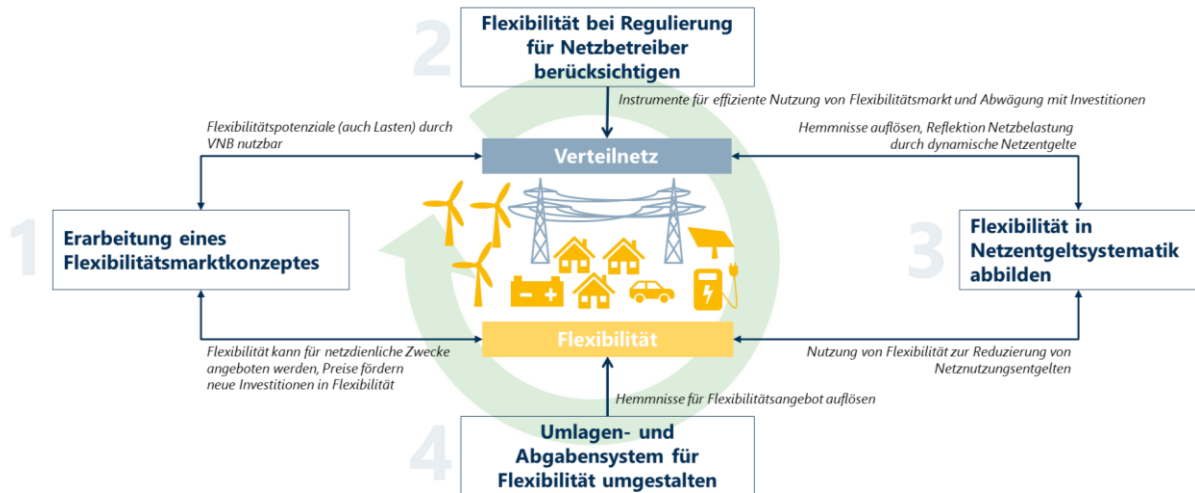


Abbildung 51: Zusammenspiel der vier Eckpfeiler des Brandenburger Modells für Flexibilität

Das „Brandenburger Flexibilitätsmodell“ im Verteilnetz basiert auf vier Eckpfeilern.

Das vorliegende Dokument beschreibt einen Fahrplan zur Erarbeitung von vier wesentlichen Eckpfeilern des „Brandenburger Flexibilitätsmodells“.

1. Ein **Flexibilitätsmarktkonzept** ist notwendig, damit Netzbetreiber eine Möglichkeit zur Beschaffung von Flexibilitäten haben – insbesondere von Lasten, Sektorenkopplung und Speichern. Anlagenbetreibern wird damit gleichzeitig die Möglichkeit gegeben, die Flexibilität für netzdienliche Zwecke anzubieten. Der heutige kostenbasierte Ansatz ist dafür nicht ausreichend, stattdessen ist eine Ergänzung um marktbasiertere Elemente notwendig. Somit kann das Netz effizienter ausgelastet und Investitionen und Innovation in flexible Anlagen gefördert werden.

2. Ein solches Instrument wird nur genutzt, wenn die **Flexibilität bei der Regulierung von Netzbetreibern adäquat abgebildet** ist. Kosten für Engpassmanagement durch Netzbetreiber mit Flexibilität müssen regulatorisch anerkannt werden. Es müssen regulatorische Instrumente geschaffen werden, die dem Netzbetreiber eine effiziente Nutzung von Flexibilität ermöglichen. Falls dies nicht der Fall ist, können die Vorteile der Flexibilitätsnutzung nicht an die Netznutzer in Brandenburg weitergereicht werden.

3. Die **Netzentgeltsystematik** ist ein weiteres wichtiges Element im „Brandenburger Flexibilitätsmodell“. Es bedarf der Auflösung flexibilitätshemmender Elemente. Eine netzentlastende Wirkung von Lasten wird bisher nicht in der Netzentgeltsystematik mitgedacht. Stattdessen kann eine Erhöhung des Stromverbrauchs, auch wenn er das Netz entlastet, zu überproportional hohen Kosten führen. Netzentgelte müssen die Netzbelastung geeignet reflektieren. Somit wird Flexibilitäten die Chance gegeben, die durch ein netzdienliches Stromverhaltensverhalten Engpässe zu vermeiden.

