Die enera Roadmap

enera übertragen und international verankern

„Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“

SINTEG
SCHAUFENSTER INTELLIGENTE ENERGIE

Gefördert durch:
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Autor*Innen

Öko-Institut e.V.

Moritz Vogel (m.vogel@oeko.de)
Dierk Bauknecht
Franziska Flachsbarth
Matthias Koch
Marion Wingenbach
Christian Winger
Sebastian Palacios
Susanne Krieger
Kerstin Borkowski

Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH) – Universität Aachen

Patrick Pfeifer
Jacob Tran

Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW) – RWTH Aachen University

Sirkka Porada
Julian Sprey
Mirko Wahl
Dominik Mildt
Albert Moser

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrtforschung (DLR), Institut für Vernetzte Energiesysteme, Oldenburg

Bruno Schyska
Wilko Heitkötter
Wided Medjroubi
Thomas Vogt

Jacobs University Bremen

Marius Buchmann
Anna Pechan

Lehrstuhl für Energiewirtschaft - Universität Duisburg Essen

Julian Radek
Jonas Höckner
Simon Voswinkel
Christoph Weber

Darüber hinaus Beiträge und Ergänzungen von *EWE*, *EWE Netz*, *Tennet*, *EPEX Spot* und *energy & meteo systems*.

Kontakt
info@oeko.de
www.oeko.de

Geschäftsstelle Freiburg
Postfach 17 71
79017 Freiburg

Hausadresse
Merzhauser Straße 173
79100 Freiburg
Telefon +49 761 45295-0

Veröffentlicht im August 2021

Zusammenfassung

Der Ausbau erneuerbarer Energien zur Erreichung der Klimaschutzziele stellt das Stromsystem vor neue Herausforderungen. Besonders in den Verteilnetzen, in denen Solar- und Windenergie vorrangig ausgebaut werden, kommen konventionelle Netzbetriebsmittel und ihre klassische Betriebsweise an ihre Grenzen. Als eines der SINTEG Projekte[1] wurde in enera ein Lösungsansatz (Kapitel 2.2) erarbeitet und in der enera Modellregion (Kapitel 2.3) erprobt.

Die vorliegende Roadmap stellt die enera Lösung für das Stromsystem der Zukunft vor. Sie zeigt, dass die in der Modellregion erprobte Lösung bereits heute positive Effekte im praktischen Einsatz entfalten kann.

Außerdem wirft sie einen Blick in die Zukunft und über die Modellregion hinaus. Basierend auf den im Projekt entwickelten enera Szenarien (Kapitel 3) werden mit Hilfe verschiedener Modelle die Effekte der enera Lösung im deutschen Stromsystem der Zukunft betrachtet.

DIE ENERA LÖSUNG IN DER MODELLREGION – VERTEILNETZBETRIEB & ENERA FLEXMARKT

Zentrale Akteure der enera Lösung sind die Verteilnetzbetreiber. Im Stromsystem der Zukunft regeln sie aktiv das Stromnetz und greifen dabei auf innovative Lösungsoptionen zu. In diesem Rahmen nehmen sie die neue Rolle des Smart Grid Operators (SGO) ein (Kapitel 4). Im digitalen und transparenten Netz der Zukunft kann der Smart Grid Operator den Netzzustand in Echtzeit bewerten. Wenn nötig greift er auf die in enera erarbeiteten innovativen Lösungsansätze zu. Er gewährleistet so einen sicheren Verteilnetzbetrieb und optimiert den notwendigen Netzausbau.

Im Verteilnetzbetrieb trägt die enera Lösung dazu bei, dass das bestehende Netz effizienter genutzt wird (Kapitel 6). Durch ihren Einsatz können größere Mengen erneuerbarer Erzeugung und neuer Verbraucher in das Netz integriert werden. Denn durch den Einsatz innovativer Betriebsmittel, -strategien und dezentraler Flexibilität kann die Netzkapazität besser genutzt werden. Auch im Falle eines unumgänglichen Einspeisemanagements können die neuen Betriebsmittel des enera Lösungsansatzes eine effizientere Reduktion der erneuerbaren Einspeisung realisieren. Dass dies bereits heute möglich ist, wurde in der enera Modellregion in Feldtests erprobt. Dort konnte gezeigt werden, dass die enera Lösungsansätze technisch realisierbar sind und bereits heute im laufenden Netzbetrieb einen positiven Effekt entfalten können (Kapitel 6.1).

Der enera Flexmarkt (Kapitel 7) ist eines der zentralen Ergebnisse des enera Projekts. Es handelt sich dabei um eine Marktplattform, die dezentrale Flexibilität für den Netzbetrieb erschließt. Anbieter sind flexible Erzeuger und Verbraucher in den Verteilnetzen. Nachgefragt wird die angebotene Flexibilität durch Netzbetreiber. Droht ein Netzengpass, können diese die verfügbare Flexibilität einsetzen. Der Engpass wird so vor seiner Entstehung abgewendet. Der Zugriff ist hierbei nicht nur auf Verteilnetzbetreiber begrenzt.

[1] https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/sinteg.html (Zuletzt geprüft: 16.11.2020)

Auch Übertragungsnetzbetreiber können über diesen Mechanismus dezentrale Flexibilität einsetzen. Während des Projekts wurde der enera Flexmarkt ausgestaltet und erprobt (Kapitel 7.1). In der Pilotphase wurde Flexibilität gehandelt und es wurde gezeigt, dass der Zugriff von Netzbetreibern auf dezentrale Flexibilität möglich ist.

DIE ENERA LÖSUNG IM STROMSYSTEM DER ZUKUNFT

Neben den Feldtests wurde in enera mit Hilfe verschiedener Modelle auch ein Blick auf das Stromsystem der Zukunft geworfen. In den dafür definierten enera Szenarien (Kapitel 3) wurden mögliche Entwicklungen des Stromsystems der Zukunft beschrieben. In den modellbasierten Betrachtungen wurde untersucht, welche Effekte die enera Lösung haben kann. Dabei wurde vor allem untersucht, welche Effekte sich außerhalb der enera Modellregion und für das Gesamtsystem ergeben.

ENERA LÖSUNG FÜHRT ZUR REDUKTION DES NOTWENDIGEN VERTEILNETZAUSBAUS

In einer deutschlandweiten Analyse wurde untersucht, wie die enera Lösung in der Verteilnetzplanung berücksichtigt werden kann (Kapitel 5). Dabei wurde gezeigt, dass sie zu einer Reduktion des notwendigen Netzausbaus beitragen kann. Durch das Erschließen von Freiheitsgraden im Netzbetrieb für den SGO kann die enera Lösung dazu beitragen, bestehende Netzkapazitäten effizienter zu nutzen. So können größere Mengen erneuerbarer Energien integriert werden, ohne dafür das Netz ausbauen zu müssen. Die Höhe des Reduktionspotenzials ist dabei einerseits von dem Netzgebiet sowie der Netznutzung und anderseits von der Verfügbarkeit von Flexibilität abhängig.

ENERA LÖSUNG IM VERTEILNETZ KANN DAS ÜBERTRAGUNGSNETZ STABILISIEREN

Die aktive Betriebsführung der Verteilnetze verändert den Wirk- und Blindleistungsbezug aus dem Übertragungsnetz. Wurde in der Vergangenheit Blindleistung zur Spannungshaltung aus dem vorgelagerten Netz bezogen, kann sie durch die in enera erprobten innovativen Betriebsmittel auch im Verteilnetz bereitgestellt werden. In enera wurde daher ebenso untersucht, welche Auswirkungen enera Lösungsansätze im Verteilnetz auf die Übertragungsnetzebene haben können.

Die Simulationen im Rahmen von enera haben gezeigt, dass ein angepasster Verteilnetzbetrieb zu einer Stabilisierung der Übertragungsnetze beitragen kann: Netzbetriebsmittel können die Blindleistungsbereitstellung so anpassen, dass sich in Störfällen ein spannungsstabilisierender Effekt im Verteil- und teilweise sogar im Übertragungsnetz einstellt. Kommt es im Übertragungsnetz durch eine Störung zu einer plötzlichen Spannungsänderung, so können die innovativen Betriebsmittel der enera Lösung das Ausweiten der Störung in die Verteilnetze verhindern. Die Rückwirkung auf das Übertragungsnetz hängt jedoch von der gewählten Betriebsweise ab (Kapitel 6.3.1).

Um zu zeigen, welchen Einfluss eine deutschlandweite Realisierung der enera Lösung hat, wurde in enera ein aktiver Verteilnetzbetrieb in repräsentativen deutschen Verteilnetzen simuliert (Kapitel 6.3.2). Die repräsentativen Netze unterscheiden sich dabei in ihrer Last- und Einspeisesituation.

Die durchgeführte Untersuchung zeigte, dass der Einfluss insbesondere durch eine Änderung der vertikalen Last in den Verteilnetzen entsteht. Dieser wird zum großen Teil durch Maßnahmen zur Behebung von erzeugungsseitigen Engpässen verursacht. Die veränderten vertikalen Lasten können durch eine höhere Unsicherheit – z. B. aufgrund längerer Prognosehorizonte in der Betriebsplanung der Verteilnetze – verschärft werden. Wie die technischen Analysen zeigen, kann der aktive Verteilnetzbetrieb zu einer Beeinflussung der höheren Netzebenen führen. Damit ergibt sich die Notwendigkeit, die Koordination des Netzbetriebs über die verschiedenen Netzebenen hinweg sicherzustellen.

ENERA LÖSUNG REDUZIERT STROMERZEUGUNGSKOSTEN UND VERRINGERT ÜBERLASTUNGEN IM ÜBERTRAGUNGSNETZ

Die enera Lösung kommt jedoch nicht nur in den Verteilnetzen zum Einsatz. Dezentrale Flexibilität kann über den enera Flexmarkt ebenso im Strommarkt oder auf der Übertragungsnetzebene eingesetzt werden.

Im Strommarkt trägt die durch den enera Flexmarkt erschlossene dezentrale Flexibilität zur Reduktion der Stromerzeugungskosten bzw. der durchschnittlichen Börsenstrompreise bei. Dies wird beispielsweise durch das Verschieben von Last in Zeiten niedriger Strompreise sowie das Verschieben von Erzeugung in Zeiten hoher Strompreise erreicht (Kapitel 7.7.2 & 7.7.4).

Auf Übertragungsnetzebene kann durch den übertragungsnetzdienlichen Einsatz dezentraler Flexibilität die kumulierte Überlastung des Übertragungsnetzes um rund 10 % bis 15 % reduziert werden (Abbildung 7.7-20). Der langfristig bis zum Jahr 2050 erforderliche Netzausbaubedarf geht jedoch auch mit dem übertragungsnetzdienlichen Einsatz dezentraler Flexibilität über das Zielnetz aus dem Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019) hinaus. Mit Hilfe dezentraler Flexibilität kann der notwendige Netzausbau jedoch teilweise verzögert werden. Übertragungsnetzbetreiber können die so gewonnene Zeit nutzen, um technologische Weiterentwicklungen von Netzbetriebsmitteln in der Netzausbauplanung zu berücksichtigen. Darüber hinaus sollten dezentrale Flexibilitätsoptionen als zusätzliche Redispatchmaßnahmen genutzt werden (Kapitel 7.7.3).

Dennoch ist zu berücksichtigen, dass der enera Flexmarkt nicht in allen Regionen gleichermaßen zum Einsatz kommen kann. Eine grundlegende Voraussetzung dafür ist, dass dezentrale Flexibilität (Kapitel 3.2) und erneuerbare Energien in räumlicher Nähe zueinander sind und auch die verfügbaren Kapazitäten entsprechend zueinander passen (Kapitel 7.7.1).

ALLGEMEINE SCHLUSSFOLGERUNGEN & HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Damit die positiven Effekte der enera Lösung erschlossen werden können, ist es notwendig, passende Rahmenbedingungen zu schaffen. Dazu wurden in der enera Roadmap Handlungsempfehlungen formuliert (Kapitel 8). Diese geben einen Ausblick darauf, wie eine Anwendung der enera Lösung und der im Projekt entwickelten oder erprobten Konzepte ermöglicht werden kann. Dies umfasst insbesondere dezentrale Flexibilität, die durch den enera Flexmarkt erschlossen wird.

Digitalisierung

Die Voraussetzung für das Erschließen dezentraler Flexibilitätsoptionen ist deren technische Abrufbarkeit. Dies kann insbesondere durch die Einführung intelligenter Geräte zum Messen und Steuern ermöglicht werden. Dadurch können Aggregatoren auf dezentrale Flexibilität zugreifen und sie bündeln. Sie kann so Einsatz am enera Flexmarkt oder dem nationalen Strommarkt finden und zur Reduktion der Systemkosten beitragen.

Liquidität gewährleisten

Da dezentrale Flexibilität durch den enera Flexmarkt erschlossen wird, ist es notwendig, dass die Bedingungen für einen effizienten Marktprozess bestmöglich erreicht werden. Dies ist jedoch nicht für jede Region möglich, da sich das vorhandene Flexibilitätspotenzial räumlich unterschiedlich verteilt. Dies sollte bei der Definition von Marktzonen berücksichtigt werden. Regionen mit einem besonders geringen Potenzial an dezentraler Flexibilität können dann zusammengefasst werden, um das Angebot von dezentraler Flexibilität zu erhöhen.

Netzbetreiberkoordination

Dezentrale Flexibilität kann durch Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber abgerufen werden. Dabei entsteht auch immer ein Einfluss auf die jeweils andere Netzebene. Damit mögliche negative Auswirkungen minimiert werden, ist es essenziell, dass Netzbetreiber im Stromsystem der Zukunft und insbesondere in Engpasszeiten ihren geplanten Netzbetrieb transparent kommunizieren. Negative Einflüsse zwischen den Netzebenen können so reduziert oder vermieden werden und positive Einflüsse können realisiert werden.

Dezentrale Flexibilität im NEP-Prozess

Dezentrale Flexibilität kann zur Behandlung von Netzengpässen im Übertragungsnetz beitragen. Netzbetreiber können Redispatchmaßnahmen durch den Einsatz von dezentralen Flexibilitäten substituieren und Netzausbaubedarf verzögern. Da Bundesnetzagentur und Übertragungsnetzbetreiber den Netzausbaubedarf im Rahmen des NEP-Prozesses bestimmen, wird empfohlen, dezentrale Flexibilitäten auch dort zu berücksichtigen. Dezentrale Flexibilität kann somit auch in der Netzplanung ihren Effekt entfalten.

Regulatorische Handlungsempfehlungen

Für den Einsatz dezentraler Flexibilität sind Anpassungen des heutigen regulatorischen Rahmens (Kapitel 8.3) notwendig. Diese Anpassungen gliedern sich in die Bereiche des Smart Grid Operators, der Netzbetreiberkoordination und des enera Flexmarkts.

Im heutigen Regime ist es für Netzbetreiber nur wenig attraktiv oder kaum möglich, innovative Betriebskonzepte im Netzbetrieb oder -planung einzusetzen. Der regulatorische Rahmen sollte daher so angepasst werden, dass eine Berücksichtigung der entstehenden Kosten erfolgen kann. Denn wie in enera gezeigt wurde, sind neue Betriebskonzepte eine Ergänzung zum konventionellen Netzausbau.

Damit der Einsatz dezentraler Flexibilität keine unerwarteten Kosten nach sich zieht, sind Cost-Sharing-Mechanismen einzuführen. Diese Mechanismen beteiligen alle Netzbetreiber an den Nutzen der volkswirtschaftlich optimalen Lösung. Dadurch ist es attraktiver, Flexibilität einzusetzen, um die volkswirtschaftlich beste Lösung zu erreichen. Entscheidungen, die nur dem eigenen Netz dienen, werden so unattraktiv. Ohne diese Mechanismen setzen Netzbetreiber Flexibilität ein, um ihren eigenen Netzbetrieb zu optimieren. Das ist jedoch nicht immer die beste Lösung, weil es dadurch zu Kosten in anderen Netzbereichen kommen kann.

Auch für die Realisierung des enera Flexmarkts sind unterschiedliche regulatorische Änderungen notwendig. Niedrige Eintrittsbarrieren für dezentrale Flexibilität und eine passende Preisstruktur sind für einen funktionierenden Marktprozess wichtig. Auch muss sichergestellt werden, dass es nicht zu marktverzerrenden Effekten, wie die des Inc-Dec Gaming kommt. Dazu müssen verschiedene Maßnahmen, wie die Überwachung des Marktverhaltens, implementiert werden.

Executive Summary

The expansion of renewable energies to achieve climate protection goals poses new challenges for the electricity system. Especially in the distribution grids, where solar and wind energy are being expanded as a priority, conventional grid resources and their classic mode of operation are reaching their limits. As one of the SINTEG projects[2], a solution was developed in enera (chapter 2.2) and tested in the enera model region (chapter 2.3).

This roadmap presents the enera solution for the electricity system of the future. It shows that the solution tested in the model region can already have positive effects in practical use today.

It also takes a look into the future and beyond the model region. Based on the enera scenarios developed in the project (chapter 3), the effects of the enera solution are studied in the German electricity system of the future with the help of various models.

THE ENERA SOLUTION IN THE MODEL REGION - DISTRIBUTION GRID OPERATION & ENERA FLEX MARKET

The central players in the enera solution are the distribution grid operators. In the electricity system of the future, they actively regulate the electricity grid, using innovative solutions. In this context, they assume the new role of a smart grid operator (SGO) (chapter 4). In the digital and transparent grid of the future, smart grid operators can assess the grid status in real time. If necessary, they will use the innovative solutions developed in enera. In this way, they ensure secure distribution grid operation and optimise the necessary grid expansion.

In the distribution grid, the enera solution helps to ensure that the existing grid is used more efficiently (chapter 6). Through its use, larger amounts of renewable generation and larger numbers of new consumers can be integrated into the grid. Through the use of innovative operating resources, strategies and decentralised flexibility, the grid capacity can be better utilised. Even in the case of unavoidable feed-in management, the new operating resources of the enera solution approach can achieve a more efficient reduction of renewable feed-in. Field trials in the enera model region evidenced that this is possible even today. It was shown there that the enera approach is technically feasible and can have a positive effect in ongoing grid operation even today (chapter 6.1).

The enera flex market (chapter 7) is one of the central results of the enera project. It is a market platform that opens up decentralised flexibility for grid operation. Suppliers are flexible producers and consumers in the distribution grids. The flexibility offered is demanded by grid operators. If there is a risk of a grid bottleneck, they can use the available flexibility. The bottleneck is thus averted before it occurs. Access is not only limited to distribution grid operators. Transmission system operators can also use decentralised flexibility via this mechanism. During the project, the enera flex market was designed and

[2] https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/sinteg.html (last accessed on 16.08.2021); SINTEG = „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (Smart Energy Showcases – Digital Agenda for the Energy Transition)

tested (chapter 7.1). During the pilot phase, flexibility was traded and it was shown that access by grid operators to decentralised flexibility is possible.

THE ENERA SOLUTION IN THE ELECTRICITY SYSTEM OF THE FUTURE

In addition to the field tests, enera also took a look at the electricity system of the future with the help of various models. In the enera scenarios defined for this purpose (chapter 3), possible developments of the electricity system of the future were described. Based on these models, potential effects of the enera solution were examined. In particular, the effects of an enera solution outside the enera model region and for the overall system were investigated.

ENERA SOLUTION LEADS TO A REDUCTION IN THE NECESSARY EXPANSION OF THE DISTRIBUTION GRID

In a nationwide analysis, it was investigated how the enera solution can be considered in distribution grid planning (chapter 5). It was shown that the solution can contribute to a reduction of the necessary grid expansion. By opening up more freedom in grid operation for the SGO, the enera solution can help to use existing grid capacities more efficiently. In this way, larger amounts of renewable energies can be integrated without having to expand the grid. The potential level of expansion reduction depends on the grid area and grid usage on the one hand, and on the availability of flexibility on the other.

ENERA SOLUTION IN THE DISTRIBUTION GRID CAN STABILISE THE TRANSMISSION GRID

The active operational management of the distribution grids changes the active and reactive power drawn from the transmission grid. Whereas in the past reactive power was drawn from the upstream grid to maintain voltage, it can now also be provided in the distribution grid through the innovative operating resources tested in enera. Therefore, enera also investigated the effects that enera solutions in the distribution grid can have on the transmission grid.

The simulations in enera have shown that adapted distribution grid operation can contribute to a stabilisation of the transmission grid: Grid resources can adapt the provision of reactive power in such a way that, in the event of a fault, a voltage-stabilising effect occurs in the distribution grid and, in some cases, even in the transmission grid. If a sudden voltage change occurs in the transmission grid due to a fault, the innovative operating resources of the enera solution can prevent the fault from spreading to the distribution grids. However, the repercussion on the transmission grid depends on the selected operating mode (chapter 6.3.1).

In order to show the influence of a Germany-wide implementation of the enera solution, an active distribution grid operation in representative German distribution grids was simulated in enera (chapter 6.3.2). The representative grids differ in their load and feed-in situation.

The investigation carried out showed that the influence arises in particular from a change in the vertical load in the distribution grids. This is largely caused by measures to eliminate generation-side bottlenecks. The changed vertical loads can be exacerbated by higher uncertainty - e.g. due to longer forecast horizons in the operational planning of the

distribution grids. As the technical analyses show, the active distribution grid operation can influence the higher grid levels. This results in the need to ensure the coordination of grid operation across the different grid levels.