4. Hohe **Umlagen und Abgaben** für Stromverbraucher und Speicher verhindern ebenfalls die Nutzung von Flexibilität. Die Weiterentwicklung des Umlagen- und Abgabensystems bildet daher den vierten Baustein des Brandenburger Flexibilitätsmodells.

Im Rahmen des Masterplans Flexibilität werden sieben konkrete Reformvorschläge benannt, um Flexibilität besser in Brandenburgs Verteilnetzen nutzbar zu machen.

1. Hybridmodell zur Nutzung marktbasierter und regulierter Flexibilität für Engpassmanagement einführen.

Ein Hybridmodell setzt auf Prozessen für Engpassmanagement auf, die derzeit im Rahmen von ‚Redispatch 2.0‘ entwickelt werden. Gleichzeitig wird für last- und speicherseitige Flexibilität, die bisher nicht für Engpassmanagement genutzt wird, die Möglichkeit geschaffen, marktbasierend – also mit Gewinnpotential – am Engpassmanagement teilzunehmen.

Während rein marktbasierendes Engpassmanagement wegen der Möglichkeit strategischen Bietverhaltens der beteiligten Akteure in der Kritik steht, schränkt das Hybridmodell durch die Beibehaltung der Kostenbasis für bisherige Flexibilitätsoptionen (im Sinne einer regulierten Kostenobergrenze) die Möglichkeit von strategischem Bietverhalten ein.

Das Hybridmodell kombiniert die Vorteile von reguliertem und marktbasierendem Engpassmanagement:

- Erzeugungsanlagen mit bekannter Kostenbasis bleiben wie bisher verpflichtet, ihre Flexibilität zu Grenzkosten anzubieten.
- Zusätzliche Flexibilität auf der Lastseite und bei Speichern kann marktbasierend das Flexibilitätsangebot ergänzen und somit zu einer Senkung der Kosten beitragen.
- Gleichzeitig entsteht ein zusätzliches Geschäftsmodell für last- und speicherseitige Flexibilität und somit ein Anreiz für Innovation und zusätzliche Investitionen dort, wo die Flexibilität benötigt wird.

2. Nichtbezuschlagung von Geboten in Flexibilitätsmarktkonzept einbeziehen.

Die Vermeidung von strategischem Bietverhalten ist zentral für den Erfolg des Hybridmodells und insofern für das Funktionieren des Brandenburger Flexibilitätsmodells insgesamt.

Als Instrument zur Vermeidung von strategischem Bietverhalten wird die ‚stochastische Nichtbezuschlagung‘ diskutiert. Dort werden zufällig Anlagen, die eigentlich zur Beseitigung von Engpässen angefordert würden, nicht bezuschlagt.

Durch Einführung der stochastischen Nichtbezuschlagung wird das finanzielle Risiko eines strategisch bietenden Akteurs erhöht, da dieser auch dann nicht immer abgerufen wird, wenn er sich entsprechend im Markt platziert.

Wenn der strategisch bietende Akteur dann vom geplanten Arbeitspunkt abweicht, um finanziellen Schaden abzuwenden, kann er leicht identifiziert und vom Marktplatz ausgeschlossen werden.

In Summe bietet das Instrument der ‚stochastischen Nichtbezuschlagung‘ dem Netzbetreiber ein gut parametrierbares Werkzeug, um strategisches Bietverhalten weiter einzudämmen.

3. Kosten für marktbasierende Flexibilität bei Netzbetreibern analog zu Kosten für regulierte Flexibilität als dnbK anerkennen.

Kosten für die Nutzung von freiwillig angebotenen Flexibilitätspotenzialen im Rahmen des Engpassmanagements von Verteilnetzbetreibern werden darüber nur sehr eingeschränkt bei den regulatorischen Kosten des Netzbetreibers anerkannt. Somit wird die Flexibilitätsnutzung durch den Netzbetreiber stark gehemmt.

Im Masterplan Flexibilität wird Anerkennung der Kosten von Flexibilitätsabruf durch Netzbetreiber als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten gefordert.

Der Abruf von freiwillig angebotener Flexibilität wirkt nicht unmittelbar erlösreduzierend für den Netzbetreiber, so dass damit ein Hemmnis für den Einsatz von Flexibilität beseitigt wird.