ENERA SOLUTION REDUCES POWER GENERATION COSTS AND REDUCES CONGESTION IN THE TRANSMISSION GRID

The enera solution, however,is not only used in the distribution grids. Decentralised flexibility can also be used in the electricity market or at the transmission grid level via the enera flex market.

In the electricity market, the decentralised flexibility tapped by the enera flex market contributes to the reduction of electricity generation costs or the average electricity prices on the power exchange. This is achieved, for example, by shifting load to times of low electricity prices and by shifting generation to times of high electricity prices (chapters 7.7.2 & 7.7.4).

At transmission grid level, the cumulative congestion of the transmission grid can be reduced by around 10 % to 15 % through the use of decentralised flexibility (figure Abbildung 7.7-20). However, even with the use of decentralised flexibility to serve the transmission grid, the grid expansion requirement in the long term up to 2050 exceeds the target grid from the Grid Development Plan for Electricity 2030 (Netzentwicklungsplan Strom 2030, version 2019). With the help of decentralised flexibility, however, the necessary grid expansion can be partially delayed. Transmission grid operators can use the time gained in this way to take technological developments of grid resources into account in grid expansion planning. Furthermore, decentralised flexibility options should be used as additional redispatch measures (chapter 7.7.3).

Nevertheless, it must be noted that the enera flex market cannot be used equally in all regions. A fundamental prerequisite is the spatial proximity of decentralised flexibility (chapter 3.2) and renewable energies to each other and that available capacities match accordingly (chapter 7.7.1).

GENERAL CONCLUSIONS & RECOMMENDATIONS FOR ACTION

In order for the positive effects of the enera solution to be tapped, it is necessary to create suitable framework conditions. To this end, recommendations for action have been formulated in the enera roadmap (chapter 8). They give an outlook on how the enera solution and the concepts developed or tested in the project can be applied. This includes, in particular, decentralised flexibility, which is made accessible through the enera flex market.

DIGITISATION

The prerequisite for tapping decentralised flexibility options is their technical retrievability. This can be made possible in particular through the introduction of smart devices for measurement and control. This enables aggregators to access and bundle decentralised flexibility. It can thus be used on the enera flex market or the national electricity market and contribute to reducing system costs.

ENSURE LIQUIDITY

As decentralised flexibility is tapped through the enera flex market, it is necessary that the conditions for an efficient market process are achieved in the best possible way. However, this is not possible for every region, as the existing flexibility potential is distributed spatially differently. This should be taken into account when defining market zones. Regions with a particularly low potential of decentralised flexibility can then be grouped together to increase the supply of decentralised flexibility.

GRID OPERATOR COORDINATION

Decentralised flexibility can be called up by distribution and transmission system operators. This always has an impact on the other grid level. In order to minimise possible negative effects, it is essential that grid operators in the electricity system of the future and especially in times of congestion communicate their planned grid operations transparently. Negative influences between the grid levels can thus be reduced or avoided and positive influences can be achieved.

DECENTRALISED FLEXIBILITY IN THE GRID DEVELOPMENT PROCESS

Decentralised flexibility can contribute to the handling of grid congestion in the transmission grid. Grid operators can substitute redispatch measures by using decentralised flexibilities and delay grid expansion needs. As the Federal Network Agency and transmission system operators determine the grid expansion requirements within the grid development process, it is recommended that decentralised flexibilities are also taken into account there. Decentralised flexibility can thus also have an effect in grid planning.

REGULATORY RECOMMENDATIONS FOR ACTION

The use of decentralised flexibility requires adjustments to the current regulatory framework (chapter 8.3). These adjustments are divided into the areas of smart grid operators, grid operator coordination and the enera flex market.

In the current regime, it is not very attractive or hardly possible for grid operators to use innovative operating concepts in grid operation or planning. The regulatory framework should therefore be adapted in such a way that the costs incurred can be taken into account. enera has shown that new operating concepts are a supplement to conventional grid expansion.

Cost-sharing mechanisms should be introduced to ensure that the use of decentralised flexibility does not result in unexpected costs. These mechanisms allow all grid operators to share in the benefits of the optimal solution from the point of view of the overall economy. This makes it more attractive to use flexibility to achieve the best economic solution for the entire economy. Decisions that only serve one's own grid thus become unattractive. Without these mechanisms, grid operators use flexibility to optimise their own grid operations. However, this is not always the best solution, because it can lead to costs in other grid areas.

Different regulatory changes are also necessary for implementing the enera flex market. Low entry barriers for decentralised flexibility and a suitable price structure are important for a functioning market process. It must also be ensured that there are no market-distorting effects, such as inc-dec gaming. To this end, various measures, such as the monitoring of market behaviour, must be implemented.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung 3

Executive Summary 8

Inhaltsverzeichnis 13

Abbildungsverzeichnis 16

Tabellenverzeichnis 21

1. Einleitung 22

2. Das enera Projekt und sein Beitrag zur Energiewende 24

2.1. enera in der Energiewende 24

2.2. Die enera Lösung 25

2.3. Die enera Modellregion 27

2.4. Bürger gestalten die neue enERGIEera 29

3. Der Rahmen der enera Lösung 31

3.1. Die enera Szenarien 31

3.2. Regionale Potenziale nachfrageseitiger Flexibilitätsoptionen 38

3.3. Regionale Potenziale von dezentralen Flexibilitätsoptionen pro Übertragungsnetzknoten 46

3.3.1. Netztopologie und Ausbaugrad des deutschen Übertragungsnetzes 46

3.3.2. Regionalisierung der dezentralen Flexibilitätsoptionen auf die Knoten im deutschen Übertragungsnetz 48

4. Der Smart Grid Operator (SGO) und der enera Flexmarkt 50

4.1. SGO und die Netzampel 50

4.2. Die enera Prognoseverfahren 54

5. Die enera Lösung in der Verteilnetzausbauplanung 58

5.1. Auswirkung eines aktiven Netzbetriebs auf die Netzausbauplanung von Mittel- und Niederspannungsnetzen in Deutschland 59

5.2. Bewertung der Auswirkungen der enera Lösung auf Verteilnetzausbaukosten in Deutschland 66

6. Die enera Lösung im Verteilnetzbetrieb 75

6.1. Innovativer Netzbetrieb in der enera Modellregion 75
6.1.1. Gebündelter Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren (rONTs) 76
6.1.2. Netzkopplung & Supraleitender Kurzschlussstrombegrenzer 77
6.1.3. Dezentrale Flexibilität vom enera Flexmarkt 80
6.1.4. Grid4Mobility 80
6.1.5. Netzregler 83
6.2. Entwicklung eines Softwaretools zur Simulation des zukünftigen Netzbetriebs 86
6.3. Wechselwirkungen zwischen Verteil- und Übertragungsnetz 98
6.3.1. Auswirkungen von Spannungsregelungen im Verteilnetz auf die Spannungshaltung im Übertragungsnetz 100
6.3.2. Wirkung eines aktiven Netzbetriebes auf Verteilnetze in ganz Deutschland 109

7. Der enera Flexibilitätsmarkt als Koordinationsmittel für den netzdienlichen Einsatz dezentraler Flexibilität 120
7.1. Der enera Marktplatz für Flexibilität 121
7.2. Der enera Netzbetreiber-Koordinationsansatz 125
7.3. Nachweisführung und Nachweisplattform 129
7.4. Maßnahmen für einen effizienten Marktbetrieb 131
7.5. Stakeholder-Erfahrungen mit dem enera Flexmarkt 137
7.6. Der enera Flexmarkt und Redispatch 2.0 141
7.7. Systemeffekte des enera Flexibilitätsmarkts 143
7.7.1. Regionale Anwendbarkeit des enera Flexmarkts aufgrund von potenziellem Einspeisemanagement und regionalen DSM-Potenzialen 145
7.7.2. Effekte im Strommarkt durch den Einsatz dezentraler Flexibilität 149
7.7.3. Effekte im Übertragungsnetz durch den Einsatz dezentraler Flexibilität 167
7.7.4. Simulation des enera Flexmarktes in einem Strommarktmodell 184

8. Handlungsempfehlungen 197
8.1. Handlungsempfehlungen zur Nutzung dezentraler Flexibiltät 197
8.2. Industriepolitische Handlungsempfehlungen 199
8.3. Regulatorische Handlungsempfehlungen 200
8.3.1. Smart Grid Operator 202
8.3.2. Übertragungsnetz und Netzbetreiberkoordination 205
8.3.3. enera Markt als Koordinationsmittel 206

9. Literaturverzeichnis 213

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.2-1: Das Zusammenspiel von Netz, Markt und Daten im enera Projekt 26

Abbildung 2.3-1: Die enera Modellregion 28

Abbildung 3.1-1: Überblick über die Ausprägung der enera Szenarien 32

Abbildung 3.2-1: Zeitlicher Verlauf der Füllstands-Grenzen eines fiktiven Speicher-Äquivalents für die gesamtdeutsche Nachfrage für Wärme aus Wärmepumpen in zwei beispielhaften Wochen: obere Füllstands-Grenze (blau), untere Füllstands-Grenze (rot) und Nachfrage (orange) [MWh]. 39

Abbildung 3.2-2: Jährliche Stromnachfrage in den Landkreisen [MWh] für das Enera Best Case und das Enera Worst Case Szenario (jeweils 2030 und 2050); Balken zeigen die Aufteilung auf die einzelnen Sektoren Haushalte (blau), GHD (lila), Elektromobilität (grün) und Industrie (orange) in relativer Skalierung. 40

Abbildung 3.2-3: Maximale Leistung zur Lasterhöhung in den Landkreisen für 6 Szenarien. Balken für Sektoren Haushalte (blau), GHD (lila), Elektromobilität (grün) und Industrie (orange). 42

Abbildung 3.2-4: Mittlere Kosten pro abgerufener MWh Lasterhöhung [Euro / MWh] 44

Abbildung 3.2-5: Die Füllstands-Grenzen eines fiktiven Speicher-Äquivalents für die gesamtdeutsche Nachfrage für Wärme aus Wärmepumpen im Jahresverlauf [MWh] 45

Abbildung 3.3-1: Netztopologie für das deutsche Übertragungsnetz 47

Abbildung 3.3-2: Verfügbares Potenzial dezentraler Flexibilitätsoptionen je Übertragungsnetzknoten im Szenario „Enera Worst Case 2030“: mittlere Beladeleistung (links) und mittlere Entladeleistung (rechts) 48

Abbildung 3.3-3: Verfügbares Potenzial dezentraler Flexibilitätsoptionen je Übertragungsnetzknoten im Szenario „Enera Best Case 2050“: mittlere Beladeleistung (links) und mittlere Entladeleistung (rechts) 49

Abbildung 4.1-1: Screenshot der EiVi Funktion der enera App 53

Abbildung 4.2-1: Beispielhafte Prognose für wind-dominierten UW-Transformator 55

Abbildung 4.2-2: Mittlere Prognoseabweichung (normiert auf Transformator-Nennleistung MW/MWA) 56

Abbildung 5.1-1: Vorgehen zur Bewertung der Übertragbarkeit der enera Lösung auf die deutsche Verteilnetzebene 60

Abbildung 5.1-2: Übersicht der Schritte zur Erstellung repräsentativer Netzmodelle 60

Abbildung 5.1-3: Regionalisierung der enera Szenarien auf Postleitzahlgebiete. Den regionalen Kenngrößen ist jeweils ein farbiger Zeiger zugeordnet, der auf die Nutzung in der Regionalisierung hinweist. 62

Abbildung 5.1-4: Verfahren der zweistufigen Clusteranalyse 63

Abbildung 5.1-5: Ergebnisse der zweistufigen Clusteranalyse 64

Abbildung 5.2-1: Bandbreite über die zusätzlichen Netzkosten im Verhältnis zur aktuellen Netzkosten aller Netzentwicklungscluster 69

Abbildung 5.2-2: Ergebnis für die volkswirtschaftliche Bewertung des Netzentwicklungsclusters 1.4. ... 71

Abbildung 5.2-3: Ergebnis für die betriebswirtschaftlichen Bewertung des Netzentwicklungsclusters 1.4. ... 72

Abbildung 5.2-4: Ergebnis für die volkswirtschaftliche Bewertung des Netzentwicklungsclusters 5.1. ... 73

Abbildung 5.2-5: Ergebnis für die betriebswirtschaftliche Bewertung des Netzentwicklungsclusters 5.1. ... 74

Abbildung 6.1-1: Nutzungsfälle von sKSB zur Netzkopplung ... 78

Abbildung 6.1-2: Beispiel für die Kopplung von Mittelspannungsnetzen ... 79

Abbildung 6.1-3: Vermeidung von simulierten Netzengpässen durch intelligentes G4M-Lademanagement ... 82

Abbildung 6.1-4: Foto des Netzlabors an der Jade Hochschule Wilhelmshaven ... 85

Abbildung 6.1-5: Feldtest mit dem Netzregler von Phoenix Contact im UW Wiesmoor; Transformatorstrom und Einspeiseleistungen der Erzeugungsanlagen mit dargestelltem Sollwert ... 86

Abbildung 6.2-1: Übersicht des entwickelten Verfahrens zur Simulation des zukünftigen Netzbetriebs ... 88

Abbildung 6.2-2: Eingangsdaten und Parametrierung der exemplarischen Untersuchung ... 89

Abbildung 6.2-3: Auslastung der Netzbetriebsmittel vor Optimierung (Prognosehorizont: 30 min) ... 90

Abbildung 6.2-4: Umgesetzte Wirkleistungs-Anpassungsmaßnahmen im gesamten Jahr in Abhängigkeit des Prognosehorizonts und berücksichtigten Sicherheitsniveaus ... 91

Abbildung 6.2-5: Agentenmodell zur Simulation des Netzkundenverhaltens am überregionalen Strommarkt und lokalen Flexibilitätsmarkt ... 94

Abbildung 6.2-6: Spotpreisverlauf und Batteriefüllstandsprofile (links) und kumulierte Ladekosten (rechts) ... 95

Abbildung 6.2-7: Netzauslastung nach Lernprozess bei Vermarktungsmöglichkeit am Spotmarkt (links) und Netzauslastung nach Lernprozess bei Vermarktungsmöglichkeit am Spot- und Flexmarkt (rechts) ... 96

Abbildung 6.3-1: Q(P)-Kennlinie (rechts) und Q(U)-Kennlinie (links) nach VDE-AR-N 4110 ... 102

Abbildung 6.3-2: Regelungskennlinie eines automatisch stufbaren Transformators ... 103

Abbildung 6.3-3: Spannungsverlauf am Fehlerort für Untersuchungsszenario 1 ... 105

Abbildung 6.3-4: Spannungsverlauf am Fehlerort für Untersuchungsszenario 2 ... 106

Abbildung 6.3-5: Spannungsverlauf am Fehlerort für Untersuchungsszenario 3 ... 107

Abbildung 6.3-6: Spannungsverlauf am Fehlerort für Untersuchungsszenario 4 ... 108

Abbildung 6.3-7: Oben links: Repräsentative Netze der Cluster, oben rechts: Zuordnung der Netze zu den Clustern, unten: Charakteristika der repräsentativen Netze ... 110

Abbildung 6.3-8: Zubaualgorithmus am Beispiel des Netzes 6 ... 111

Abbildung 6.3-9: Leistungsflüsse über HS/MS-Umspannstation, Auswertung stündlicher Mittelwerte eines Jahres 113

Abbildung 6.3-10: Umfang angepasster Energie nach Typ für die Netze 5 und 6 (Sicherheitsniveau: 90 %, Zeitraum: 1 Jahr) 114

Abbildung 6.3-11: Notwendige Wirkleistungs-Anpassungsmaßnahmen in Abhängigkeit des Prognosehorizonts, Durchschnitt über beide betrachtete Szenarien (Sicherheitsniveau: 90 %, Zeitraum: 1 Jahr) 115

Abbildung 6.3-12: Jährlicher Verlauf der vertikalen Laständerung der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber für die Prognosehorizonte 1 Stunde (links) und 2 Stunden (rechts) 117

Abbildung 7.1-1: Der enera Markt im Zeitablauf der Kurzfristmärkte 122

Abbildung 7.1-2: Beispielhafte Darstellung verschiedener Marktgebiete am enera Flexmarkt 123

Abbildung 7.2-1: Marktgebiete über Spannungsebenen 125

Abbildung 7.2-2: Prozessablauf der Netzbetreiberkaskade bei EWE Netz 128

Abbildung 7.3-1: Schematische Darstellung des Nachweisprozesses 130

Abbildung 7.4-1: Ursprünglich geplanter Fahrplan ohne Engpassinformation (grün) und Fahrplan bei Inc-Dec Gaming (orange) 134

Abbildung 7.4-2: Herleitung von prognostizierten Baselines für das enera Market Monitoring 136

Abbildung 7.4-3: Ermittlung einer systemischen Abweichung zwischen prognostizierten und tatsächlichen Baselines während eines Netzengpasses 137

Abbildung 7.7-1: Installierte Erzeugungskapazität in den Landkreisen (qualitativ); die Kreise zeigen das Verhältnis von Windenergie (grün) zu Photovoltaik (gelb); Rechts: Anbindung der Regionen an das Übertragungsnetz (qualitativ); dunkle Farben zeigen hohe Werte 147

Abbildung 7.7-2: Qualitative Beschreibung des Bedarfs an nachfrageseitiger Flexibilität in den Regionen anhand eines statistischen Schätzers; dunkle Farben zeigen hohe Werte; siehe Text für mehr Details. 148

Abbildung 7.7-3: Strommix in Deutschland vor („ref“) und nach („flex“) dem strommarktdienlichen Einsatz der dezentralen Flexibilitätsoptionen 153

Abbildung 7.7-4: Änderungen im Strommix in Deutschland durch den strommarktdienlichen Einsatz von dezentralen Flexibilitätsoptionen 154

Abbildung 7.7-5: Brennstoffspezifische CO_2-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland vor („ref“) und nach („flex“) dem strommarktdienlichen Einsatz der dezentralen Flexibilitätsoptionen 156

Abbildung 7.7-6: Einsatz der Flexibilitätsoptionen in Deutschland hinsichtlich Speicherbeladung, Lasterhöhung oder Stromexport 157

Abbildung 7.7-7: Differenz des Einsatzes der Flexibilitätsoptionen zwischen „Referenz-Szenarien“ und „Flex-Szenarien“ für Speicherbeladung, Lasterhöhung oder Stromexport 158

Abbildung 7.7-8: Einsatz der Flexibilitätsoptionen in Deutschland hinsichtlich Speicherentladung, Lastreduktion oder Stromimport 159

Abbildung 7.7-9: Differenz des Einsatzes der Flexibilitätsoptionen zwischen „Referenz-Szenarien“ und „Flex-Szenarien“ für Speicherentladung, Lastreduktion oder Stromimport 160

Abbildung 7.7-10: Vollbenutzungsstunden der dezentralen Flexibilitätsoptionen für Speicherbeladung und Lasterhöhung 161

Abbildung 7.7-11: Vollbenutzungsstunden der dezentralen Flexibilitätsoptionen für Speicherentladung und Lastreduktion 162

Abbildung 7.7-12: Einsatz der dezentralen Flexibilitätsoptionen im Tagesverlauf im „Enera Worst Case“ Szenario 2030 163

Abbildung 7.7-13: Einsatz der dezentralen Flexibilitätsoptionen im Tagesverlauf im „Enera Best Case“ Szenario 2050 164

Abbildung 7.7-14: Maximum und Minimum der verbleibenden residualen Last in den enera Szenarien vor („ref“) und nach („flex“) dem strommarktdienlichen Einsatz der dezentralen Flexibilitätsoptionen 165

Abbildung 7.7-15: Kosten der Stromerzeugung in Deutschland 166

Abbildung 7.7-16: Box-Plot Darstellung der Strompreise in Deutschland in den enera Szenarien vor („ref“) und nach („flex“) dem strommarktdienlichen Einsatz von dezentraler Flexiblität 167

Abbildung 7.7-17: Regionalisierte Stromnachfrage je Übertragungsnetzknoten in den Szenarien „Enera Worst Case 2030“ (links) und „Enera Best Case 2050“ (rechts) 171

Abbildung 7.7-18: Regionalisiertes EE-Stromangebot je Übertragungsnetzknoten in den Szenarien „Enera Worst Case 2030“ (links) und „Enera Best Case 2050“ (rechts) 172

Abbildung 7.7-19: Verbleibende Residuallast je Übertragungsnetzknoten in den Szenarien „Enera Worst Case 2030“ (links) und „Enera Best Case 2050“ (rechts) 173

Abbildung 7.7-20: Kumulierte Netzüberlastung in den enera Szenarien vor („ref“) und nach („flex“) dem übertragungsnetzdienlichen Einsatz von dezentraler Flexibilität 174

Abbildung 7.7-21: Anzahl der überlasteten Leitungen in den enera Szenarien vor („ref“) und nach („flex“) dem übertragungsnetzdienlichen Einsatz von dezentraler Flexiblität 175

Abbildung 7.7-22: Box-Plot der maximalen Leitungsüberlastung für alle AC-Leitungen in den enera Szenarien vor („ref“) und nach („flex“) dem übertragungsnetzdienlichen Einsatz von dezentraler Flexiblität 176

Abbildung 7.7-23: Räumliche Auflösung der kumulierten Netzüberlastung auf die einzelnen Leitungen in den Referenzszenarien „Enera Worst Case 2030“ (links) und „Enera Best Case 2050“ (rechts) 177

Abbildung 7.7-24: Anzahl der Stunden mit Netzüberlastung auf den einzelnen Leitungen in den Referenzszenarien „Enera Worst Case 2030“ (links) und „Enera Best Case 2050“ (rechts) 178

Abbildung 7.7-25: Maximale Überlastung auf den einzelnen Leitungen in den Referenzszenarien „Enera Worst Case 2030“ (links) und „Enera Best Case 2050“ (rechts) 179

Abbildung 7.7-26: Reduktion der kumulierten Überlastung auf den einzelnen Leitungen durch den übertragungsnetzdienlichen Einsatz dezentraler Flexibilität in den Szenarien „Enera Worst Case 2030“ (links) und „Enera Best Case 2050“ (rechts) 181

Abbildung 7.7-27: Nutzung des für den übertragungsnetzdienlichen Einsatz verfügbaren dezentralen Flexibilitätspotenzials in den Szenarien „Enera Worst Case 2030“ (links) und „Enera Best Case 2050“ (rechts) *182*

Abbildung 7.7-28: Strompreise ausgewählter Länder im Szenario Best Case 2040 in €/MWh *189*

Abbildung 7.7-29: Stromerzeugungsmix in Deutschland in TWh *190*

Abbildung 7.7-30: CO_2-Emissionen in Deutschland in Mio. t *191*

Abbildung 7.7-31: Nettostromexporte Deutschlands in TWh *192*

Abbildung 7.7-32: Gespeicherte Energiemenge der Flexibilitäten in TWh *194*

Abbildung 7.7-33: Untertägiges Be- und Entladeprofil im Best Case 2050 in GWh/h *195*

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3.1-1: Lastmanagementfähiger Stromverbrauch auf Verteilnetzebene 34

Tabelle 3.1-2: Aggregierte Flexibilitätsparameter für Lastmanagement auf Verteilnetzebene 35

Tabelle 3.1-3: Dimensionierung der Batteriespeichersysteme auf Verteilnetzebene 36

Tabelle 3.1-4: Flexibilitätsparameter für die Stromerzeugung aus biogenen Gasen 37

Tabelle 4.1-1: enera Lösungen in den Netzampelphasen 51

Tabelle 5.2-1: Überblick der Planungsstrategien 67

Tabelle 6.2-1: Charakteristika des betrachteten Mittelspannungsnetzes 95

Tabelle 7.1-1: Kennzahlen des enera Flexmarkts 125

Tabelle 7.7-1: Systemkosten des gesamten Abbildungsraumes in Mrd. € 187

Tabelle 7.7-2: Strompreisindikatoren in €/MWh 188

Tabelle 7.7-3: Abregelung erneuerbarer Energien in Deutschland in GWh 189

Tabelle 7.7-4: Einsatz lastseitiger Flexibilitäten in GWh 193

Tabelle 8.3-1: enera Lösung und damit verbundene Handlungsempfehlungen 201

1. Einleitung

Die Klimaschutzziele der Bundesregierung umfassen eine Reduktion des deutschen Treibhausgasausstoßes, konkret eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um 65 % bis zum Jahr 2030 sowie um 100 % bis zum Jahr 2045. Diese Ziele sollen einerseits durch den Ausbau erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung und andererseits durch das Abschalten fossiler Kraftwerke erreicht werden. Ein Großteil des Ausbaus erneuerbarer Kraftwerke wird in den Verteilnetzen realisiert. In diesen Netzen waren bisher nur wenige Kraftwerke angeschlossen. Die große Zahl und die fluktuierende Erzeugung erneuerbarer Energien stellen deren Betrieb somit vor neue Herausforderungen. Denn die fluktuierende Erzeugung aus Wind- und PV-Anlagen weicht immer stärker vom Strombedarf im Netz ab. Es kommt zu Über- oder Unterdeckung des jeweiligen Verbrauchs. Dies verursacht Probleme im Netzbetrieb, wie bspw. Spannungsschwankungen.

Eine flexible Reaktion des Netzbetreibers kann diese problematischen Zustände beheben und einen sicheren Netzbetrieb gewährleisten. Dafür ist jedoch notwendig, dass dieser die notwendigen Werkzeuge an die Hand bekommt. In enera wurde dafür eine Lösung erarbeitet, mit der diesen Herausforderungen begegnet werden kann. Die verschiedenen Ansätze der enera Lösung ermöglichen es Verteilnetzbetreibern, auf Flexibilität im Netz zuzugreifen. Dies umfasst einerseits den aktiven Zugriff auf bestehende und neue, innovative Betriebsmittel des Netzbetreibers. Andererseits können durch die enera Lösung Flexibilitätsoptionen im Netzbetrieb eingesetzt werden, auf die bisher nicht zugegriffen werden konnte. Das sind insbesondere flexible, dezentrale Verbraucher, Erzeuger und Speicher. Der Zugriff auf diese Flexibilität wird durch den in enera entwickelten enera Flexmarkt ermöglicht. Dabei handelt es sich um eine Marktplattform, die Angebot und Nachfrage nach Flexibilität zusammenbringt.

Durch diese Ansätze kann der Netzbetrieb sicher und effizienter gestaltet werden. Darüber hinaus kann die enera Lösung auch in der Planung zukünftiger Netze berücksichtigt werden. Denn eine größere Flexibilität während des Betriebs hilft dabei, heutige oder zukünftige Netzkapazität besser zu nutzen. Eine Berücksichtigung in der Netzplanung hat somit das Potenzial, den notwendigen Netzausbau zu verzögern oder zu reduzieren.

Als eines der *Schaufenster intelligente Energie (SINTEG) Projekte*[3] entwickelte enera diese innovativen Lösungsansätze und erprobte sie in der Praxis. In der enera Modellregion, der Ostfriesischen Halbinsel, existieren besonders gute Bedingungen dafür. Die Region ist eine Strom-Überschussregion, die sich bilanziell zu 235 % mit erneuerbaren Energien versorgt. Aus diesem Grund treten hier bereits heute Herausforderungen im Netzbetrieb auf, die in anderen Regionen erst in Zukunft mit höheren Anteilen erneuerbarer Energien zu erwarten sind. Im Laufe des Projekts zeigte sich, dass die erarbeiteten Lösungsoptionen in der Praxis umsetzbar sind und positive Auswirkungen auf den Netzbetrieb entfalten.

[3] https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/sinteg.html (Zuletzt geprüft: 16.11.2020)

Die vorliegende enera Roadmap baut auf den Ergebnissen aus der Modellregion auf. Sie zeigt in einem zentralen Dokument die Erkenntnisse der Anwendung der enera Lösung in der Modellregion. Dies ist die Grundlage für die in der Roadmap durchgeführte Systembetrachtung der enera Lösung. Diese zeigt, dass eine Anwendung nicht nur in der Modellregion zu positiven Effekten führt, sondern auch auf das deutsche Stromsystem übertragbar ist. Grundlage dafür sind die enera Szenarien, die mögliche zukünftige Entwicklungen des Stromsystems beschreiben. In verschiedenen modellseitigen Untersuchungen werden die positiven Effekte auf den Netzbetrieb und -ausbau dargestellt. Die Kombination der Fallstudien in der Modellregion und die deutschlandweite Betrachtung zeigen auf, dass die enera Lösung umgesetzt werden kann und dass sie einen positiven Beitrag zum Erreichen der Energiewendeziele leisten kann.

Die Roadmap schließt mit Handlungsempfehlungen ab, die die Umsetzung der enera Lösung ermöglichen können. Sie gliedern sich in allgemeine, industriepolitische und regulatorische Handlungsempfehlungen. Sie zeigen auf, mit welchen Maßnahmen die enera Lösung realisiert werden kann.

2. Das enera Projekt und sein Beitrag zur Energiewende

In enera werden Lösungen für das Energiesystem der Zukunft und die Energiewende entwickelt und in der enera Modellregion demonstriert. Die enera Roadmap zeigt, wie diese Lösungen auch langfristig und über die Modellregion hinauswirken und damit die Energiewende unterstützen. Dieses Kapitel stellt das Projekt im Kontext der Energiewende vor.

2.1.enera in der Energiewende

Deutschland hat das Ziel formuliert, bis 2050 annähernd treibhausgasneutral zu werden[4]. Dies soll generell durch die Reduktion des Ausstoßes der Treibhausgase erreicht werden, wofür der Anteil der erneuerbaren Energien am Brutto-Endenergieverbrauch erhöht werden muss. Dafür sind zwei Entwicklungen notwendig.

Unumgänglich ist der Ausbau von Technologien erneuerbarer Energieerzeugung, die Strom emissionsfrei erzeugen. Zentral sind dabei Technologien der Stromerzeugung aus Wind und Sonne. Windenergieanlagen und Photovoltaikkraftwerke unterscheiden sich durch ihre fluktuierende Erzeugung jedoch stark von konventionellen Kraftwerken. Auch werden sie auf den unteren Netzebenen installiert, wodurch Verteilnetzbetreibern für die Integration dieser Energie in Zukunft eine aktivere Rolle als heute zukommt.

Auch die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoenergieverbrauch ist ein Ziel der Energiewende, also die Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien in Sektoren, in denen Strom bisher keine Rolle spielt. Werden im Mobilitäts- und Wärmesektor heute noch vorrangig fossile Energieträger eingesetzt, sollen diese in Zukunft durch Energie aus erneuerbaren Quellen ersetzt werden. Der Ausbau erneuerbarer Erzeuger wird daher bereits heute von einem wachsenden Anteil an neuen Verbrauchern begleitet, die Strom zur Erzeugung von Wärme oder zur Fortbewegung nutzen. Daraus folgt einerseits ein generell höherer Stromverbrauch, wodurch die erneuerbaren Energien entsprechend stärker ausgebaut werden müssen, und andererseits neue Lastspitzen. In Zukunft wird sich somit nicht nur die Erzeugungsseite, sondern auch die Lastseite in den Verteilnetzen von der heutigen Form unterscheiden.

SINTEG ZIELE

Die Transformation des Energiesystems bringt verschiedene Herausforderungen mit sich, nicht zuletzt für die Netzbetreiber. Weichen Erzeugung und Verbrauch zu stark voneinander ab, ist die Funktionalität des Netzes gefährdet: Es kommt zu Spannungsschwankungen, und

[4] Nach dem Abschluss der Arbeiten in enera wurden die Klimaschutzziele verschärft. Deutschland strebt Treibhausgasneutralität bis 2045 an. Die in der enera Roadmap durchgeführten Arbeiten orientieren sich an den ursprünglichen Zielen einer annähernden Treibhausgasneutralität bis 2050. Die in der Roadmap erarbeiteten Ergebnisse behalten dennoch ihre Gültigkeit. Durch einen noch stärker steigenden Ausbau erneuerbarer Energien werden die durch enera adressierten Herausforderungen mehr Gewicht bekommen. Die enera Lösung wird somit auch mit neuen Zielen der Bundesregierung weiterhin wichtig sein.

ein Blackout droht. Auch kann es zu Engpässen im Netz kommen und erneuerbare Energien müssen abgeregelt werden, um die Netzfunktionalität weiter zu gewährleisten.

Um diesen Herausforderungen zu begegnen, wurde vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie das Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ SINTEG ins Leben gerufen[5]. Im Zentrum des Förderprogramms sollten durch die *„intelligente Vernetzung von Erzeugung und Verbrauch“* und den Einsatz innovativer *„Netztechnologien und -betriebskonzepte“* skalierbare Lösungen für das Energiesystem der Zukunft entwickelt werden. Im Rahmen dieses Programms wurden daher in fünf Modellregionen Musterlösungen für das Energiesystem der Zukunft theoretisch erarbeitet und praktisch erprobt. Damit adressiert es Herausforderungen der Energiewende wie die *„Systemintegration“* erneuerbarer Energien, *„Flexibilität, Digitalisierung, Systemsicherheit und Energieeffizienz sowie der Aufbau intelligenter Energienetze und Marktstrukturen.“*

2.2. Die enera Lösung

Als eines der fünf SINTEG-Projekte wurden in enera verschiedene innovative Lösungsansätze für diese Herausforderungen erarbeitet. Diese können grob den drei zentralen Themenbereichen des Projekts Netz, Markt und Daten zugeordnet werden.

NETZ

Im Bereich Netz wurde in enera das zentrale Konzept des Smart-Grid-Operators (SGO) ausgestaltet. Der SGO ist eine der zukünftigen Rollen der Verteilnetzbetreiber. In seiner Rolle wertet dieser den herrschenden Netzzustand laufend aus. Er nutzt im aktiven Netzbetrieb die ihm zur Verfügung stehenden innovativen enera Lösungsoptionen und gewährleistet dadurch einen sicheren Systembetrieb und erhöht die Integration von erneuerbaren Energien in das System.

Die enera Lösungen im Bereich Netz leisten einen Beitrag zur Entwicklung intelligenter Netzstrukturen. Sie umfassen einerseits neue technologische Komponenten, die zum Einsatz kommen (bspw. der Netzregler), und ebenso die Weiterentwicklung bestehender Betriebskonzepte etablierter Netzbetriebsmittel (bspw. rONTs). Der Methodenkoffer des SGO im Netzbetrieb wird damit erweitert. Über den Netzbetrieb hinaus können die entwickelten Optionen auch in der Netzplanung zum Einsatz kommen. Konventionellen Netzausbau können sie ergänzen oder reduzieren. Auch wurde die Schnittstelle zum in enera entwickelten Flexmarkt ausgestaltet und erprobt, wie der SGO auf die durch den Markt erschlossene Flexibilität zugreifen kann, um seinen Bedarf an Systemdienstleistungen zu decken.

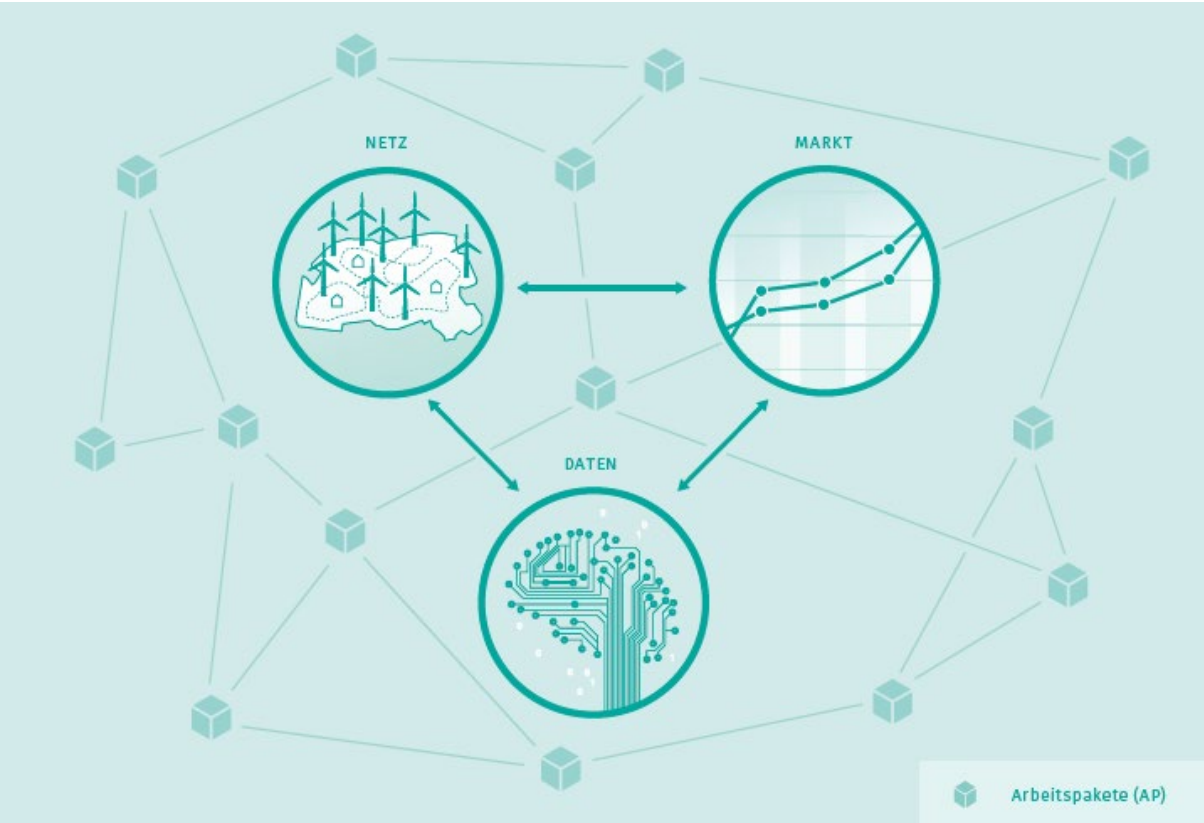
Die Grundlage für den Einsatz dieser Lösungen ist eine ausreichende Netztransparenz, also die Kenntnis über den herrschenden und zukünftigen Zustand des Netzes. In enera wurde daher ein Schritt in Richtung Digitalisierung des Stromnetzes getan. Es wurden neue

[5] https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/sinteg.html (Zuletzt geprüft: 16.11.2020)

Messansätze in der Modellregion ausgebracht und erprobt. Auch wurden neue Prognoseansätze entwickelt und angewandt.

Die innovativen Werkzeuge des SGO wurden im Projekt in der enera Modellregion praktisch umgesetzt und erprobt. Es konnte so deren Funktionalität im Feld dargestellt werden. Dies wurde durch modellseitige Untersuchungen begleitet, die den deutschlandweiten Einsatz der enera Lösungen simulierten. Ziel war es, die positiven Systemeffekte der enera Lösungen zu analysieren. Die Ergebnisse dieser Untersuchungen finden sich in dieser Roadmap. Das Konzept und die Werkzeuge des SGO werden in Kapitel 4 genauer beschrieben. Wie sich diese neuen Instrumente im Verteilnetzbetrieb auswirken, wird in Kapitel 6 dargestellt. Auswirkungen auf die Netzausbauplanung des Verteilnetzbetreibers werden in Kapitel 5 dargestellt. Mögliche Effekte auf der Übertragungsnetzebene finden sich in Kapitel 6.3.

Abbildung 2.2-1: Das Zusammenspiel von Netz, Markt und Daten im enera Projekt



Quelle: enera

MARKT

Im Bereich Markt wurde in enera der enera Flexmarkt konzeptualisiert, entwickelt und erprobt. Diese Marktplattform ermöglicht den Handel regionaler Systemdienstleistungen und stellt einen Koordinationsmechanismus zur Erschließung dezentraler Flexibilität dar. Dezentrale Erzeuger, Speicher und Verbraucher bieten auf dem enera Flexmarkt ihre Flexibilität an. Dort kann diese von Netzbetreibern verschiedener Ebenen abgerufen werden und in einem aktiven Netzbetrieb zum Einsatz kommen. Durch den Einsatz von Flexibilitätsdienstleistungen des enera Flexmarkts können die Netzbetreiber das

Einspeisemanagement erneuerbarer Energien reduzieren, einen sicheren Netzbetrieb gewährleisten und Kosten einsparen. Für Flexibilitätsbetreiber auf der anderen Seite eröffnet sich so eine neue Erlösmöglichkeit für den Einsatz von Elektroautos, Wärmepumpen oder Blockheizkraftwerken.

Der enera Flexmarkt wurde in der Modellregion erprobt und in einer deutschlandweiten Modellierung untersucht. Wie der enera Flexmarkt ausgestaltet ist, ist in Kapitel 7 der Roadmap dargestellt. Die Ergebnisse der Untersuchung möglicher Systemeffekte finden sich in Kapitel 7.7.

DATEN

Die Basis für die in enera entwickelten innovativen Ansätze ist die digitale Ertüchtigung des Netzes in der enera Modellregion. Dadurch können Erzeugungs- und Verbrauchsdaten erhoben werden. Diese können für die Netzbetreiber anschließend verfügbar gemacht werden. Die im Projekt entwickelte **S**mart **D**ata und **S**ervice **P**lattform (SDSP) ist die Grundlage dafür. Dort fließen diese Daten zusammen und Netzbetreiber greifen auf sie zu.

Die in der enera Modellregion erhobenen Daten ermöglichen dem Netzbetreiber einen Einblick in die aktuelle Netzlast. Sie können so drohende Netzengpässe antizipieren. Diese Daten sind somit die Grundlage für die Anwendung der innovativen enera Lösungen. Sie werden an Erzeugungsanlagen und Netzbetriebsmitteln durch entsprechende Sensoren erhoben. Darüber hinaus wurden in enera auch Daten in Haushalten und kommunalen Liegenschaften erhoben. Dies wurde durch das **S**marte **A**uslese**m**odul (SAM) ermöglicht, das in am Projekt teilnehmenden Haushalten und Kommunen installiert wurde (siehe Kapitel 4). Auf der anderen Seite wurden den Haushalten und Kommunen ein Zugriff auf und eine Auswertung ihrer eigenen Verbrauchsdaten ermöglicht. Diese Daten konnten von diesen zur Optimierung ihrer Verbräuche und Erzeugung genutzt werden.