4. Zeitvariable Netztarife für flexible Verbraucher in der Niederspannung einführen.

Eine Verschiebung von Verbrauchslast in Situationen mit besonders hoher Einspeisung aus EE-Anlagen und gleichzeitiger Entlastung des Netzes wird für den Endverbraucher (E-PKW, Wärmepumpen) nicht belohnt – obwohl das Netz entlastet wird.

Zeitvariable Netztarife reflektieren die aktuelle Netzbelastung und reizen somit netzentlastende flexible Stromentnahme an. Bei zu hoher Einspeisung im Netz gilt beispielsweise ein besonders niedriger Tarif, denn so kann durch Lastverschiebung das Netz entlastet werden.

In der Umsetzung überträgt der Netzbetreiber über Schnittstellen zeitvariable Netztarife und verfügbare Netzkapazitäten (Reservierungssystem). Ein Energiemanagementsystem sorgt für die bedarfsgerechte und vollautomatische Optimierung.

Zeitvariable Netztarife setzen Anreize für netzentlastendes Verhalten, um auch Engpässe in vorgelagerten Netzebenen zu entlasten.

5. Netzentgelte ohne Flexibilitätsabrufe des Netzbetreibers berechnen.

Mechanismen der Netzentgeltsystematik wirken finanziell stärker als der Anreiz eines Erlöspotenzial durch Flexibilitätserbringung, obwohl Netz eigentlich entlastet wird. Damit wirkt die Netzentgeltsystematik hemmend für eine große Menge an Flexibilitätspotenzial.

Zur Auflösung der Hemmnis wird gefordert, dass die vom Netzbetreiber am Flexibilitätsmarkt abgerufenen Leistungen eines Stromverbrauchers nicht relevant für die Festlegung der Netzentgelte sind.

Die Umsetzung ist technisch möglich, da der Netzbetreiber sowohl die netzentgelt-relevanten Leistungen / Benutzungsstunden berechnet als auch netzdienliche Leistungen abrufen. Die Verantwortung darüber, dass der Abgleich Flexibilitätsanbieter / Strom-verbraucher möglich ist, liegt beim Anbieter liegen.

Für eine Vielzahl an Flexibilitätspotenzialen wird durch die minimalinvasive Anpassung der Netzentgeltkalkulation ein Angebot von Flexibilität auf dem Flexibilitätsmarkt wirtschaftlich.

Durch das höhere Flexibilitätsangebot stehen dem Netzbetreiber eine höhere Anzahl an Möglichkeiten zur Optimierung des Netzes zur Verfügung, so dass die Netzbetriebskosten sinken.

Die Anpassung hat keine Auswirkungen auf die Allokation der Kosten auf Netznutzergruppen (auch Kostenwälzung), da durch die Flexibilitätsabrufe keine Mehrkosten entstehen (de facto Substitution von teureren Maßnahmen) und die Grundlage für die Kostenallokation nicht geändert wird. Für industrielle Verbraucher sind Sondertatbestände nicht gefährdet.

6. EEG-Umlage und Stromsteuer bei Flexibilitätsabrufen des Netzbetreibers erlassen.

Sowohl EEG-Umlage als auch Stromsteuer werden ausschließlich bei Stromverbrauchern erhoben. Dies kann verbrauchsseitige Flexibilität an einem Flexibilitätsmarkt verteuern und die Nutzung der Flexibilität verhindern. Netzdienlicher Flexibilitätseinsatz auf der Verbrauchsseite darf nicht mit der EEG-Umlage und der Stromsteuer belastet werden.

Es gibt verschiedene Möglichkeiten, um dieses Ziel zu erreichen. Auch ohne umfassende Umstrukturierung von EEG-Umlage und Stromsteuer insgesamt lässt sich das beschriebene Ziel erreichen.

Die Befreiung von der EEG-Umlage und der Stromsteuer zumindest bei netzdienlichem Einsatz von Flexibilität ist ein Baustein für ein ‚level playing field‘ zwischen Erzeugungs- und Verbrauchsseite.

Hierdurch kann sichergestellt werden, dass die günstigste Flexibilitätsoption zur Beseitigung von Netzengpässen gewählt wird.