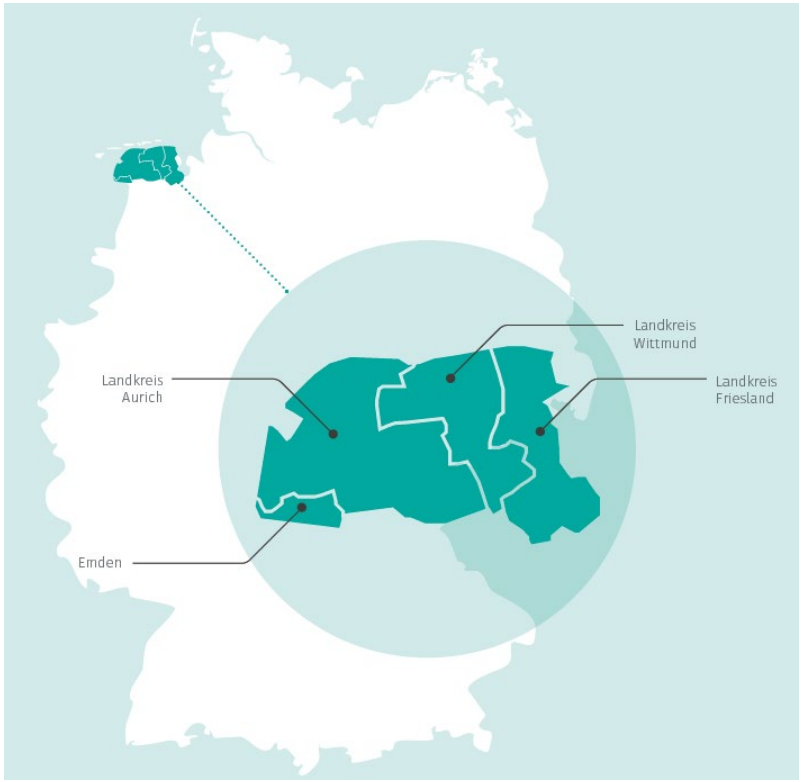
In enera wurden mit Daten aus verschiedenen Quellen datenbasierte Lösungen erarbeitet. Die Grundlage dafür war die Nutzung der Big Data Technologie, die eine schnelle Extraktion von Informationen aus den gesammelten Daten ermöglicht.

2.3. Die enera Modellregion

In der enera Modellregion wurden die im Projekt entwickelten Lösungsansätze erprobt. Die enera Modellregion (siehe Abbildung 2.3-1) liegt im Nordwesten Deutschlands an der Küste der Nordsee. Sie besteht aus den drei Landkreisen Aurich, Friesland und Wittmund sowie der kreisfreien Stadt Emden. Die aus Marschen, Mooren und Geestland bestehende Region ist landwirtschaftlich geprägt. Neben einigen Kleinstädten, Gemeinden und Samtgemeinden gibt es sechs Mittelstädte in der Region: Aurich, Emden, Norden, Schortens, Wittmund und Varel. Rund 390.000 Einwohner (ca. 200.000 Haushalte) leben in der 2.665 km² umfassenden Modellregion. Das entspricht einer Bevölkerungsdichte, die mit 147 Einwohnern pro km² nur 10 Prozent unter dem niedersächsischen und rund ein Drittel unter dem gesamtdeutschen Durchschnitt liegt. Die Ostfriesischen Inseln sind aufgrund ihrer Lage nicht Teil der Modellregion.

Seit den 1980er Jahren wird die Region vom Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) dominiert. Insbesondere Windenergieanlagen, aber auch eine Vielzahl von Photovoltaikanlagen und einige Biogasanlagen bilden ein beachtliches regeneratives Stromerzeugungsportfolio. Bilanziell versorgt sich die Region zu 235 % selbst. Die enera Modellregion ist damit schon heute ein regeneratives Großkraftwerk und Exportregion für erneuerbar erzeugten Strom.

Abbildung 2.3-1: Die enera Modellregion



Quelle: enera

Das Nieder- (NS) und Mittelspannungsnetz (MS) von EWE NETZ geht an 24 Übergabepunkten in das 110 kV Verteilnetz von Avacon über. Dieses Hochspannungs(HS)-Verteilnetz liegt als geschlossener Doppelring genau in der Modellregion. Das Übertragungsnetz von TenneT ist an zwei Übergabepunkten mit der Modellregion verbunden. Dies sind ideale Bedingungen, um die Optimierung im Verteilnetz, aber auch die Übertragung von erneuerbarer Energie in externe Lastzentren zu demonstrieren. Kommunikationsseitig betreibt EWE NETZ zudem eine moderne, großflächige Glasfaserinfrastruktur, welche die relevanten Netzknoten bereits verbindet.

Das Zusammenspiel aus regionaler regenerativer Erzeugung sowie den verschiedenen Lastschwerpunkten, ergänzt durch die Struktur des Stromnetzes, machen die enera Modellregion zu einem idealen Demonstrationsfeld für ein zukunftsfähiges, erneuerbar geprägtes Energieversorgungssystem.

Die gesamte enera Modellregion steht hinter dem Projekt. Viele Bürger*innen vor Ort gestalten schon heute durch die Installation von Photovoltaikanlagen und Biogasanlagen sowie durch die Beteiligung an Windparks die Energiewende aktiv mit. Darüber hinaus sind die politischen und zentralen wirtschaftlichen Akteure seit vielen Monaten Partner*innen

von enera und unterstützen das Projekt sowohl in der Region als auch aus der Region heraus. Zentral ist der Gedanke, das bereits heute bestehende regenerative Großkraftwerk für den nächsten großen Schritt der Energiewende als Demonstrator zu nutzen.

2.4. Bürger gestalten die neue enERGIEera

Neben der Entwicklung technologischer Lösungsansätze wurden in enera ebenso Arbeiten durchgeführt, um Menschen als zentralen Bestandteil der Energiewende in den Energiewendeprozess einzubinden. Ziel dieser Einbindung war es, Informationen bereitzustellen, um den konkreten Nutzen intelligenter Technologien für Verbraucher*innen zu demonstrieren und durch Partizipation Vertrauen und gesellschaftliche Akzeptanz für den Prozess der Energiewende zu schaffen. Nach Wüstenhagen et al. (2007) und Wunderlich (2012) kann der Akzeptanzbegriff in die drei Ebenen sozio-politisch, gemeinschaftlich bzw. projektbezogen und marktbezogen eingeordnet werden. In enera liegt der Fokus vor allem auf der marktbezogenen Akzeptanz mit Möglichkeiten einer Partizipation am Markt. Eine vom Landkreis Aurich in der Region durchgeführte Umfrage ergab, dass Akzeptanz höchst individuell ist, was die Schlussfolgerung erlaubte, dass auch die Ansprache der Menschen individuell stattfinden sollte. Es wurden bewusst vergleichsweise ungewöhnliche Formate zur Ansprache von Menschen aus der Region genutzt mit dem Ziel, Informationen zu vermitteln und die Menschen und ihre Bedürfnisse in den Mittelpunkt zu stellen. Die Ansprache sollte zusätzlich dazu beitragen, Teilnehmer*innen für einen Smart-Meter-Rollout zu akquirieren, d. h. Personen zu finden, die einen Smart-Meter einbauen lassen und an Technik und am Marktgeschehen partizipieren möchten.

Die Formate der Ansprache umfassten unter anderem Radtouren auf der Ostfriesischen Halbinsel, Barcamps, verschiedene Veranstaltungen wie z. B. ein Friesenfest, informelle Grillabende sowie Informationsveranstaltungen mit Vereinen und Gruppen wie bspw. den Landfrauen. Die Radtouren ermöglichten rund 600 persönliche Gespräche auf Basis von unmittelbaren, zufälligen Begegnungen. Dadurch konnten Einsichten in Bezug auf die in der Region lebenden Menschen mit ihren persönlichen, sozialen und gesellschaftlichen Lebenssituationen erhalten werden. Ein Schlüsselelement für das Erreichen einer breiten Masse an Menschen lag in der Verknüpfung von Online- und Offline-Ansprachen, indem online über offline stattgefundene Begegnungen berichtet wurde und dadurch eine Verbindung zu online einsehbaren Inhalten des enera Projekts hergestellt werden konnte. Mit jeweils sechs bis acht Zeitungs- sowie zwei bzw. drei Radiobeiträgen konnte in den Jahren 2017 und 2018 allein durch die Radtouren ein Mediagegenwert von jeweils mehr als 25.000 Euro erzielt werden.

Die Barcamps zeichneten sich durch einen offenen Charakter aus, wobei die Teilnehmer*innen selbst die Tagesordnung festlegen und inhaltlich gestalten konnten. Die Barcamps wurden auch dazu genutzt, Teilnehmer*innen für das Projekt zu gewinnen, indem sie sich durch den Einbau geeigneter Geräte beteiligen oder in Form von Fürsprechern anderweitig für das Projekt aktiv werden konnten. Im weiteren Projektverlauf boten die Barcamps einen geeigneten Rahmen, um mit interessierten Bürger*innen Prototypen für Smart-Meter-Oberflächen zu entwickeln und zu bewerten und damit einen Bezug zu

Partizipationsmöglichkeiten herzustellen. Das Barcamp hat binnen drei Jahren nacheinander in Summe rund 190 Teilnehmer*innen angezogen, wobei rund ein Drittel der Teilnehmer*innen im betreffenden Jahr Interesse an der Ausstattung mit einem eigenen Auslese- und Kommunikationsmodul anmeldete. Es zeigte sich während des Projekts, dass für ein Erreichen der Menschen ein Vordringen in soziale und berufliche Netzwerke zielführend sein kann. Durch Aktivierung von Schlüsselakteuren aus solchen Netzwerken konnten bspw. bei Abendveranstaltungen in wenigen Wochen rund 500 Menschen angesprochen werden. Weiterhin entstand mit Hilfe einer Kooperation mit der Hochschule Wilhelmshaven ein Reportagebeitrag zu enera. Insgesamt konnten für einen konkreten Einbau von Smart-Meter-Geräten (SAM-Rollout) 700 Menschen gewonnen werden. Zusätzlich wurden durch die Vielzahl an Ansprachen weit mehr an Unterstützer*innen für das Projekt gewonnen, indem aufgezeigt wurde, wie eine Partizipation interessierter Bürger*innen ermöglicht werden kann.

Neben der Vielzahl an individuellen Ansprachen wurden mit Menschen aus der Region im Rahmen eines Human Centered Design (HCD) Ansatzes Prototypen für Benutzeroberflächen für Smart-Meter-Geräte entwickelt. Interessierte konnten ihre Anregungen und Ideen mit in den Prozess einer zukünftigen Partizipation unter der Berücksichtigung individueller und regionaler Bedürfnisse mit einbringen. Der HCD-Prozess ist ein etablierter Prozess zur Entwicklung von interaktiven Systemen mit hoher Gebrauchstauglichkeit (Usability) und einer herausragenden Nutzererfahrung (User Experience) (Fortmann und Glanert 2019). Er basiert auf dem Prinzip der iterativen Entwicklung über verschiedene Phasen hinweg, während potenzielle Nutzer*innen aus der Zielgruppe wiederholt und aktiv zur Anforderungsdefinition, Lösungsfindung und -validierung einbezogen werden. Auf Basis der Begegnungen mit Menschen der Region wurde mit insgesamt 13 für die Region „typischen“ Teilnehmer*innen (sogenannte „Personas“) im häuslichen Umfeld ein Workshop zur Entwicklung von Prototypen zur Partizipation am Energiemarkt durchgeführt. Dabei entstanden insgesamt 100 Ideen und 12 Prototypen, unter anderem ein Smarter Spiegel (Spiegel als Medium für eine Entwicklungsplattform für auf Smart-Meter-Daten basierte Anwendungen), eine Pulse App (Visualisierung von Datenströmen und Aufzeigen netzdienlicher Zeiträume) und eine HomEnergy App (Transparenz über eigenen Energiehaushalt). Die Prototypen für mögliche Schnittstellen für die Teilnahme am Marktgeschehen ermöglichen die Schaffung von Bewusstsein für die eigene Netzdienlichkeit und Datenhoheit, so dass Teilnehmer*innen selbstbestimmt entscheiden können, zu welchen Zeiträumen sie bspw. Strom verbrauchen möchten und dabei positiv auf das Gesamtsystem einwirken können.

3. Der Rahmen der enera Lösung

3.1. Die enera Szenarien

Eine Funktion der vorliegenden enera Roadmap ist es, die möglichen Effekte einer deutschlandweiten Anwendung der enera Lösung aufzuzeigen. Den Rahmen dafür bilden die enera Szenarien, die mögliche zukünftige Entwicklungen des Energiesystems abbilden. Jedes der enera Szenarien beschreibt ein Energiesystem, das sich in der Ausprägung von relevanten Inputdaten (wie z. B. der Stromnachfrage und der installierten Erzeugungskapazitäten im Kraftwerkspark) von den anderen Szenarien unterscheidet. Die enera Lösung kommt so in unterschiedlichen Settings zur Anwendung. So kann untersucht werden, unter welchen Bedingungen die enera Lösung besonders nützlich ist und wann sie nur einen geringen Nutzen entfalten kann.

In enera wurden insgesamt vier Szenarien verwendet. Zwei dieser Szenarien wurden für das Projekt entwickelt, um besonders positive oder hinderliche Entwicklungen für die enera Lösung zu beschreiben. Das sind die Szenarien

- Enera Best Case Szenario
- Enera Worst Case Szenario

Darüber hinaus wurden zwei Szenarien aus der Literatur verwendet, die die Transformation des Stromsystems bis zum Jahr 2050 beschreiben. Als Literaturquelle wurde dafür das Klimaschutzszenario 2050 verwendet (Öko-Institut und Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI) 2015):

- Basis Szenario I: Klimaschutzszenario KS 80
- Basis Szenario II: Klimaschutzszenario KS 95

ENERA SZENARIEN UND BASIS-SZENARIEN

Die Szenarien „Enera Best Case“ und „Enera Worst Case“ zeichnen eine besonders vorteilhafte bzw. besonders hinderliche Entwicklung des Energiesystems für die Anwendung der enera Lösung. Dafür wurden in diesen Szenarien gezielt die Parameter variiert, bei denen von einem großen Einfluss auf den Nutzen der enera Lösung ausgegangen werden kann. Auf der einen Seite sind das Entwicklungen, die den Flexibilitätsbedarf erhöhen, wie zum Beispiel der Ausbau der fluktuierenden Stromerzeugung oder die Zunahme neuer Stromanwendungen. Auf der anderen Seite ist es das verfügbare Potenzial an dezentraler Flexibilität und die Kostenentwicklung von innovativen Netzbetriebsmitteln, auf die die enera Lösung zurückgreifen kann, um den Flexibilitätsbedarf zu decken. Demgegenüber stehen Parameter, die einen negativen Einfluss auf den Nutzen der enera Lösung haben. Das sind etwa zentrale Flexibilitätsoptionen wie Pumpspeicherkraftwerke oder Lastmanagement in der Industrie, die in Konkurrenz zur enera Lösung stehen.

Hingegen zeichnen die Basis-Szenarien eine nicht explizit auf die enera Lösung zugeschnittene Entwicklung des Energiesystems auf. Bei diesen Szenarien handelt es sich um Klimaschutzszenarien, die eine Reduktion um 80 % (Klimaschutzszenario KS 80) bzw. 95 % (Klimaschutzszenario KS 95) der deutschen Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 beschreiben.

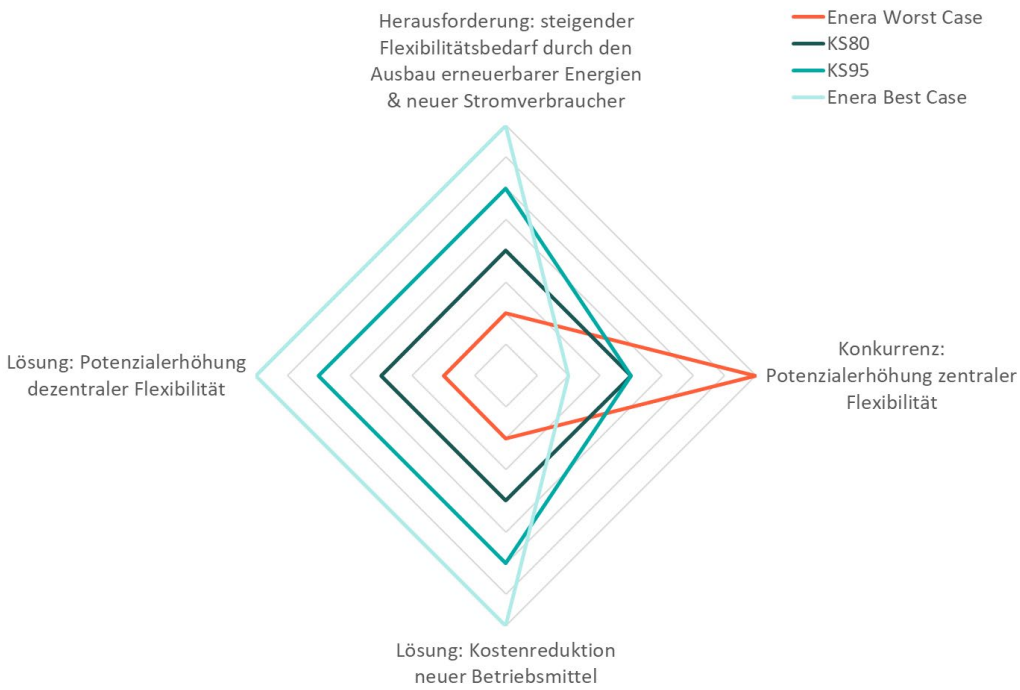
Alle Szenarien wurden zudem dahingehend aktualisiert und überarbeitet, dass die Beschlüsse zum Kohleausstieg in Deutschland gemäß den Vorgaben im Kohleausstiegsgesetz in den Szenarien enthalten sind. Wegfallende Kapazitäten für Kohlekraftwerke wurden dabei durch Erdgaskraftwerke ausgeglichen.

Die vier Szenarien stehen gleichberechtigt als deskriptive Szenarien nebeneinander und es gibt kein enera Leitszenario. Die Leitfrage, die mit Hilfe der Szenarien beantwortet werden soll, lautet: Wie stellen sich die enera Lösungen und der Nutzen dieser Lösungen für das Energiesystem in verschiedenen Welten (Szenarien) dar?

ENERA SZENARIEN UND IHRE AUSWIRKUNGEN AUF DIE ENERA LÖSUNG

Die folgende Abbildung gibt einen Überblick über die Szenarien und ihre Ausprägungen in den für die enera Lösung relevanten Dimensionen. Die Dimension „Ausbau erneuerbarer Energien & neue Stromverbraucher“ zeigt den dadurch ausgelösten Flexibilitätsbedarf an. In den Dimensionen „Potenzialerhöhung dezentraler Flexibilität“ und „Kostenreduktion neuer Betriebsmittel“ wird der Umfang der zur Verfügung stehenden enera Lösung beschrieben. Die Dimension „Potenzialerhöhung zentraler Flexibilität“ beschreibt die Konkurrenzsituation zur enera Lösung.

Abbildung 3.1-1: Überblick über die Ausprägung der enera Szenarien



Quelle: Öko-Institut e.V.

Das **„Enera Best Case“ Szenario** ist in den Dimensionen besonders stark ausgeprägt, die einerseits einen hohen Flexibilitätsbedarf ausweisen und andererseits die Anwendung der enera Lösung begünstigen. So gibt es eine besonders stark fluktuiernede Stromerzeugung und damit einhergehende Netzbelastung, die durch den Einsatz dezentraler Flexibilität und innovativer Betriebsmittel ausgeglichen werden können. Zentrale Flexibilität, die eine Konkurrenz zur enera Lösung darstellt, ist hingegen in diesem Szenario nur wenig ausgeprägt.

Das **„Enera Worst Case“ Szenario** steht dem „Enera Best Case“ Szenario entgegengesetzt gegenüber. Der durch fluktuierende Stromeinspeisung und neue Stromverbraucher ausgelöste Flexibilitätsbedarf ist in diesem Szenario am schwächsten ausgeprägt. Gleichzeitig ist die Erschließung dezentraler Flexibilität vergleichsweise gering und innovative Netzbetriebsmittel sind vergleichsweise teuer. Darüber hinaus ist die Konkurrenz durch zentrale Flexibilitäsoptionen am stärksten ausgeprägt.

Die Szenarien **„KS80“** und **„KS95“** ordnen sich zwischen den beiden Szenarien „Enera Worst Case“ und „Enera Best Case“ ein und stufen deren Ausprägungen im Szenariorahmen ab. Hinsichtlich der Transformation des Stromsystems ergibt sich dabei folgende Abstufung: „Enera Worst Case“ Szenario (schwächste Transformation) --> „KS80“ Szenario --> „KS95“ Szenario --> „Enera Best Case“ Szenario (stärkste Transformation).

VERFÜGBARES POTENZIAL VON DEZENTRALEN FLEXIBILITÄTSOPTIONEN

In den nachfolgenden Modellierungsarbeiten geht es im Kern darum, dezentrale Flexibilitätsoptionen mit jeweils verschiedenen Zielstellungen einzusetzen. Zum Beispiel, um die Integration von erneuerbaren Energien im Strommarkt zu maximieren oder um Netzengpässe zu verringern und den erforderlichen Netzausbau zu optimieren. Eine wichtige Grundlage bildet dafür das unterstellte Potenzial von dezentralen Flexibilitätsoptionen. Dezentrale Flexibilitätsoptionen sind in der hier verwendeten Definition auf der Verteilnetzebene angeschlossen und setzen sich ausfolgenden Technologien zusammen:

Lastmanagement: Nachfrageseitige Flexibilität (zeitliches Verschieben von Lasten) wird für private Haushalte, den Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen, das smarte Laden von Elektrofahrzeugen sowie den smarten Betrieb von Wärmepumpen berücksichtigt.

Batteriespeicher: In Kombination mit einer PV-Dachanlage werden Batteriespeicher als erzeugungsnahe Flexibilität installiert.

Biogas- und Klärgasanlagen: Biogas und Klärgas fallen kontinuierlich über mikrobiologische Prozesse in den Gär- und Faultürmen der Anlagen an. Über einen Gasspeicher und entsprechend groß dimensionierte Blockheizkraftwerke kann die Stromerzeugung aus Biogas und Klärgas flexibilisiert werden. Diese Anlagen dienen so als Tagesspeicher.

Erdgas-BHKW mit Wärmespeicher: Bislang sind Erdgas-BHKW meist an einer größeren Wärmesenke installiert (z. B. Schwimmbad, Hotel, Krankenhaus / Pflegeheim oder Mehrfamilienhaus). Dort werden sie wärmegeführt eingesetzt. Um deren Betrieb zu

flexibilisieren, sind in jedem Fall ein Wärmespeicher und ggf. auch eine Erhöhung der BHKW-Leistung erforderlich.

Das in der Szenarienanalyse unterstellte Flexibilitätspotenzial ist in den nachfolgenden Tabellen für die einzelnen Flexibilitätsoptionen aufgeführt.

Für **nachfrageseitige Flexibilität** nimmt das unterstellte Potenzial in dem betrachteten Zeitraum von 2030 bis 2050 kontinuierlich zu. Haupttreiber sind dafür vor allem die neuen Stromverbraucher Elektromobilität und Wärmepumpen. Auf Verteilnetzebene werden nur E-PKW und Wärmepumpen in Gebäuden berücksichtigt. Neben dem ansteigenden Stromverbrauch wird für diese Technologien auch ein hoher Erschließungsgrad für Lastmanagement unterstellt. Darüber hinaus nimmt aber auch bei den konventionellen Stromanwendungen in Haushalten und im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistung der flexibilisierbare Stromanteil zu. Insgesamt ergibt sich der in Tabelle 3.1-1 dargestellte lastmanagementfähige Stromverbrauch auf Verteilnetzebene.

Tabelle 3.1-1: Lastmanagementfähiger Stromverbrauch auf Verteilnetzebene

	Enera Worst Case Szenario	Szenario KS80	Szenario KS95	Enera Best Case Szenario
Elektromobilität				
2030	3 TWh	7 TWh	8 TWh	11 TWh
2040	12 TWh	25 TWh	30 TWh	41 TWh
2050	21 TWh	46 TWh	49 TWh	77 TWh
Wärmepumpen				
2030	8 TWh	11 TWh	20 TWh	31 TWh
2040	13 TWh	26 TWh	37 TWh	48 TWh
2050	17 TWh	36 TWh	46 TWh	74 TWh
Haushalte				
2030	5 TWh	7 TWh	6 TWh	8 TWh
2040	8 TWh	9 TWh	8 TWh	10 TWh
2050	11 TWh	11 TWh	10 TWh	12 TWh
GHD				
2030	4 TWh	6 TWh	6 TWh	9 TWh
2040	7 TWh	9 TWh	8 TWh	11 TWh
2050	11 TWh	12 TWh	11 TWh	14 TWh

Quelle: Öko-Institut e.V.

Weitere Eingangsgrößen für die Bestimmung der zeitabhängigen Profile für die Flexibilitätsparameter „Lasterhöhung“, „Lastreduktion“ und „Speicherkapazität“ sind die installierte Leistung und die Verschiebedauer der Stromanwendungen. Die Jahresmittelwerte der zeitabhängigen Profile für die Flexibilitätsparameter sind aufsummiert über die einzelnen Lastmanagementtechnologien in Tabelle 3.1-2 dargestellt. Dabei wird deutlich, dass das Potenzial zur Lasterhöhung deutlich größer als das Potenzial zur Lastreduktion und etwas größer als die Speicherkapazität ist. Limitierend auf den Flexibilitätseinsatz wirkt dabei immer die kleinere Größe von Lasterhöhung und verfügbare Speicherkapazität bzw. Lastreduktion und verfügbare Speicherkapazität.

Tabelle 3.1-2: Aggregierte Flexibilitätsparameter für Lastmanagement auf Verteilnetzebene

	Enera Worst Case Szenario	Szenario KS80	Szenario KS95	Enera Best Case Szenario
Lasterhöhung				
2030	22 GW	32 GW	35 GW	50 GW
2040	40 GW	64 GW	70 GW	92 GW
2050	60 GW	95 GW	100 GW	147 GW
Lastreduktion				
2030	2 GW	4 GW	5 GW	7 GW
2040	4 GW	8 GW	9 GW	13 GW
2050	7 GW	12 GW	13 GW	20 GW
Speicherkapazität				
2030	16 GWh	22 GWh	35 GWh	52 GWh
2040	26 GWh	49 GWh	63 GWh	83 GWh
2050	36 GWh	69 GWh	82 GWh	128 GWh

Quelle: DLR

Der Ausbau der **Batteriespeichersysteme** korreliert mit der installierten PV-Leistung. Im „Enera Worst Case“ Szenario sind 10 % der installierten PV-Anlagen bezogen auf ihre Leistung mit einer Batterie ausgerüstet, im „Enera Best Case“ Szenario sind es 35 % (Tabelle 3.1-3). Diese Spannweite ergibt sich aus dem Verhältnis von PV-Dachanlagen zu PV-Freiflächenanlagen sowie aus dem Anteil der PV-Dachanlagen, die mit einer Batterie ausgerüstet sind. Die Aufteilung bezieht sich dabei immer auf die installierte PV-Leistung. Im „Enera Worst Case“ Szenario wird eine Aufteilung von PV-Dachanlagen zu PV-Freiflächen von 50 % zu 50 % unterstellt, im „Enera Best Case“ Szenario sind es 70 % zu 30 %. Der Anteil der PV-Dachanlagen, die mit einer Batterie ausgerüstet sind, liegt im „Enera Worst Case“ Szenario bei 20 % und steigt im „Enera Best Case“ Szenario auf 50 % an. Die Speicherkapazität der Batterien liegt in Anlehnung an den Netzentwicklungsplan Strom bei dem 1,6-fachen der Be- und Entladeleistung (50 Hertz Transmission (50 Hertz) et al. 2018).

Tabelle 3.1-3: Dimensionierung der Batteriespeichersysteme auf Verteilnetzebene

	Enera Worst Case Szenario	Szenario KS80	Szenario KS95	Enera Best Case Szenario
Anteil der installierten PV-Leistung mit einem Batteriespeicher	10 %	15 %	25 %	35 %
Be- und Entladeleistung der Batterien				
2030	7 GW	11 GW	19 GW	26 GW
2040	7 GW	13 GW	22 GW	33 GW
2050	8 GW	18 GW	33 GW	52 GW
Speicherkapazität der Batterien				
2030	12 GWh	18 GWh	30 GWh	42 GWh
2040	12 GWh	20 GWh	36 GWh	54 GWh
2050	12 GWh	29 GWh	52 GWh	82 GWh

Quelle: Öko-Institut e.V.

Die installierte BHKW-Leistung bei **Biogas- und Klärgasanlagen** bleibt mit 4 GW über alle Szenarien und Szenariojahre konstant, die Flexibilität der Anlagen nimmt jedoch über die Zeit zu. Diese Entwicklung basiert auf folgenden Annahmen:

- Die Stromerzeugung aus biogenen Gasen wird von heute rund 32 TWh auf 16 TWh im Jahr 2050 reduziert. Der Einsatz von Anbaubiomasse, wie z. B. Maissilage, geht einerseits aus Klima- und Naturschutzgründen zurück, andererseits wird unterstellt, dass Biomasse zunehmend auch von anderen Sektoren nachgefragt wird und deshalb weniger Biomasse für die Stromproduktion zur Verfügung steht. Die Vergärung von Bioabfällen und Klärschlamm wird weitestgehend ausgebaut und kompensiert einen Teil des Rückgangs der Biogaserzeugung aus Anbaubiomasse.
- Die elektrische BHKW-Leistung bleibt trotz zurückgehender Biogasmenge konstant bei 4 GW. Gleichzeitig wird die Möglichkeit zur Gasspeicherung schrittweise von 6 Stunden in 2030 auf 9 Stunden in 2040 und 12 Stunden in 2050 erhöht. Dadurch können die Biogas- und Klärgas-BHKW zunehmend flexibel eingesetzt werden und die Volllaststunden gehen von 6.000 Stunden in 2030 auf 5.000 Stunden in 2040 und 4.000 Stunden in 2050 zurück.

In Tabelle 3.1-4 sind Flexibilitätsparameter für die Stromerzeugung aus biogenen Gasen zusammenfassend dargestellt.

Tabelle 3.1-4: Flexibilitätsparameter für die Stromerzeugung aus biogenen Gasen

	Enera Worst Case Szenario	Szenario KS80	Szenario KS95	Enera Best Case Szenario
Stromerzeugung aus biogenen Gasen				
2030	24 TWh	24 TWh	24 TWh	24 TWh
2040	20 TWh	20 TWh	20 TWh	20 TWh
2050	16 TWh	16 TWh	16 TWh	16 TWh
Elektrische BHKW-Leistung				
2030 – 2050	4,0 GW	4,0 GW	4,0 GW	4,0 GW
Speicherdauer für Biogas				
2030	6 h	6 h	6 h	6 h
2040	9 h	9 h	9 h	9 h
2050	12 h	12 h	12 h	12 h

Quelle: Öko-Institut e.V.

Die installierte Leistung von **Erdgas-BHKW** geht von 4 GW in 2030 auf 3 GW in 2040 und 2 GW in 2050 zurück. Die Flexibilität der Anlagen ist in allen Szenarien gleich: die thermische Speicherkapazität beträgt das Vierfache der maximalen Wärmenachfrage und das BHKW ist auf 4.000 Volllaststunden hin dimensioniert.

Die enera Szenarien stellen die Grundlage für die Modellierungen im Projekt dar. Sie kommen somit in den verschiedenen Untersuchungen der Effekte der enera Lösung zum Einsatz:

- Verteilnetzausbauplanung (Kapitel 5)
- Wechselwirkungen zwischen Verteil- und Übertragungsnetz (Kapitel 6.3.1)
- aktiver Verteilnetzbetrieb (Kapitel 6.3.2)
- übertragungsnetzdienlicher Einsatz von Flexiblität (Kapitel 7.7.3)
- Einsatzplanung im Strommarkt (Kapitel 7.7.2 und 7.7.4)

3.2. Regionale Potenziale nachfrageseitiger Flexibilitätsoptionen

DLR

Die gezielte Steuerung der zeitlichen Schwankungen der Stromnachfrage zur Reduktion der Diskrepanz zwischen Strom-Erzeugung und –Verbrauch, bezeichnet als „demand side management“ (DSM), gilt als effiziente Möglichkeit, die Integration erneuerbarer Energiequellen zu unterstützen (Kies et al. 2016). Dafür werden Flexibilitäten ausgenutzt, die sich aus den technischen Eigenschaften der Verbraucher ergeben. Dazu gehören beispielsweise die zeitliche Verschiebung der energieintensiven Produktion von Zement und/oder Papier, von Haushaltslasten (Waschmaschine, Spülmaschine, Kühlschrank) oder der elektrischen Heizung von Gewerbeflächen (Klobasa 2007). Im Zuge von enera wurden nachfrageseitige Flexibilitäten durch den Rollout smarter Regelungstechnik und die Einrichtung des enera Flexmarktes erschlossen.

Wie hoch das Potenzial nachfrageseitiger Flexibilitäten in den Regionen tatsächlich ist, wurde im enera Projekt ermittelt. Mittels statistischer Methoden wurde das Flexibilitätspotenzial in Deutschland in hoher zeitlicher und räumlicher Auflösung für die Sektoren Haushalt, Industrie, Gewerbe/Handel/ Dienstleistungen (GHD), Elektromobilität und Wärme bestimmt. Zur Beschreibung des ökonomischen Potenzials der Flexibilitätsoptionen wurden die mittleren Grenzkosten pro abgerufener MWh der jeweils verfügbaren Flexibilitäten pro Region errechnet. Methodisch folgt diese Arbeit zu einem großen Teil den Herleitungen in Heitkoetter et al. (2020), Heitkoetter et al. (2021) und (Kleinhans, 2014).

FLEXIBILITÄTSOPTIONEN ALS SPEICHER-ÄQUIVALENT

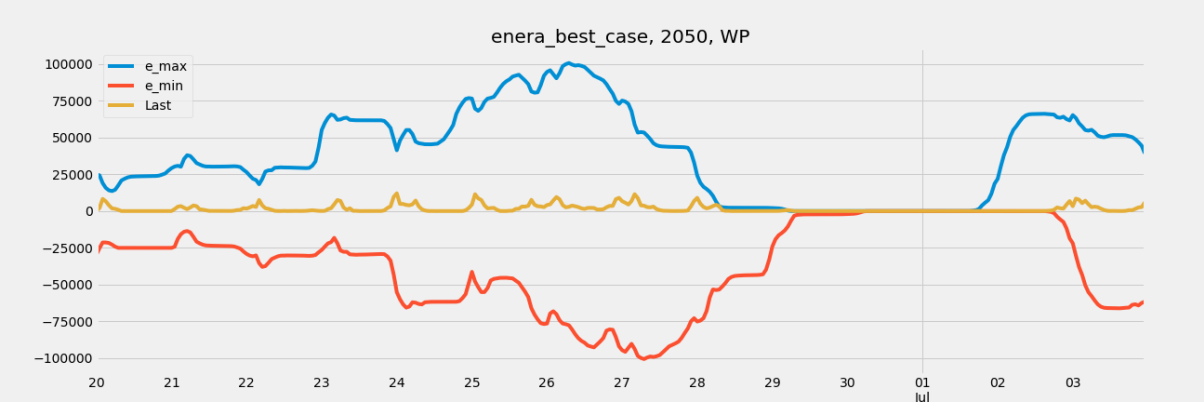
In einem Energiesystem ermöglichen nachfrageseitige Flexibilitäten das zeitliche Verschieben von Lasten. Durch die Reduzierung von Lasten zu einem frühen Zeitpunkt wird ein Netto-Energieüberschuss erzielt, der durch die Erhöhung von Lasten zu einem späteren Zeitpunkt wieder abgebaut wird. Nachfrageseitige Flexibilitäten wirken somit wie Speicher. Für diese Studie wird das Potenzial nachfrageseitiger Flexibilitätsoptionen daher als Speicher-Äquivalent modelliert: Für jede Lastzeitreihe wird ein Speicher mit zeitlich variablen Grenzen der Ein- und Ausspeicherleistung sowie der gespeicherten Energiemenge definiert. Wird die Last zeitlich vorgezogen, d. h. mehr Strom verbraucht als ursprünglich geplant, füllt sich der Speicher. Wird die Last zeitlich nach hinten verschoben, leert er sich. Dabei kann nur so viel ein- bzw. ausgespeichert werden, wie es die definierten Grenzen zulassen. Diese Grenzen ergeben sich aus der ursprünglich geplanten Lastzeitreihe, der mittleren Auslastung, dem zeitlichen Verschiebehorizont der Anwendung und den technischen Möglichkeiten, Anwendungen kurzfristig zu- oder abzuschalten.

Veranschaulichen lässt sich dies anhand des zeitlichen Verlaufs der Grenzen für den Wärmesektor (Wärmepumpen) in zwei beispielhaften Wochen Ende Juni (Abbildung 3.2-1): Zwischen dem 25. und dem 28. zeigt sich eine gemessen an den anderen Tagen des gezeigten Zeitraums relativ hohe Nachfrage (orangefarbene Linie). Zeitlich nach vorne versetzt ergibt sich daraus ein Maximum in der oberen Füllstands-Grenze des zugehörigen Speichers (blaue Linie). Das heißt, es gibt ein relativ hohes Potenzial, Last vorzuziehen. Zeitlich nach hinten verschoben ergibt sich ein Minimum der unteren Füllstands-Grenze. Es

besteht also gleichzeitig ein relativ hohes Potenzial, Last zeitlich zu verzögern. Dies wird dadurch verstärkt, dass den Tagen einer relativ hohen Nachfrage ein Zeitraum folgt, in dem keine Nachfrage nach Wärme aus Wärmepumpen vorliegt. Nachfrage kann zum Teil in diesen Zeitraum verlegt werden. Spätestens am 30. Juni ist dieses Potenzial allerdings erschöpft, bedingt durch den dann erreichten maximalen Verschiebehorizont. Die Füllstands-Grenzen nähern sich der Null. Es besteht also kein weiteres Potenzial, Last zeitlich zu verschieben.

Man beachte, dass anders als bei realen Speichern die eingespeicherte Energiemenge negativ sein kann, nämlich dann, wenn Last zeitlich nach hinten verschoben wird, ohne dass zunächst eine entsprechende Energiemenge zeitlich vorgezogen wurde. Innerhalb der ermittelten Grenzen ist dies zulässig. Um zu verhindern, dass auf diese Weise dem System Energie zugeführt wird, wird in der Regel ein zyklischer Füllstand vorgeschrieben. Das heißt, dass der Speicher-Füllstand am Ende des betrachteten Zeitraums gleich dem Füllstand zu Beginn sein muss. In der Summe wird dann genauso viel Energie ein- wie ausgespeichert beziehungsweise genauso viel Last vorgezogen wie zeitlich nach hinten verschoben.

Abbildung 3.2-1: Zeitlicher Verlauf der Füllstands-Grenzen eines fiktiven Speicher-Äquivalents für die gesamtdeutsche Nachfrage für Wärme aus Wärmepumpen in zwei beispielhaften Wochen: obere Füllstands-Grenze (blau), untere Füllstands-Grenze (rot) und Nachfrage (orange) [MWh].



Quelle: DLR

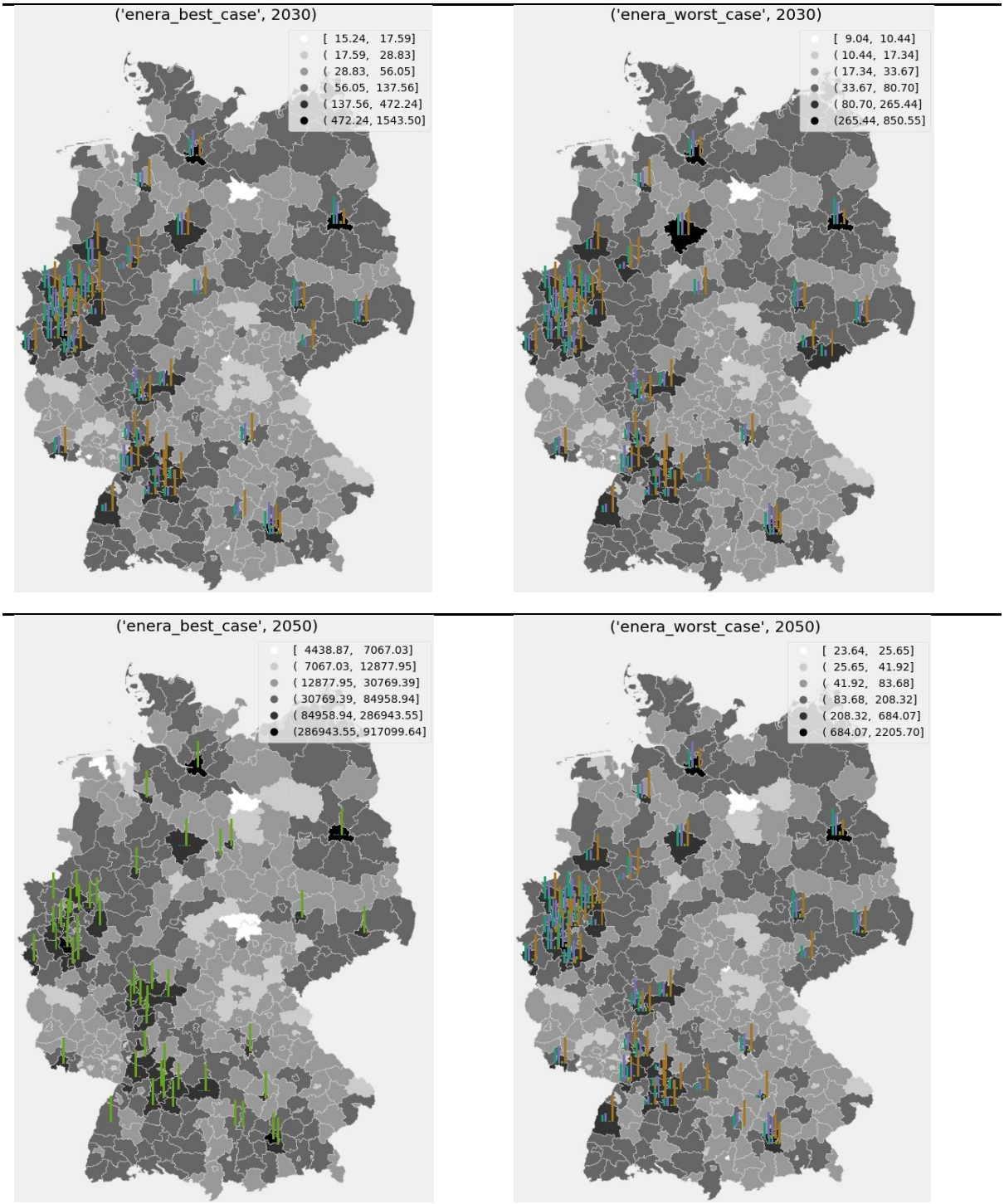
Der Verschiebehorizont liegt üblicherweise bei einer Stunde für Kühlprozesse in Industrie und GHD sowie bei bis zu sechs Stunden für Haushaltslasten (Klobasa 2007). Für mehr Details zur verwendeten Methode siehe zum Beispiel Kleinhans (2014) und Heitkoetter et al. (2020). Für diese Studie definieren wir das nachfrageseitige Flexibilitätspotenzial als die maximale Verschiebeleistung pro Landkreis und betrachtetem Sektor.