Dies führt zu verringerten Kosten für Netzengpassmanagement, wovon alle Brandenburger profitieren. Gleichzeitig ergibt sich für marktbasierete Flexibilität ein zusätzliches Geschäftsmodell.

7. Konzessionsabgabe für abgerufene Flexibilität vereinheitlichen.

Die Konzessionsabgabe deckt die Kosten für Wegenutzung in den jeweiligen Kommunen ab. Analog zu EEG-Umlage und Stromsteuer wird sie ausschließlich bei Stromverbrauchern erhoben. Dies kann verbrauchsseitige Flexibilität an einem Flexibilitätsmarkt verteuern und die Nutzung der Flexibilität verhindern.

Damit der Wettbewerb nicht verzerrt wird, darf netzdienlicher Flexibilitätseinsatz nicht mit der Konzessionsabgabe belastet werden. Dies ist möglich, ohne die Konzessionsabgabe einer grundsätzlichen Reform unterzogen wird, indem Kunden, deren Flexibilität via Flexibilitätsmarkt aktiviert wird, hierfür nur den ermäßigten Satz für Sondervertragskunden zu entrichten haben. Analog zur EEG-Umlage und der Stromsteuer ist die Abschaffung der Konzessionsabgabe für netzdienlichen Flexibilitätseinsatz nötig, um ein ‚level playing field‘ herzustellen. Da der Masterplan vorsieht, die Konzessionsabgabe für abgerufene marktbasierete Flexibilität im planwertbasierten Engpassmanagement generell auf das niedrige Niveau für Sonderkunden abzusenken, wird dieses Ziel weitgehend erreicht.

Die Lösungsvorschläge sind nochmals in Abbildung 52 zusammengefasst.

		Vorteilhaftigkeit	Anpassungsbedarf
Flexibilitätsmarkt	1. Hybridmodell zur Nutzung marktbasierter und regulierter Flexibilität	✓ Zusätzliche Flexibilität durch Verbraucher und bei Speichern kann das Flexibilitätsangebot ergänzen und somit zu einer Senkung der Engpassmanagementkosten beitragen.	• Gesetzliche Klarstellung, dass der Betrieb von Flexibilitätsmärkten möglich ist und als Rahmen für marktbezogene Maßnahmen im Sinne des § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems unterstützt.
	2. Möglichkeit der Nichtbezuschlagung von Geboten in Flexibilitätsmarkt-konzept	✓ Das Instrument der ‚stochastischen Nichtbezuschlagung‘ bietet dem Netzbetreiber ein gut parametrierbares Werkzeug, um strategisches Bietverhalten weiter einzudämmen.	• Gesetzliche Klarstellung, dass Netzbetreiber nicht gezwungen sind, die Merit-Order-Liste bei Flex-Abruf strikt zu befolgen. • Dies beinhaltet explizit den Spielraum aufseiten des Netzbetreibers, günstige Gebote – gezielt oder zufällig – nicht zu ziehen.
Regulierung	3. Anerkennung von Kosten für markt-basierte Flexibilität analog zu Kosten für regulierte Flexibilität als dnbK	✓ Der Abruf von freiwillig angebotener Flexibilität wirkt nicht unmittelbar erlösreduzierenden für den Netzbetreiber, so dass damit ein Hemmnis für den Einsatz von Flexibilität beseitigt wird.	• Kostenanerkennung der Vergütung von Flexibilitäten zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit/Systemzuverlässigkeit als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten in §11 Abs. 2 ARegV
Netzentgelte	4. Zeitvariable Netztarife für flexible Verbraucher in der Niederspannung	✓ Zeitvariable Netztarife setzen Anreize für netzentlastendes Verhalten, um Engpässe in vorgelagerten Netzebenen zu entlasten. ✓ Endkunden profitieren durch geringere Strompreise und kleineren CO2-Fußabdruck.	• Ergänzung der Verordnungsermächtigung des § 14 a EnWG um ausdrückliche Ermöglichung zeitvariabler Netzentgelte
	5. Netzentgelte ohne Flexibilitätsabrufe des Netzbetreibers berechnen.	✓ Für eine Vielzahl an Flexibilitätspotenzialen wird durch die minimalinvasive Anpassung der Netzentgeltkalkulation ein Angebot von Flexibilität auf dem Flexibilitätsmarkt wirtschaftlich.	• Nichteinbeziehung marktbasierter Flexibilitätsabrufe bei der Ermittlung der allgemeinen Netzentgelte (§ 17 StromNEV) sowie beim Angebot individueller Netzentgelte (§ 19 Abs. 2 StromNEV)
Steuern und Umlagen	6. Erlass von EEG-Umlage und Stromsteuer bei Flexibilitätsabrufen	✓ Die Befreiung von der EEG-Umlage und der Stromsteuer zumindest bei netzdienlichem Einsatz von Flexibilität ist ein Baustein für ein ‚level playing field‘ zwischen Erzeugungs- und Verbrauchsseite.	• Befreiung von Flexibilitätsabrufen des Netzbetreibers, die im Zuge marktbezogener Maßnahmen des Engpassmanagements erfolgen, von Stromsteuer und EEG-Umlage
	7. Vereinheitlichung der Konzessionsabgabe für abgerufene Flexibilität	✓ Analog zur EEG-Umlage und der Stromsteuer ist die Abschaffung der Konzessionsabgabe für netzdienliche Flexibilität nötig, um ein ‚level playing field‘ herzustellen.	• Begrenzung der Konzessionsabgabe für abgerufene Flexibilität auf das Niveau von Sondervertragskunden im Sinne des § 1 Abs. 4 KAV, um so die Belastung auf maximal 0,11 ct/kWh zu begrenzen.

Abbildung 52: Übersicht der konkreten Lösungsvorschläge

Anhand konkreter Fallbeispiele ist die Vorteilhaftigkeit des Brandenburger Flexibilitätsmodells besonders gut erkennbar. Der volkswirtschaftliche Nutzen kann hierbei auch beziffert werden.

Unter den getroffenen Annahmen ermöglicht die Verwendung der beschriebenen Flexibilitätsoptionen im Flexibilitätsmarkt aktuell in Brandenburg die zusätzliche Aufnahme von EE-Strom in Höhe von fast 80 GWh pro Jahr. Dies entspricht einem Anteil von über 20% des momentan abgeregelten EE-Volumens. Perspektivisch erhöht sich das Gesamtpotential auf über 200 GWh pro Jahr. Bei gleichzeitig angenommener Erhöhung des Abschaltvolumens im Referenzfall auf 720 GWh pro Jahr entspricht dies einem Anteil von fast 30% an EE-Strom, der bei Nutzung des Flexibilitätsmarkts nicht abgeregelt werden muss. Da der in Brandenburg abgeregelte EE-Strom durch Graustrom ersetzt werden muss, resultiert die vermiedene Abregelung auch in einer CO₂-Einsparung. Das aktuelle Potential hierzu liegt bei ca. 35.000-40.000 t CO₂-Einsparung pro Jahr. Es steigt bis zum Jahr 2030 auf ca. 60.000 t an.