LASTZEITREIHEN UND AUSBAU-SZENARIEN

Grundlage der Ermittlung der nachfrageseitigen Flexibilitätspotenziale sind neben den gewählten techno-ökonomischen Parametern die Lastzeitreihen der einzelnen betrachteten Sektoren. Hier greifen wir auf die Zeitreihen für die acht enera Szenarien (Kapitel 3.1) zurück. Da diese für die verschiedenen Verteilnetztypen vorliegen, werden sie im Zuge dieser Studie zunächst zu nationalen Zeitreihen aufsummiert und dann mittels statistischer Verteilschlüssel auf die einzelnen Landkreise disaggregiert, so dass

schlussendlich für jeden Landkreis Lastzeitreihen vorliegen. Die Flexibilitätspotenziale werden dann aus diesen Zeitreihen berechnet.

Abbildung 3.2-2: **Jährliche Stromnachfrage in den Landkreisen [MWh] für das Enera Best Case und das Enera Worst Case Szenario (jeweils 2030 und 2050); Balken zeigen die Aufteilung auf die einzelnen Sektoren Haushalte (blau), GHD (lila), Elektromobilität (grün) und Industrie (orange) in relativer Skalierung.**



Quelle: DLR

Durch die Verteilung ergeben sich große regionale Unterschiede in den einzelnen Zeitreihen (Abbildung 3.2-2). Die größten Stromnachfragen zeigen sich erwartungsgemäß in den großen Städten und den umliegenden Ballungsräumen (Berlin, München, Hamburg, Region Hannover, Ruhrgebiet und Rheinland) sowie den Industrieregionen entlang des Rheins und Neckars und in Sachsen. An dieser räumlichen Verteilung ändern die vier gezeigten Szenarien wenig. Allerdings verändert sich die Gesamtnachfrage. Die Best Case Szenarien weisen dabei die höheren Werte pro Landkreis auf als die Worst Case Szenarien, 2050 ist die Stromnachfrage höher als 2030. Auch die Beiträge der einzelnen Sektoren ändern sich. Während 2030 die Haushalte, GHD und Industrie den größten Anteil haben, bestimmt die Elektromobilität im Best Case Szenario 2050 die Nachfrage und damit auch das Flexibilitätspotenzial.

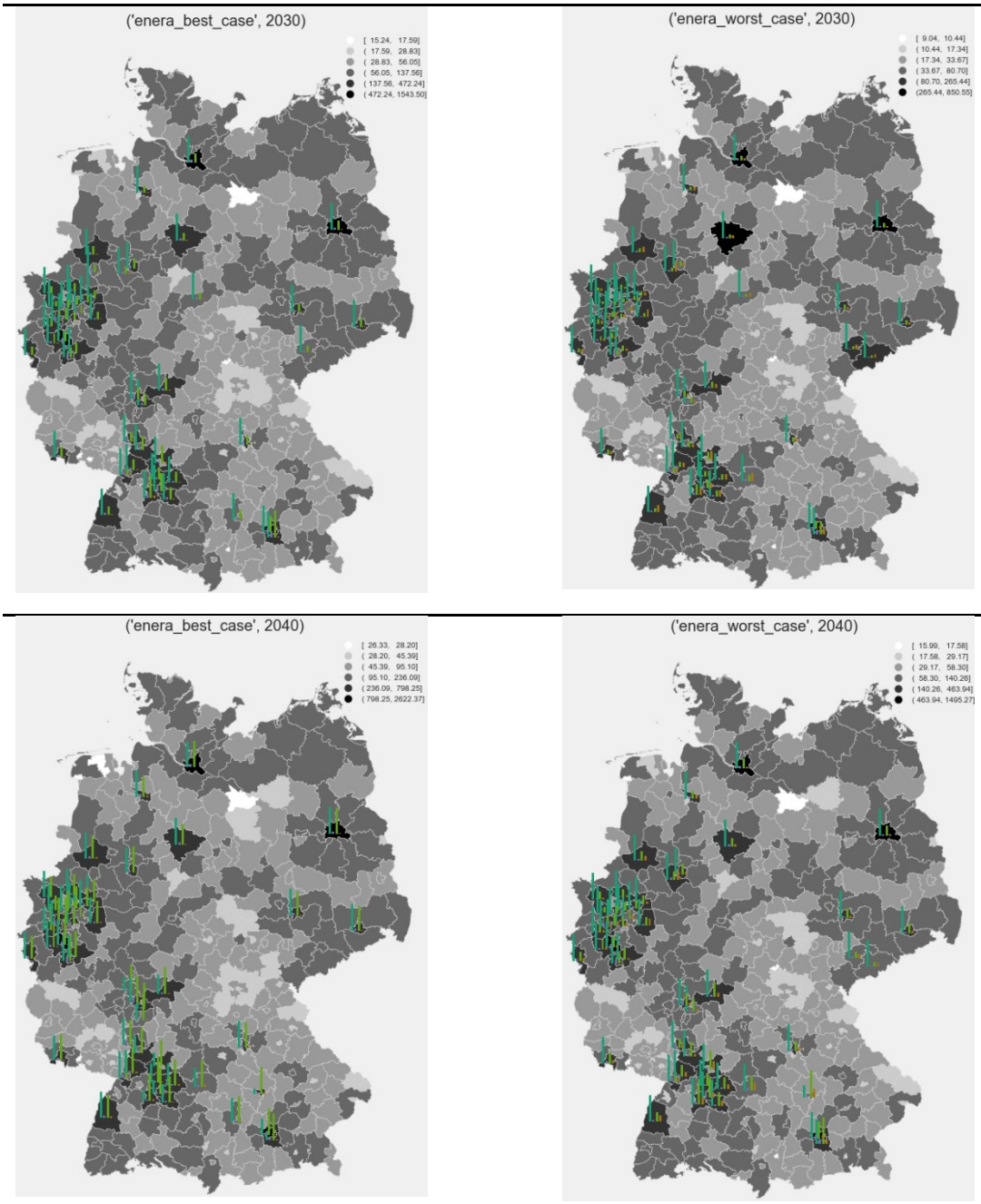
KOSTEN

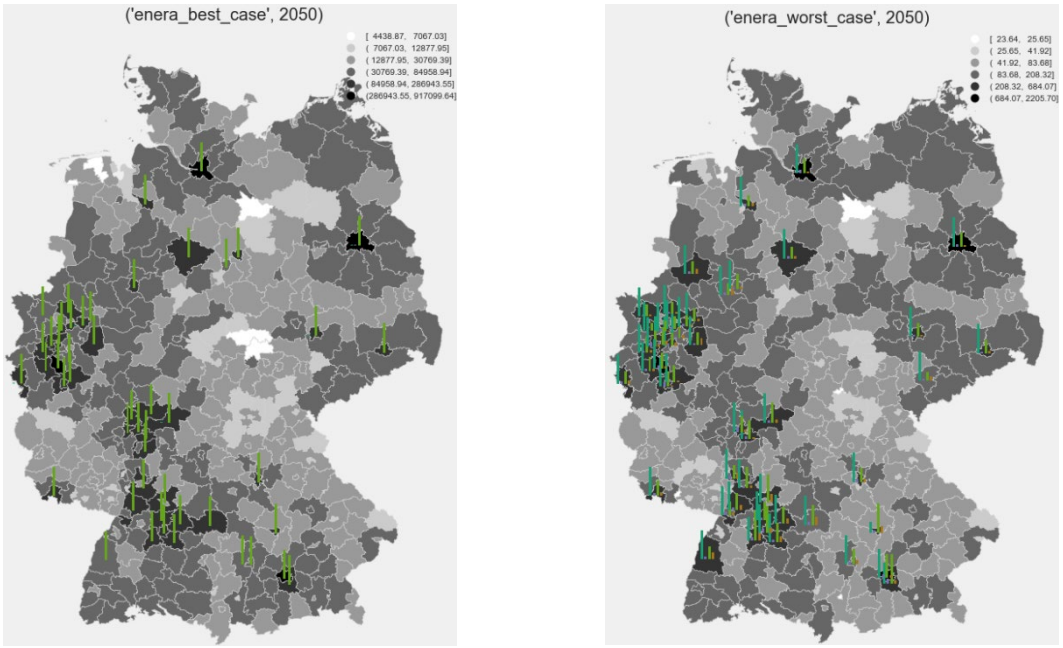
Zur Berechnung der mittleren Kosten pro abgerufener MWh an Flexibilität in den Landkreisen nutzen wir die variablen Kosten für die Nutzung, d. h. die Grenzkosten, publiziert in den Studien von Gils (2015), Pellinger et al. (2016) und Steurer (2017). Am günstigsten schneiden hier GHD mit 5 Euro pro MWh sowie Wärmepumpen und Elektromobilität mit 10 Euro pro MWh ab. Es folgen Haushaltsanwendungen mit 50 Euro pro MWh und die Industrie mit 150 Euro pro MWh. Die jeweils verfügbare Verschiebeleistung wird dann mit den zugehörigen Grenzkosten multipliziert und schließlich zeitlich gemittelt. Da hier keine Ausbauoptimierung des Energiesystems durchgeführt wird, werden die Investitionskosten zur Erschließung der Flexibilitäten und somit die nicht-variablen Kosten nicht berücksichtigt.

ERGEBNISSE

Das größte Potenzial zur Verschiebung von Lasten findet sich in den einwohnerstarken Landkreisen (Abbildung 3.2-3). Diese Landkreise zeigen die größten Verschiebeleistungen in den Sektoren Haushalt, GHD, Elektromobilität und Wärme. Betrachtet man den Industriesektor allein, zeigt sich ein anderes Bild. Die größten Potenziale zur Verschiebung von Lasten ergeben sich hier in den Landkreisen, in denen sich energieintensive Industrie angesiedelt hat, insbesondere in Nordrhein-Westfalen, aber auch im Rhein-Neckar-Raum, in Bayern und Sachsen. Darüber hinaus ergeben sich starke Unterschiede zwischen den betrachteten Szenarien: Im Best Case Szenario 2030 dominieren Haushaltsanwendungen und die Elektromobilität das Potenzial zur Lasterhöhung. Im Worst Case Szenario zeigt sich ein erhöhter Beitrag der Industrie. In den Best Case Szenarien verschiebt sich in den Jahren 2040 und 2050 das Verhältnis zwischen den einzelnen Sektoren weiter in Richtung Elektromobilität, die das Potenzial zur Lasterhöhung 2050 nahezu vollständig dominiert. Die Worst Case Szenarien hingegen weisen zunehmend größere Potenziale zur Lasterhöhung in der Industrie auf. Durch die angenommen steigende Elektrifizierung der unterschiedlichen Sektoren, das heißt den zunehmenden Beitrag der sogenannten neuen Verbraucher Wärmepumpen und Elektromobilität, nimmt die maximale Leistung zur Lasterhöhung bis zum Jahre 2050 kontinuierlich zu. Kühlanwendungen im Gewerbe-/Handel-/Dienstleistungssektor spielen für die Lasterhöhung in allen Szenarien nur eine untergeordnete Rolle.

Abbildung 3.2-3: Maximale Leistung zur Lasterhöhung in den Landkreisen für 6 Szenarien. Balken für Sektoren Haushalte (blau), GHD (lila), Elektromobilität (grün) und Industrie (orange).

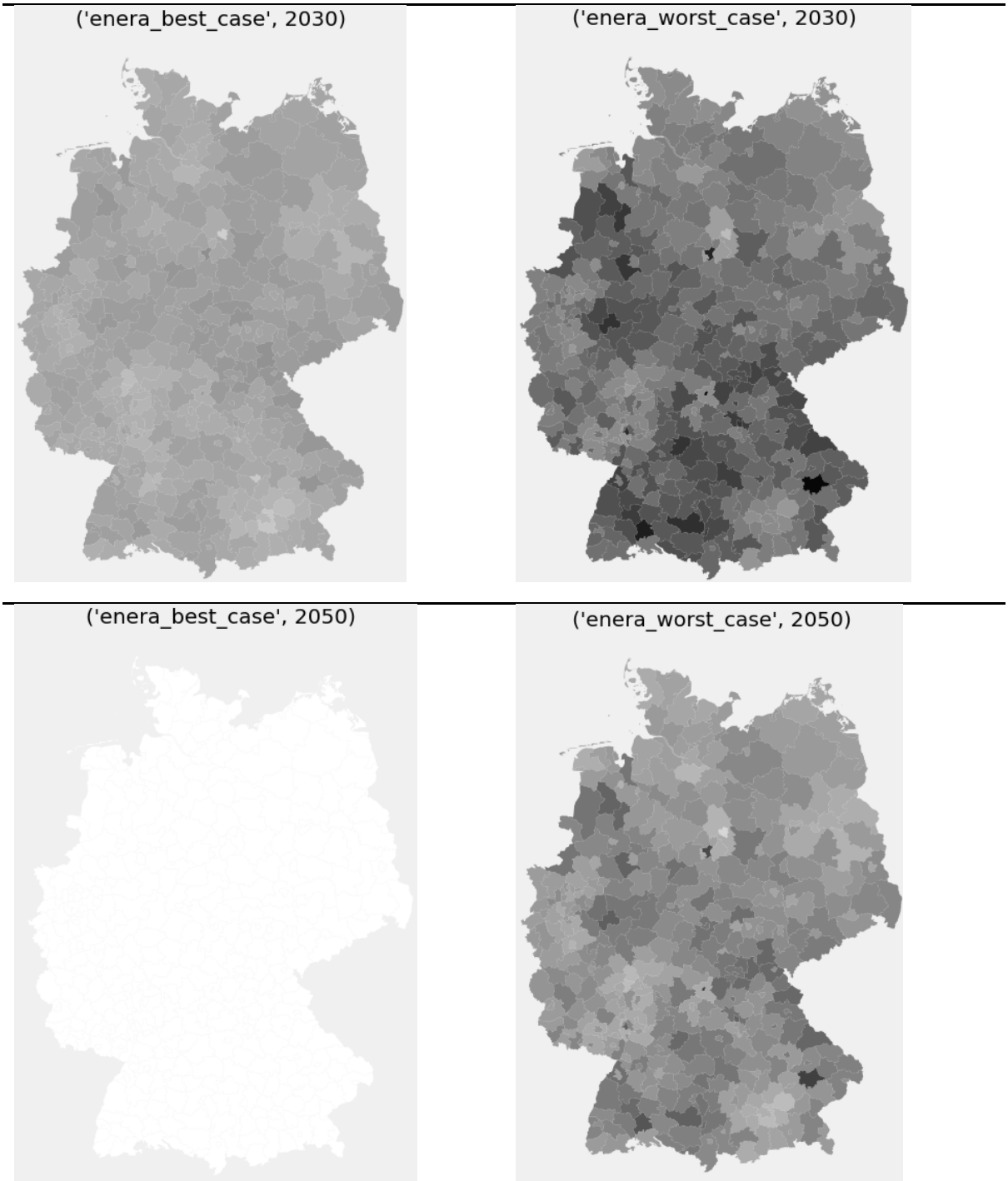




Quelle: DLR

Die unterschiedlichen Beiträge der einzelnen Sektoren zum Flexibilitätspotenzial in den betrachteten Szenarien schlägt sich auch in den mittleren Kosten für eine abgerufene MWh nieder. Die niedrigsten mittleren Kosten ergeben sich also in den Landkreisen, in denen der Anteil der kostengünstigen Flexibilitätsoptionen besonders groß ist (Abbildung 3.2-4). Dies ist insbesondere im Nordosten der Fall. Darüber hinaus ergeben sich relativ niedrige Kosten im westlichen NRW, im Grenzgebiet zwischen Hessen, Rheinland-Pfalz und Baden-Württemberg sowie südlich von München. Die höchsten Kosten finden sich im restlichen Baden-Württemberg, Ost-Bayern und im süd-westlichen Niedersachsen. Da in den Worst Case Szenarien der Anteil der Industrie am größten ist, sind hier auch die Kosten höher als in den Best Case Szenarien. In beiden Fällen nehmen die mittleren Kosten zum Jahr 2050 hin ab.

Abbildung 3.2-4: Mittlere Kosten pro abgerufener MWh Lasterhöhung [Euro / MWh]



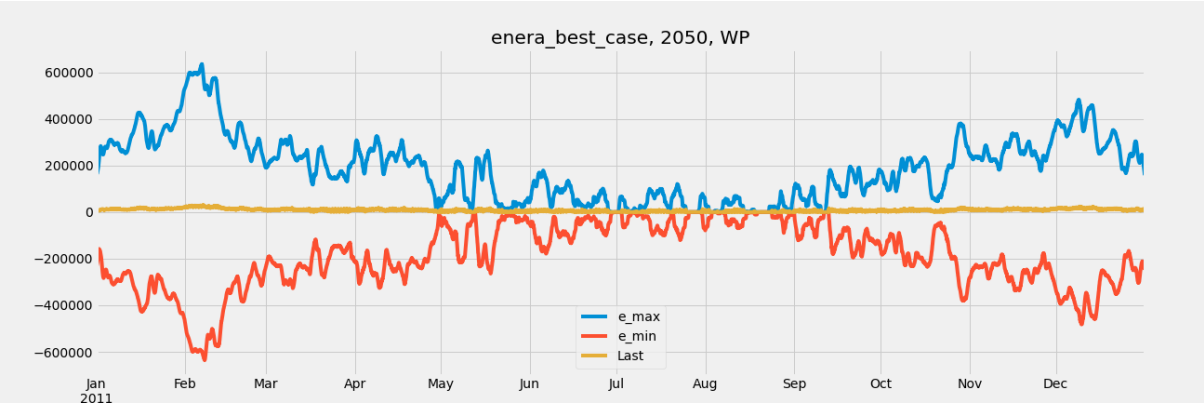
Quelle: DLR

Im zeitlichen Verlauf der maximalen Ein-/Ausspeicherleistung und der gespeicherten Energiemenge zeigt sich definitionsgemäß eine starke Abhängigkeit von der geplanten Last. Diese ist tagsüber häufig höher als in den Nachtstunden. Folglich ist das Potenzial, die Last tagsüber weiter zu erhöhen, relativ gering verglichen mit dem Potenzial, die Last zu verringern und in die Nachtstunden zu verschieben. Diese Abhängigkeit von der Tageszeit ist dabei für die verschiedenen betrachteten Sektoren unterschiedlich stark ausgeprägt. Am stärksten ausgebildet ist sie für die Erzeugung von Warmwasser im Haushalt. Hier

ergeben sich deutliche Spitzen um 6 und 19 Uhr. Elektromobilität weist die größte Nachfrage am Nachmittag und in den frühen Abendstunden auf. Industrielle Prozesse hingegen gleichen einer Bandlast und zeigen nur einen geringen Tagesgang.

Daraus ergeben sich auch unterschiedliche Flexibilitätspotenziale. Da für die Elektromobilität üblicherweise nur eine geringe Last während der Nachstunden angenommen wird, ergibt sich ein großes Potenzial, die Last von den Abendstunden in die Nacht zu verlagern. Gleiches gilt für die Warmwasser-Erzeugung im Haushalt. Die Erwärmung kann potenziell vorgezogen werden und somit bereits in der Nacht stattfinden. Die Flexibilitäts-Speicher der Industrie und der Kühlanwendungen im GHD weisen aufgrund der Bandlast-Charakteristik der geplanten Lasten und nur relativ kurzen Verschiebehorizonten insgesamt eine relativ geringe Größe auf. Allerdings verfügen sie über die größten Verschiebeleistungen, insbesondere zur Lastreduzierung. Wärmepumpen folgen der Nachfrage nach Wärme und damit der Temperatur. Hier ergibt sich folglich ein saisonaler Gang der Flexibilitätspotenziale (Abbildung 3.2-5). Für das hier betrachtete Jahr 2011 ergeben sich die größte Nachfrage und somit auch die größten Flexibilitätspotenziale in den Monaten Februar und Dezember. Die obere Füllstands-Grenze des zugehörigen Speicher-Äquivalents erreicht hier teils die dreifache Größe der oberen Grenze in den Sommermonaten Juni, Juli und August.

Abbildung 3.2-5: Die Füllstands-Grenzen eines fiktiven Speicher-Äquivalents für die gesamtdeutsche Nachfrage für Wärme aus Wärmepumpen im Jahresverlauf [MWh]



Quelle: DLR

SCHLUSSFOLGERUNGEN

enera hat gezeigt, dass in den Regionen ein großes Potenzial zur Nutzung nachfrageseitiger Flexibilitäten vorliegt. Es bedarf politischer und privat-wirtschaftlicher Anstrengungen, diese Potenziale zu erschließen und somit die Integration erneuerbarer Energiequellen weiter voranzutreiben. So müsste zum Beispiel der fixe Anteil an den Stromkosten reduziert und die Ausstattung von Haushalten, Industrie und GHD mit regelbaren Energie-Einheiten forciert werden.