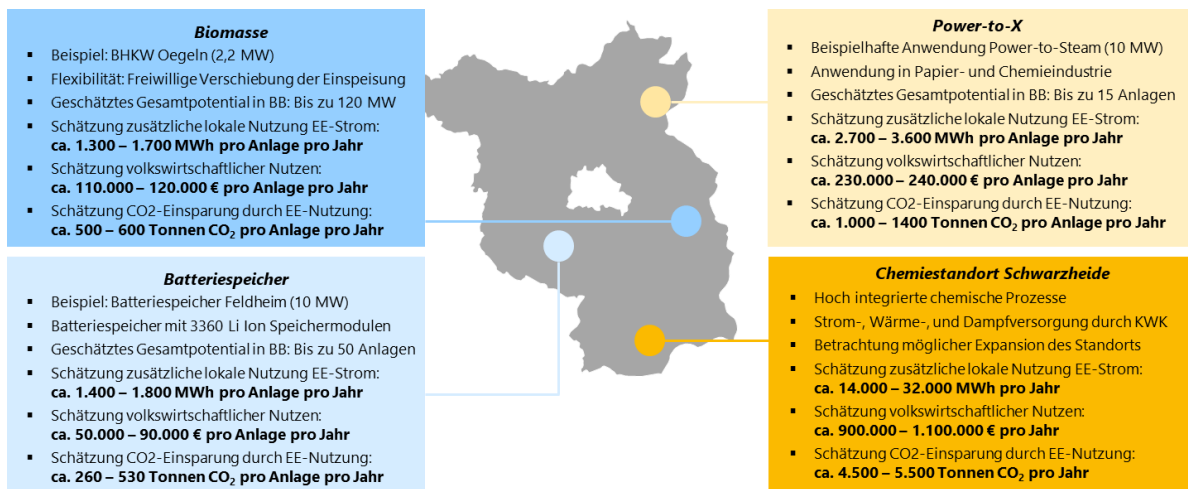


Abbildung 53: Übersicht Fallbeispiele

Die Nutzung der beschriebenen Flexibilitätspotentiale resultiert zudem in einer Kostenersparnis für Engpassmanagement. Dieser beträgt für Brandenburg aktuell ca. 7 Mio. €/ Jahr und steigt bis 2030 auf über 13 Mio. €/ Jahr an. Der gesamte volkswirtschaftliche Nutzen erhöht sich um die privatwirtschaftlichen Gewinne durch die in den Geboten enthaltenen Gewinnmargen.

Der Beitrag weiterer Flexibilitätsoptionen, sowie die positive Auswirkung durch anreizbasierte Lastverschiebung auf der Niederspannungsebene schaffen Potential zur weiteren Vermeidung der Abregelung von EE-Strom, zur weiteren Einsparung von CO₂ und zur Erhöhung des gesamten volkswirtschaftlichen Nutzens. Sollten Marktakteure in der Nutzung weiterer Flexibilitätspotentiale Gewinnchancen erkennen, kann sich hieraus eine Eigendynamik zur Entwicklung zahlreicher weiterer Flexibilitätspotentiale entwickeln.

Insgesamt wird bei Umsetzung des Masterplans Flexibilität in Brandenburgs Verteilnetzen ein beachtlicher volkswirtschaftlicher Nutzen in Millionenhöhe erwartet. Die Politik ist gefordert, damit dieser Nutzen realisiert werden kann.

ANHANG

A. Abbildungsverzeichnis

A. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersicht Masterplan Flexibilität in Brandenburgs Verteilnetzen	I
Abbildung 2: Konkrete Umsetzungsvorschläge des Brandenburger Modells zur Erschließung und Nutzung von Flexibilität	2
Abbildung 3: Fallbeispiele zur Verifizierung der Vorteilhaftigkeit	3
Abbildung 4: Zunehmende Bedeutung der Flexibilität in den Verteilnetzen Brandenburgs	4
Abbildung 5: Langfristige Entwicklung des Flexibilitätspotenzials in Brandenburg	5
Abbildung 6: Vorteile der Nutzung von Flexibilität durch den Verteilnetzbetreiber	6
Abbildung 7: Heutige Rahmenbedingungen lassen eine Nutzung der Flexibilität in Brandenburg nicht zu	7
Abbildung 8: Ursprüngliche Vorschläge zur Gestaltung der Rahmenbedingungen im Bereich Flexibilität	11
Abbildung 9: Leitlinien Flexibilität des Fachforums Energiewende des MWE Brandenburg	12
Abbildung 10: Masterplan Flexibilität bringt Flexibilität und Verteilnetz in Brandenburg zusammen	13
Abbildung 11: Zielstellung im Rahmen der Ausarbeitung des Brandenburger Flexibilitätsmodells	14
Abbildung 12: Vier Eckpfeiler des Brandenburger Flexibilitätsmodells	14
Abbildung 13: Zusammenspiel der vier Eckpfeiler des Brandenburger Modells	15
Abbildung 14: Vorgehen zur Erarbeitung der Umsetzungsvorschläge im Brandenburger Flexibilitätsmodell	16
Abbildung 15: Verortung von Hemmnissen und Lösungsansätzen für verschiedene Flexibilitätsoptionen im Rahmen des Brandenburger Flexibilitätsmodells	17
Abbildung 16: Vorgehen in der AG „Flexibilitätsmarkt“	18
Abbildung 17: Vorgehen im Bereich Anreizregulierung	19
Abbildung 18: Vorgehen im Bereich Netzentgelte	19
Abbildung 19: Vorgehen innerhalb der Arbeitsgruppe 'Steuern, Abgaben und Umlagen'	20
Abbildung 20: Zielmodell Flexibilitätsmarkt innerhalb des Brandenburger Flexibilitätsmodells als evolutionäre Weiterentwicklung des heutigen bzw. des beschlossenen Redispatch-Regimes	23
Abbildung 21: „Merit-Order-Liste“ für den Redispatch 2.0	25
Abbildung 22: Prozessflüsse im 'Redispatch-2.0'-Zielmodell (vereinfacht)	26
Abbildung 23: Merit Order Liste mit Redispatch 2.0 und Hybridmarkt	28
Abbildung 24: Gesamtprozess Hybridmodell im Rahmen des Brandenburger Flexibilitätsmodells	29
Abbildung 25: Verschiebung der Merit Order List durch Nichtbezuschlagung	33
Abbildung 26: Übersicht des Ansatzes zur Dynamisierung von Netzentgelten für flexible Netzkunden	37
Abbildung 27: Änderungen in der Berechnungssystematik der Netzentgelte für zeitvariable Netztarife	38
Abbildung 28: Festlegung von drei Tarifstufen für zeitvariable Netztarife vor Jahresbeginn	38
Abbildung 29: Einordnung zeitvariabler Netztarife in das Engpassmanagement	39
Abbildung 30: Übersicht der Vorteilhaftigkeit zeitvariabler Netztarife	41
Abbildung 31: Zusammenspiel Netzentgeltsystematik und Engpassmanagement mit Flexibilität	43
Abbildung 32: Netzentgeltsystematik als Schranke zum Flexibilitätsmarkt-konzept	44
Abbildung 33: Identifizierte Flexibilitätshemmnisse im Bereich Steuern / Abgaben / Umlagen	47
Abbildung 34: Mögliche Lösungsansätze im Bereich der Stromsteuer und der EEG-Umlage	48