3.3. Regionale Potenziale von dezentralen Flexibilitätsoptionen pro Übertragungsnetzknoten

3.3.1. Netztopologie und Ausbaugrad des deutschen Übertragungsnetzes

Der für die Modellierung verwendete Ausbaugrad des deutschen Übertragungsnetzes entspricht dem von der Bundesnetzagentur bestätigten Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019). Das in Abbildung 3.3-1Abbildung dargestellte Übertragungsnetz setzt sich aus dem statischen Netzmodell der Übertragungsnetzbetreiber (dem heutigen Netz) sowie den im Startnetz für den Netzentwicklungsplan berücksichtigten Netzausbaumaßnahmen und den bestätigten Ausbaumaßnahmen für das Zielnetz 2030 zusammen. Das in der Modellierung verwendete Übertagungsnetz enthält 316 Netzknoten und 502 Leitungsverbindungen, davon 7 HGÜ-Korridore und 495 AC-Leitungen in den Spannungsebenen 220 kV und 380 kV.

Die im Übertragungsnetz berücksichtigten HGÜ-Korridore sind:

- DC1: Emden/Ost - Osterath (A-Nord)
- DC2: HGÜ-Verbindung Osterath – Philippsburg (Ultranet)
- DC3: Brunsbüttel - Großgartach (SuedLink)
- DC4: Wilster/West - Bergrheinfeld/West (SuedLink)
- DC5: Wolmirstedt – Isar (SuedOstLink)
- DC21b: Wilhelmshaven 2 – Uentrop
- DC25: Heide/West – Polsum (bzw. Kusenhorst)

Die offshore Windanlagen in Nord- und Ostsee sind an insgesamt 16 Netzknoten angebunden:

Nordsee

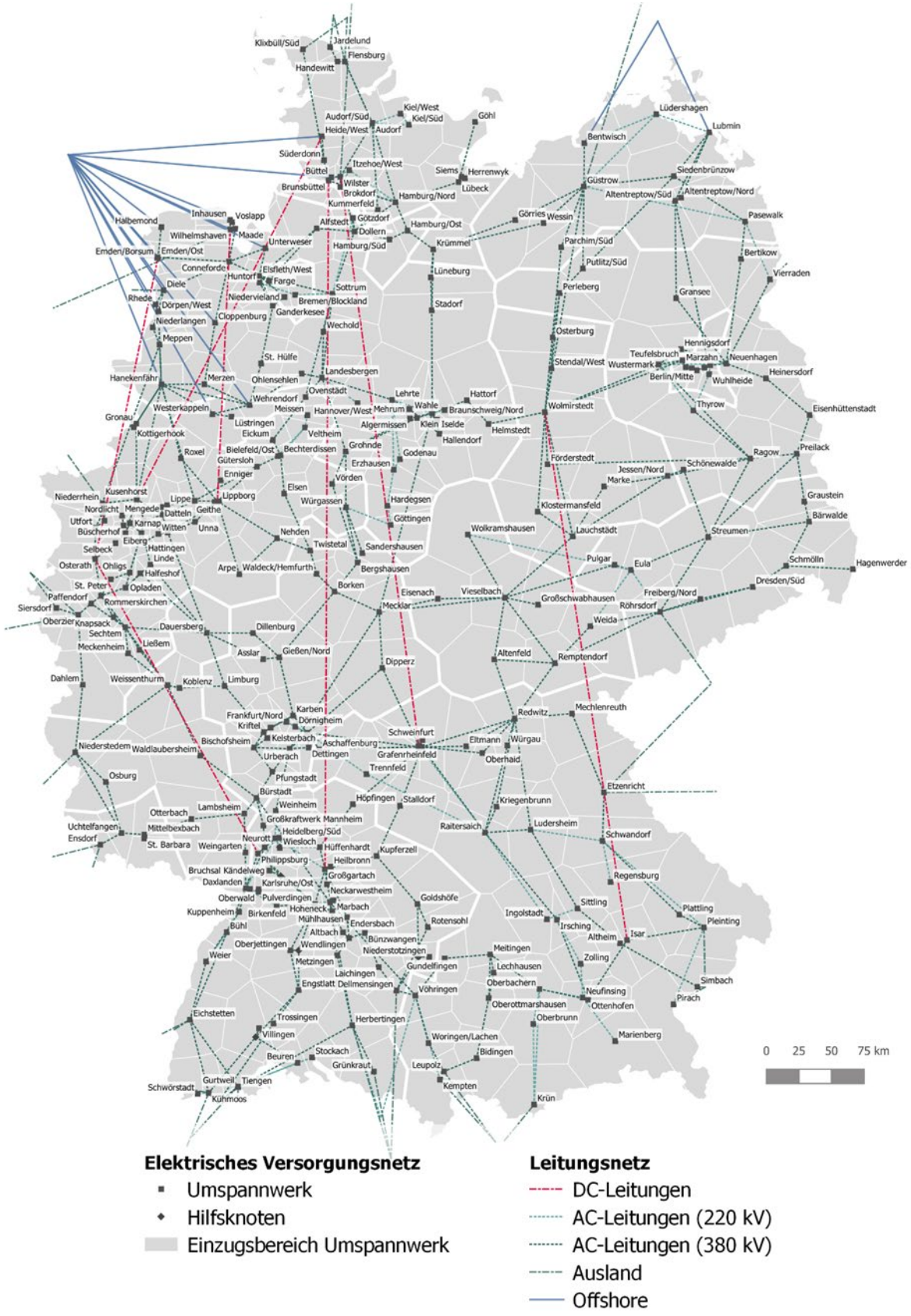
- Schleswig-Holstein (2 Netzknoten): Heide/West und Büttel
- Niedersachsen (9 Netzknoten): Inhausen, Wilhelmshaven, Unterweser, Halbemond, Emden/Ost, Emden/Borsum, Diele, Dörpen/West und Cloppenburg
- Nordrhein-Westfalen (3 Netzknoten): Hanekenfähr, Westerkappeln und Wehrendorf

Ostsee

- Mecklenburg-Vorpommern (2 Netzknoten): Bentwisch und Lubmin

Darüber hinaus werden 36 länderübergreifende AC-Leitungen berücksichtigt, über die Deutschland mit seinen Nachbarländern in den europäischen Netzverbund integriert ist.

Abbildung 3.3-1: Netztopologie für das deutsche Übertragungsnetz



Quelle: Öko-Institut e.V.

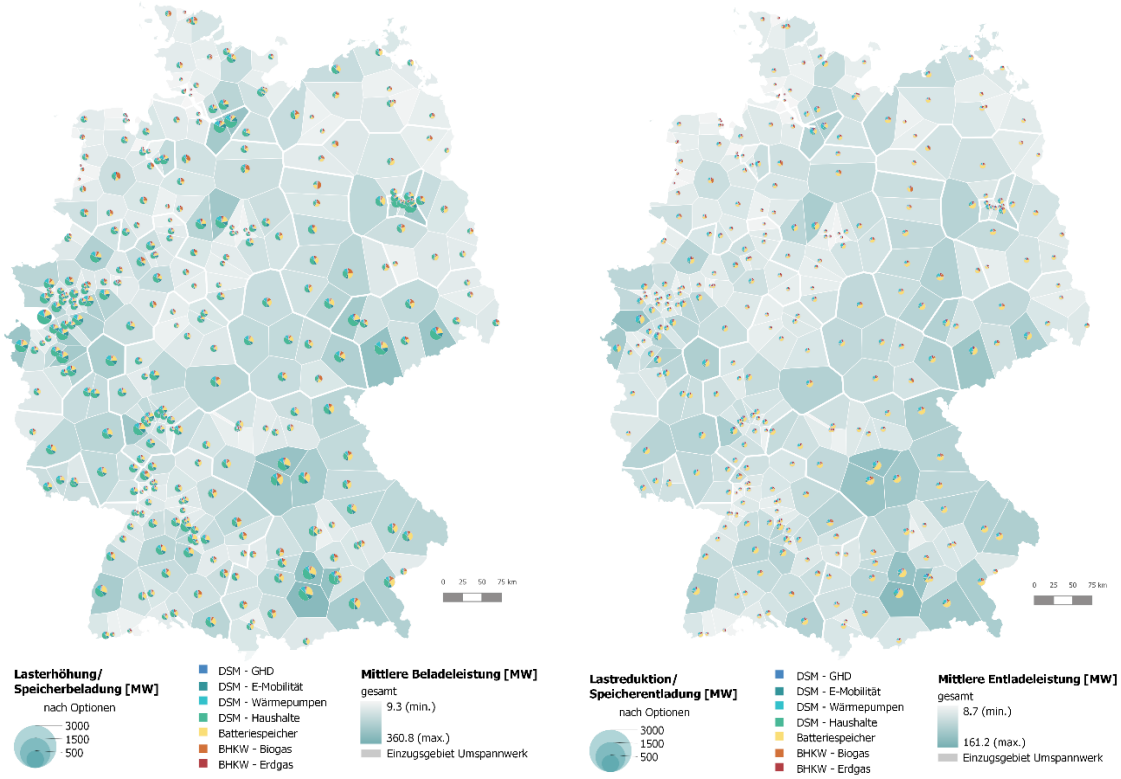
3.3.2. Regionalisierung der dezentralen Flexibilitätsoptionen auf die Knoten im deutschen Übertragungsnetz

Die deutschlandweiten Potenziale der dezentralen Flexibilitätsoptionen werden zunächst entlang der NUTS-1 Ebene „Bundesland“ (Anzahl 16) und der NUTS-3 Ebene „Landkreis“ (Anzahl 401) bis zur LAU-Ebene der Gemeinden (Anzahl rund 12.500) räumlich verteilt. Danach werden die Parameter, welche die Potenziale der dezentralen Flexibilitätsoptionen beschreiben, von der Gemeindeebene dem nächstgelegenen Umspannwerk im Übertragungsnetz (Anzahl 316) zugeordnet und dort aggregiert.

Im Ergebnis zeigt sich die in Abbildung 3.3-2Abbildung und Abbildung 3.3-3Abbildung dargestellte Regionalisierung der dezentralen Flexibilitätsoptionen für das Szenario „Enera Worst Case 2030“ und das Szenario „Enera Best Case 2050“. Dabei wird zunächst deutlich, dass das verfügbare Potenzial an dezentralen Flexibilitätsoptionen im Szenarienverlauf zunimmt.

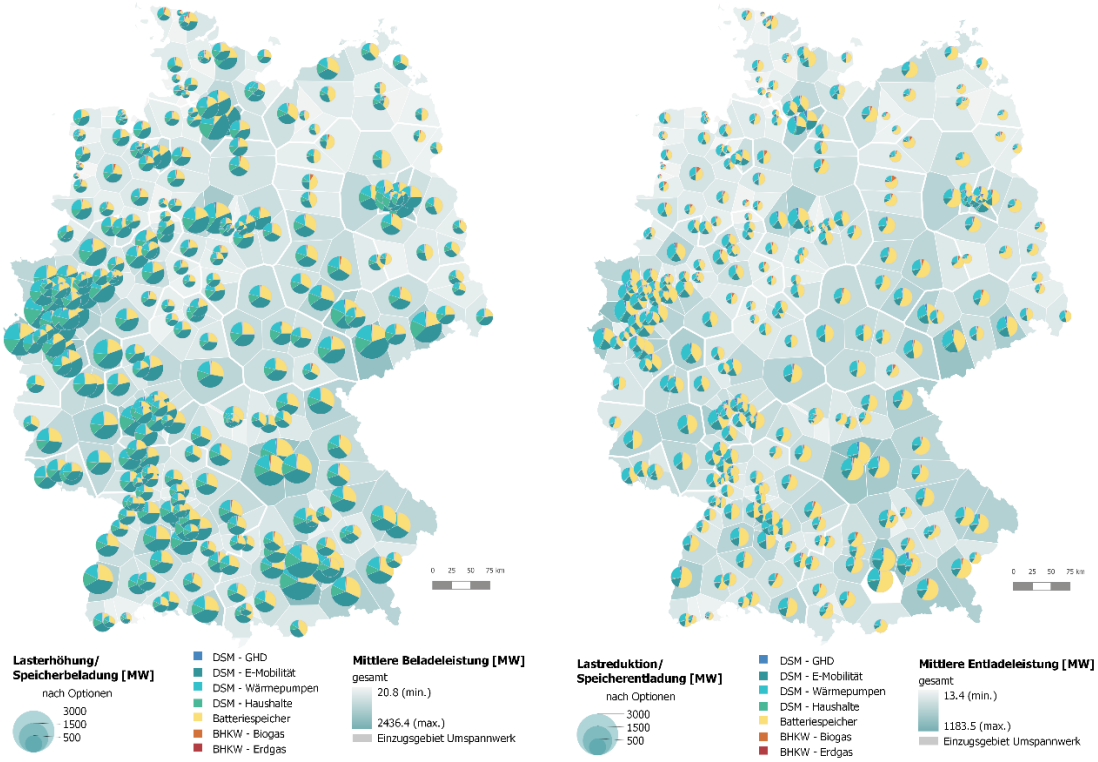
Darüber hinaus zeigt sich, dass die mittlere Beladeleistung bei den dezentralen Lastmanagementtechnologien zum Teil deutlich höher als deren mittlere Entladeleistung ist. Sie eignen sich deshalb besonders gut für das Aufnehmen von EE-Einspeisespitzen.

Abbildung 3.3-2: Verfügbares Potenzial dezentraler Flexibilitätsoptionen je Übertragungsnetzknoten im Szenario „Enera Worst Case 2030“: mittlere Beladeleistung (links) und mittlere Entladeleistung (rechts)



Quelle: Öko-Institut e.V.

Abbildung 3.3-3: Verfügbares Potenzial dezentraler Flexibilitätsoptionen je Übertragungsnetzknoten im Szenario „Enera Best Case 2050“: mittlere Beladeleistung (links) und mittlere Entladeleistung (rechts)



Quelle: Öko-Institut e.V.

4. Der Smart Grid Operator (SGO) und der enera Flexmarkt

Mit dem voranschreitenden Ausbau erneuerbarer Energien verändern sich die Anforderungen an die Stromnetze. Die Stromerzeugung hat sich von einer Einspeisung an wenigen zentralen Punkten auf der Übertragungsnetzebene hin zu einer breit verteilten fluktuierenden Einspeisung auf unteren Netzebenen entwickelt. Die Anforderungen an einen Netzbetrieb mit einer hohen Versorgungsqualität werden jedoch weiterhin bestehen bleiben. Ein vorausschauender Netzausbau ist das bisherige Werkzeug der Netzbetreiber, um den Netzbetrieb zu sichern und Unwägbarkeiten zu begegnen, würden in Zukunft zu sehr hohen Kosten für die Ertüchtigung der elektrischen Versorgungsnetze führen. Somit ist es sinnvoll, zusätzlich neben dem Netzausbau flexible Prozesse und Instrumente für den Netzbetreiber der Zukunft zu entwickeln, um eine kostengünstigere Integration erneuerbarer Energien bei einem weiterhin sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten.

In verschiedenen Projekten wurden bereits innovative neue Werkzeuge entwickelt und erprobt. So wurden beispielsweise in dem Projekt „eTelligence“ (Agsten et al. 2012) erste Ansätze für einen regionalen Strommarktplatz geschaffen. In der „Systemstudie zum Einspeisemanagement erneuerbarer Energien“ wurden bereits im Vorfeld zur Einführung der Spitzenkappung im EnWG erste automatisierte Spitzenkappungsansätze erprobt und demonstriert. Weiterhin gab es verschiedene Simulationsstudien, wie beispielsweise die Studie „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ (Büchner et al. 2014b) vom BMWi, die den Mehrwert dieser Werkzeuge in einer Kosten-Nutzen-Analyse gezeigt haben.

Die enera Lösung geht über die bisherigen Untersuchungen hinaus. Im Zentrum des Projekts steht das enera Konzept des Smart-Grid-Operators (SGO). Der SGO ist eine der zukünftigen Rollen des Verteilnetzbetreibers. In dieser Rolle greift er auf innovative Werkzeuge im Netzbetrieb zurück. Einige dieser Werkzeuge wurden dazu im Projekt ausgestaltet und in die Prozesse des Verteilnetzbetreibers integriert. Somit konnte ihre Funktionalität im operativen Einsatz und im Zusammenspiel mit allen beteiligten Prozessen demonstriert werden.

4.1. SGO und die Netzampel

Die Entwicklung des Smart-Grid-Operators ist an das Ampelkonzept des BDEW (bdew 2017) angelehnt. Dieses Konzept unterscheidet drei Netzzustände in der Auslastung der Betriebsmittel. Anhand dieser so genannten Ampelphasen kann der Netzbetreiber sein Handeln ausrichten und falls notwendig die Lieferung und den Bezug von Strom beeinflussen. Diese Phasen sind:

- „grüne Ampelphase“ – In dieser Phase existieren keine Netzengpässe und die Funktionalität des Netzes ist vollumfänglich gegeben. Die angeschlossenen Verbraucher und Erzeuger können ohne Einschränkungen agieren. Die in enera entwickelten Lösungsansätze tragen dazu bei, dass das Netz in dieser Phase höher als bisher ausgelastet werden kann.
- „gelbe Ampelphase“ – Es wurde ein Engpass im Netz prognostiziert, der abgewendet werden muss. Der Netzbetreiber greift noch nicht aktiv in den

Netzbetrieb ein, sondern versucht, diesen Engpass zu beheben, indem er auf Flexibilität zugreift. Dies können Flexibilität vom enera Flexmarkt oder das Grid4Mobility-Konzept des gesteuerten Ladens sein.

- „rote Ampelphase“ - Ein Engpass liegt (unmittelbar) vor. Die Netzbetreiber greifen über ein intelligentes Wirkleistungsmanagement auf Erzeugungsanlagen zu und reduzieren deren Einspeisung. In dieser Phase kommt der in enera entwickelte Netzregler zum Einsatz.

In den Ampelphasen ist das Handeln des Netzbetreibers nicht nur auf die Instrumente der herrschenden Ampelphase beschränkt. Er greift ebenso auf die Methoden aller vorhergehenden Ampelphasen zu.

Das Konzept der Netzampel diente bei der Erarbeitung der enera Systemlösung als konzeptioneller Rahmen. Die einzelnen erarbeiteten und erprobten Lösungsoptionen wurden in ihrer Entwicklung in diesen Rahmen eingebettet. enera Lösungen finden sich in jeder der Ampelphasen wieder.

Tabelle 4.1-1: enera Lösungen in den Netzampelphasen

	ENERA LÖSUNG	ROADMAP-KAPITEL
GRÜNE AMPELPHASE	Gebündelter Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren (rONTS)	6.1.1
	Netzkopplung & Supraleitender Kurzschlussstrombegrenzer	6.1.2
GELBE AMPELPHASE	Dezentrale Flexibilität vom enera Flexmarkt	7
	Grid4Mobility – intelligentes Laden von E-PKW	6.1.4
ROTE AMPELPHASE	Netzregler	6.1.5

Quelle: enera

Tabelle 4.1-1 zeigt eine Übersicht von enera Lösungen und wie sie sich in das Ampelkonzept einordnen. Viele Lösungskonzepte kommen bereits in der grünen Ampelphase zum Einsatz, um eine höhere Auslastung der bestehenden Stromnetze zu ermöglichen. Somit kann eine größere Menge erneuerbarer Energien in das Stromnetz integriert werden, ohne dass ein Ausbau notwendig wird. Ein Beispiel ist der gebündelte Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren (rONTs), die eine Erweiterung des Spannungsbands in einem Netzgebiet ermöglichen. Wie rONTs in enera eingesetzt wurden, ist in Kapitel 6.1.1 zu finden.

Zentrale enera Lösung in der gelben Ampelphase ist der enera Flexmarkt. Auf diesem Marktplatz bieten dezentrale Erzeuger und Verbraucher Flexibilität an, die der Netzbetreiber zur Behebung prognostizierter Netzengpässe einsetzen kann. Diese ist mit einer regionalen Komponente versehen, die es Netzbetreibern ermöglicht, Flexibilität zu kontrahieren, deren Einsatz einen lindernden Effekt auf einen Netzengpass hat. Eine Beschreibung des enera Flexmarkts findet sich in Kapitel 7.

In der roten Ampelphase treten Netzengpässe auf, die nicht in der gelben Ampelphase behoben werden konnten. In dieser Phase greift der Netzbetreiber aktiv in die Erzeugung ein, um die Funktionalität des Netzes zu gewährleisten. Dieses Vorgehen wird als Einspeisemanagement bezeichnet. Die in enera erarbeitete Lösung der Netzregler ermöglicht es, das Maß an Abregelung dynamisch, bedarfsgerecht und automatisiert zu realisieren. Eine detaillierte Beschreibung der Netzregler findet sich in Kapitel 6.1.5.

NETZTRANSPARENZ

Die Grundlage für das aktive Engpassmanagement, in dem die enera Lösungen zum Einsatz kommen, ist eine ausreichende Netztransparenz für den Netzbetreiber. Netztransparenz ist dann gegeben, wenn für den Netzbetreiber der aktuelle Netzzustand in den einzelnen Netzgebieten erkennbar und durch Prognosen auch die zukünftige Netzlast absehbar ist. Eine ausreichende Netztransparenz ist dann gegeben, wenn Betriebsmittel beobachtet werden, die besonders netzengpassgefährdet sind. Basierend auf diesen Informationen plant der Netzbetreiber dann den Einsatz der enera Lösungen. In der Vergangenheit war diese Herangehensweise aufgrund der passiven Netzbetriebsweise nicht notwendig. Für eine aktive Netzbetriebsweise ist sie jedoch unumgänglich. In enera wurden Verbraucher, Erzeuger und Netztechnik mit Messtechnik ausgestattet. Dem Netzbetreiber wurde es so ermöglicht, Informationen zu erheben, die die Grundlage eines aktiven Netzbetriebs darstellen.