Abbildung 35: Wirkung der vorgeschlagenen Maßnahmen auf das Zusammenspiel zwischen Verteilnetz und Flexibilität innerhalb des Brandenburger Modells	50
Abbildung 36: Betrachtete Fallbeispiele und Nutzen des Brandenburger Flexibilitätsmodells unter den getroffenen Annahmen	52
Abbildung 37: Vergleichsbasis Abregelung Erneuerbarer gegenüber Aktivierung marktbasierter Flexibilität	53
Abbildung 38: Vergleich der nötigen Ressourcen zur Beseitigung eines Engpasses im Hybridmodell verglichen mit Redispatch 2.0	55
Abbildung 39: Steckbrief des Chemiestandortes Schwarzheide	56
Abbildung 40: Ergebnisse des Fallbeispiels Chemiestandort Schwarzheide (aktuell und 2030)	58
Abbildung 41: Steckbrief des Batteriespeichers Feldheim	58
Abbildung 42: Ergebnisse des Fallbeispiels Batteriespeicher Feldheim (aktuell und 2030)	60
Abbildung 43: Ergebnisse des Fallbeispiels Power-to-X (aktuell und 2030)	61
Abbildung 44: Steckbrief der Biogasanlage Oegeln	61
Abbildung 45: Ergebnisse des Fallbeispiels Biogasanlage Oegeln (aktuell und 2030)	62
Abbildung 46: Übersicht MITNETZ NODES Pilot Brandenburg	63
Abbildung 47: Standort MITNETZ NDOES Pilot in Brandenburg (2016-2020)	64
Abbildung 48: Kostenwirkung MITNETZ NODES Pilot in Brandenburg	64
Abbildung 49: Rechtlichen Weiterentwicklung zur Etablierung von Flexibilitätsoptionen in der Lausitz	67
Abbildung 50: Der Masterplan Flexibilität in Brandenburgs Verteilnetzen	69
Abbildung 51: Zusammenspiel der vier Eckpfeiler des Brandenburger Modells für Flexibilität	71
Abbildung 52: Übersicht der konkreten Lösungsvorschläge	74
Abbildung 53: Übersicht Fallbeispiele	73

KOMPETENZ
IN ENERGIE



E-Bridge
Kompetenz in Energie