Auch Erzeugungsanlagen wurden in der enera Modellregion mit neuen Fernwirkgateways ausgestattet. Dabei steht nicht nur das Erheben von Daten über die aktuelle Erzeugung im Vordergrund, sondern auch die Möglichkeit, diese Anlagen bedarfsgerecht und stufenlos ansteuern zu können. Ebenso wurden im Projekt Ortsnetztransformatoren mit Messtechnik ausgestattet. Dort kann der Netzbetreiber die Spannung und die Auslastung der Leitungen messen.

DAS SMARTE AUSLESE- UND KOMMUNIKATIONSMODUL „SAM“

Verschiedene enera Projekte waren auf die Nutzung von Stromverbrauchsdaten bei Endkunden angewiesen. Ursprünglich war dafür der Einsatz von Smart-Metern geplant, deren Rollout sich jedoch so weit verzögerte, dass es notwendig wurde, eine technologische Alternative zu finden. Technologien, die als Ersatz in Frage kamen, mussten die Anforderungen einer Erhebung und Kommunikation von Verbrauchsmessdaten in einer ausreichenden Granularität erfüllen. Eine Reihe an Technologien wurde hierzu erprobt. Schließlich fiel die Wahl auf das „smarte Auslese- und Kommunikationsmodul“ SAM. Mit diesem Gerät konnten digitale Zähler nachgerüstet werden und Verbrauchsdaten in Zeitschritten von unter 10 Sekunden an die enera Datenplattform SDSP kommuniziert werden.

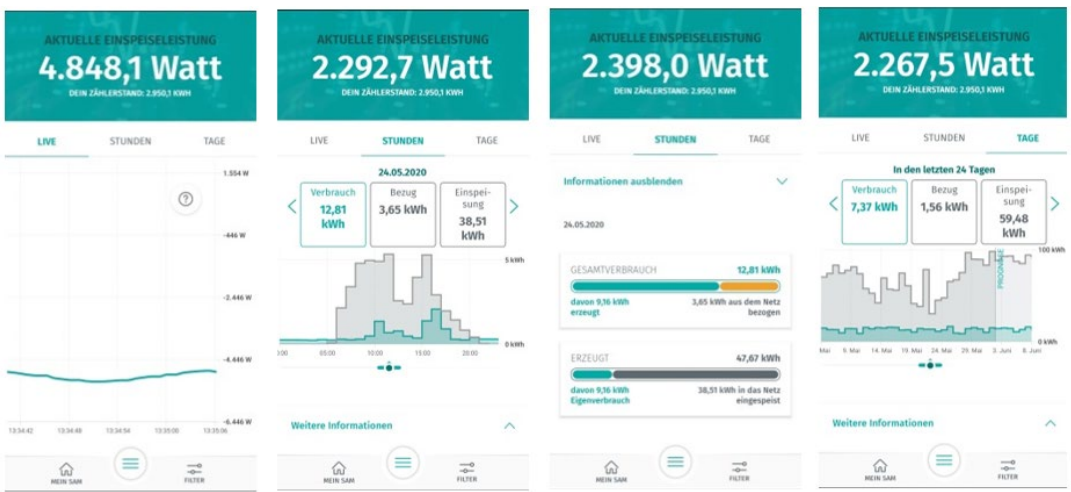
Einerseits mussten die Geräte zwar die Anforderungen der Erhebung verbrauchsbezogener Daten und deren Nutzung erfüllen. Darüber hinaus war jedoch essenziell, dass sie den Anforderungen von Nutzern genügen, da diese die Entscheidung über die Installation des Kommunikationsmoduls fällen. Für eine Feldtestphase wurde das Interface daher bei 25 „Friendly-Usern“ aus dem Projektumfeld erprobt. Basierend auf dem Feedback dieser User wurde SAM weiterentwickelt.

Mit der Nutzung des „SAM“ gelang es kurzfristig, eine Alternative zum intelligenten Messsystem zur Erreichung diverser Projektziele zu schaffen. Mit insgesamt 700 verbauten Modulen wurde ein Fundament für die weitere Entwicklung neuer kommunikativer Ansätze, datenbasierter Geschäftsmodelle und der Nutzung von Verbrauchsdaten geschaffen. Vor dem Hintergrund der Evaluierung von messdatenbasierten Mehrwertdiensten profitierte insbesondere die Entwicklung des „Prosumer“-Mehrwertdienstes der Einspeisevisualisierungs-App von der kurzfristig verfügbaren Technologie und konnte auf diese Weise in einem Testhaushalt demonstriert werden.

EINSPEISEVISUALISIERUNGSAPP „EIVI“

Die Daten des SAM dienen nicht nur dem Netzbetreiber. Auch Verbraucher konnten in enera auf ihre erhobenen Daten zugreifen. Dafür nutzen sie die in enera entwickelte **Ei**nspeise**vi**sualisierungsfunktion „EiVi“ der enera App. Sie visualisiert die Erzeugungsleistung der aktuellen eigenen Stromerzeugung und des Verbrauchs und stellt diese in historischen Verlaufskurven dar. In Abbildung 4.1-1 ist die Visualisierungsfunktion der enera Projekt-App dargestellt. Die daraus abgeleiteten individuellen Handlungsempfehlungen ermöglichen den Nutzern eine Optimierung ihres Verbrauchsverhaltens angepasst an die aktuelle und für die Zukunft prognostizierte Eigenproduktion. Eine Maximierung des Eigenverbrauchsanteils kann so einerseits zu Kosteneinsparungen bei Prosumern führen und andererseits den Stromverbrauch mit der erneuerbaren Erzeugung koordinieren. Einspeisespitzen in das Netz können so reduziert werden. Mit EiVi wurde somit im Verlauf des Projekts ein auf Messwerten basierender Mehrwertdienst entwickelt und technisch demonstriert.

Abbildung 4.1-1: Screenshot der EiVi Funktion der enera App



Quelle: enera

4.2. Die enera Prognoseverfahren

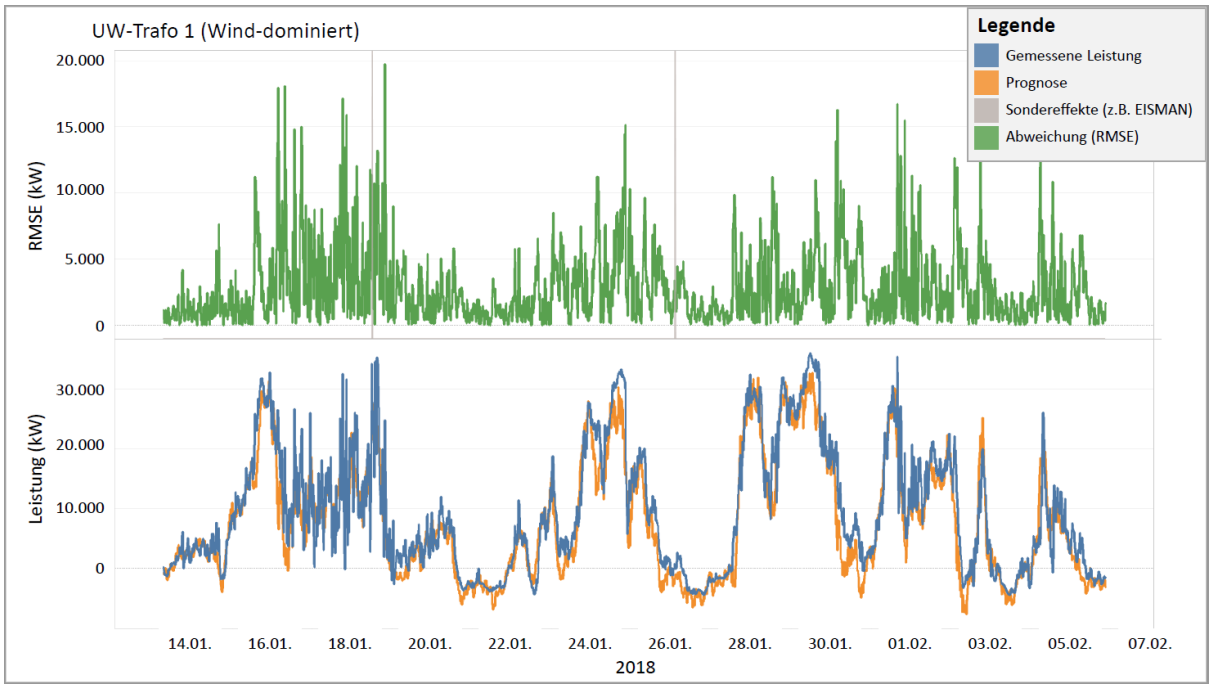
Die im Netz erhobenen Daten werden vom Netzbetreiber im Rahmen von Prognosen genutzt, um die zukünftige Netzlast zu ermitteln. Dafür wurden in enera zwei verschiedene Verfahren entwickelt und erfolgreich erprobt. Dies ermöglicht es Netzbetreibern ihren Flexitilitätsbedarf zu ermitteln und Flexibilität zu beschaffen.

DATENBASIERTE NETZZUSTANDSPROGNOSE

Zur Ermittlung von drohenden Netzengpässen an Umspannwerken wurde im Rahmen von enera ein datenbasiertes Prognoseverfahren entwickelt. Das Prognoseverfahren bildet die tatsächliche Lastsituation in Abhängigkeit der Wettersituation und weiteren Variablen ab. Es unterliegt einem täglichen Modelltraining, das auf der Verwendung von Echtzeitdaten der jüngeren Vergangenheit basiert. Für Training und Nutzung des Prognosemodells wurden vereinfacht für jeden Tag zwei Prognoseläufe durchgeführt. Hierbei wurde für jeden Prognoselauf eine Vorhersage für die nächsten 48 Viertelstundenwerte geliefert. Für den maschinellen Lernprozess des Modells kamen verschiedene Daten zum Einsatz, darunter die in Echtzeit gemessene vertikale Netzlast. Auch Hochrechnungen der Erzeugung von Wind und PV wurden genutzt. Die Daten wurden um Ausfälle und Wartungsdaten bereinigt. Darüber hinaus kamen sowohl historische Wetterprognosen als auch weitere, frei verfügbare Daten zum Einsatz. Wie üblich liegen die gemessenen Daten am UW-Transfomator in einer viertelstündlichen zeitlichen Auflösung vor.

Aufgrund des täglichen Trainings des Verfahrens konnten kurzfristige Änderungen im Prognosebereich mitberücksichtigt werden. Das umfasst Änderungen der Netztopologie, der installierten Anlagenleistung, Abnutzung oder Defekte. Auch standortspezifische Einflüsse auf die Stromerzeugung zu bestimmten Uhrzeiten (Verschattung, Temperaturschwankungen) konnten im Modell mit trainiert werden. Das ist bei herkömmlichen Verfahren nicht ohne Weiteres gegeben. Besonders innovativ ist, dass die Prognose auf den summierten Lastgang ausgerichtet werden kann und somit auch ohne Kenntnis von im Netz vorhandenen Einzelanlagen möglich ist.

Abbildung 4.2-1: Beispielhafte Prognose für wind-dominierten UW-Transformator

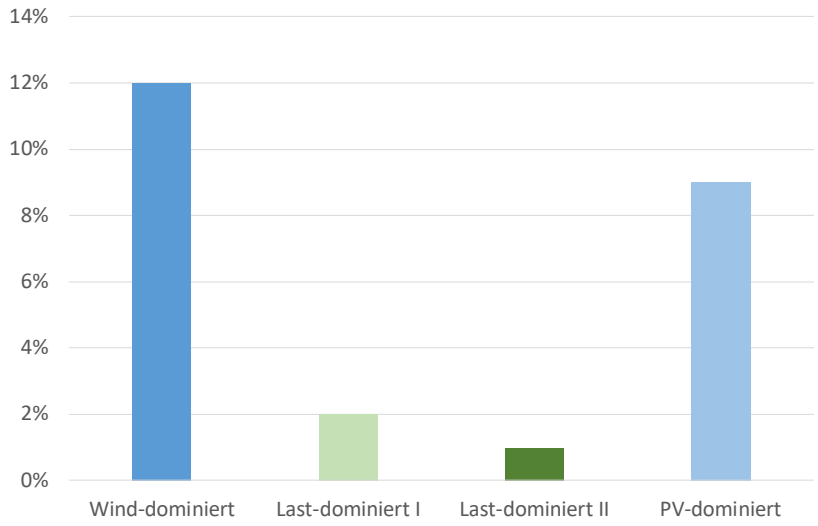


Quelle: enera

Eine beispielhafte Prognose ist in Abbildung 4.2-1 visualisiert. Die Auswertung der Prognoseergebnisse kann für den kompletten Zeitraum abzüglich eines initialen Trainingszeitraums erfolgen, da zu diesem Zeitpunkt noch nicht genügend Trainingsdaten vorhanden sind. Zum Einsatz kamen verschiedene klassische Regressionsalgorithmen sowie neuronale Netze. Als Fehlermaß wurde der Root-Mean-Squared-Error (RMSE) verwendet.

Für das Projekt wurden Testdaten von drei Jahren für vier Testzeitreihen verwendet: Ein UW-Transformator mit viel Photovoltaik und wenig Windenergie, ein UW-Transformator mit mehreren Windparks sowie zwei eher last-dominierte UW-Transformatoren. Abbildung 4.2-2 zeigt den RMSE für die vier Test-UWs über den kompletten Testzeitraum.

Abbildung 4.2-2: Mittlere Prognoseabweichung (normiert auf Transformator-Nennleistung MW/MWA)



Quelle: enera

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass mit der Anwendung dieser Prognosemethode ein Proof-of-Concept im Rahmen von enera erbracht wurde. Die entwickelte Prognose kann durch maschinelle Lernverfahren unabhängig von Netztopologie und Kenntnis der unterliegenden Erzeugungsstruktur eingesetzt werden. Somit lässt sich ein solches Software-Modul gut auf verschiedene Situationen anwenden. Für die Umsetzung ist die Integration in ein Ökosystem bei den Verteilnetzbetreibern sowie eine Härtung des Algorithmus für alle Sonderfälle nötig. Besonders wenn zukünftig der Einsatz verbesserter Prognosen durch die Neugestaltung des Redispatch auch einen finanziellen Anreiz mit sich bringt, können selbstlernende Prognoseverfahren einen signifikanten Mehrwert zur Verbesserung der Prognosegüte liefern.

VERTIKALE NETZZUSTANDSPROGNOSE

Um dem Verteilnetzbetreiber eine Teilnahme am enera Markt zu ermöglichen, wurde die Vorhersage der vertikalen Netzlast entwickelt und im Demonstrationsbetrieb eingesetzt. Ziel der Vorhersage der vertikalen Netzlast ist es, den Leistungsfluss, der sich über eine Umspannung zwischen Mittelspannung und Hochspannung ergibt, zu prognostizieren. Diese Information versetzt den Verteilnetzbetreiber in die Lage, Engpässe auf die an UW-Trafos zu höheren Netzebenen im Vorhinein zu erkennen und damit jene Flexibilität im Marktgebiet zu beschaffen, die den größten Einfluss auf die Reduktion des Engpasses hat.

Bei der Entwicklung der Prognose standen besonders die Anlagen im Vordergrund, die eine Abweichung von der regelmäßigen Last verursachen. In erster Linie waren dies Photovoltaik- und Windenergieanlagen. Um die vertikale Netzlast vorherzusagen, wurde auf Messungen des tatsächlichen Leistungsflusses auf der Umspannebene zwischen Mittel- und Hochspannung zurückgegriffen.

Unter Zuhilfenahme von Anlagenstammdaten, die Erzeugungsart, Standort und für die Einspeisung relevante Netzverknüpfungspunkte beinhalteten, konnten für eine

Umspannung die historische Wind- und PV-Einspeisung für diesen Netzknoten nachgebildet werden. Da es sich bei der Vorhersage der vertikalen Netzlast um die Prognose eines räumlich abgegrenzten Bereichs handelte, mussten die Verfahren für die Hochrechnung auf diese Herausforderungen hin angepasst werden. Das sind etwa regionale Ausgleichseffekte, die bei kleinen Regionen nicht auftreten.

Mit Kenntnis der Leistungsflüsse sowie der auf die Umspannung wirkenden Anteile der Windenergie und Photovoltaik konnte das an der Umspannung gemessene Signal nun in eine Windkomponente, eine PV-Komponente und eine Residualkomponente zerlegt werden. Die Residualkomponente beinhaltete dann alle Einspeiser und Verbraucher, die in anderen Komponenten nicht explizit hochgerechnet wurden. Im ersten Ansatz wurde das Verfahren mit den angesprochenen drei Komponenten betrieben und konnte damit erfolgreich angewandt werden. Es wäre allerdings ohne weiteres möglich, das Signal auch in weitere Komponenten zu zerlegen, wie beispielsweise eine Komponente für Biogasanlagen.

Um die beschriebenen Erkenntnisse für die Zukunft nutzbar zu machen, war es erforderlich, für jede Komponente, in die das Leistungsflusssignal zerlegt wurde, eine entsprechende Prognose zu erstellen. Bei der Windenergie wurden dabei vorrangig Windgeschwindigkeiten, -richtungen und auch verschiedene Höhenniveaus verwendet. Bei der Photovoltaik kamen Globalstrahlung, Temperaturen, Bewölkungsgrade und Albedoinformationen zur Anwendung. In jedem Fall war die Verwendung der Einschätzung unterschiedlicher Wetterdienste und eine Gewichtung dieser je nach meteorologischer Situation ein entscheidender Faktor hinsichtlich der Vorhersagequalität. Aus der Analyse des Residualsignals ergab sich ein vergleichsweise wiederkehrendes Muster im Tag-/ Nachtverlauf sowie im Wochenrhythmus. Dahingehend wurde für die Vorhersage des Residualsignals das Vergleichstageverfahren als geeignetes Mittel identifiziert. Um die vertikale Netzlast als Ganzes vorherzusagen, wurden die einzeln vorhergesagten Komponenten, in die die Messung des Leistungsflusses zuvor zerlegt wurde, auf der Vorhersageseite wieder aggregiert.

Jede einzelne Komponente wurde fortlaufend gegen seine Hochrechnung evaluiert, um Veränderungen in der Charakteristik zu erkennen und schnellstmöglich in der Vorhersage anzupassen. Das Verfahren lieferte robuste Ergebnisse in der Vorhersage der vertikalen Netzlast und konnte im Feldbetrieb über etwa eineinhalb Jahre erfolgreich eingesetzt werden. Durch die generelle Natur dieses Ansatzes ist es möglich, das Verfahren durch die explizite Betrachtung weiterer Komponenten zu verfeinern. Auch eine Anwendung auf anderen Umspannebenen, insbesondere Hochspannung zu Höchstspannung ist möglich und wurde mit dem beteiligten Übertragungsnetzbetreiber erprobt.

5. Die enera Lösung in der Verteilnetzausbauplanung

Die in enera entwickelten innovativen Lösungen für den SGO spielen nicht nur in einem aktiven Netzbetrieb eine Rolle. Zwar tragen sie dort zu einer erhöhten Integration erneuerbarer Energien und einem sicheren Netzbetrieb bei, jedoch können sie darüber hinaus positive Effekte entfalten.

Um das gesamte Potenzial eines aktiven Netzbetriebs zu erschließen, sollte er bereits in der Netzausbauplanung berücksichtigt werden. Durch das Erschließen von zusätzlichen Maßnahmen für das Netzengpassmanagement im Netzbetrieb für den SGO können bestehende Netzkapazitäten effizienter genutzt werden. Dadurch kann eine größere Menge erneuerbarer Energien integriert werden, ohne das Netz weiter ausbauen zu müssen. In der Netzplanung bedeutet dies, dass durch den zukünftigen Einsatz der enera Lösung ein geringerer Netzausbau notwendig ist als in der konventionellen Planung.

Im Rahmen von enera konnte gezeigt werden, dass die entwickelten Lösungen positive Effekte im Netzbetrieb entfalten. Die enera Modellregion unterscheidet sich jedoch durch ihre Erzeugungsstruktur stark von anderen Regionen. Deswegen können die Ergebnisse der Modellregion nur schwer auf andere Regionen übertragen werden. Dies machte eine Untersuchung notwendig, die eine Anwendung der enera Lösung in anderen exemplarischen Verteilnetzgebieten erforscht. Diese wurde schließlich durch das IAEW der RWTH Aachen durchgeführt.

Die Ergebnisse der Untersuchungen von verschiedenen repräsentativen Verteilnetztypen zeigen, dass unter den getroffenen Annahmen die Netzausbaukosten durch einen aktiven Netzbetrieb reduziert werden können. Die Höhe des Reduktionspotenzials ist dabei einerseits von dem Netzgebiet sowie der Netznutzung und anderseits von der Verfügbarkeit von Flexibilität abhängig.

Neben der Struktur und Versorgungsaufgabe der Netze hat darüber hinaus auch das regulatorische Umfeld Auswirkungen auf die durch Netzbetreiber eingesetzten Lösungsstrategien. Eine Untersuchung der betriebswirtschaftlichen Entscheidungen in unterschiedlichen regulatorischen Umfeldern war somit notwendig. Die betrachteten repräsentativen Netze wurden daher auf die vorgenommene Netzausbauentscheidung der Betreiber untersucht. Führt die heutige Regulierung in vielen Fällen zu einem volkswirtschaftlich optimalen Ergebnis, kann sie bei einem hohen Flexibilitätsbedarf an ihre Grenzen stoßen. Somit kann zukünftig eine Anpassung des regulatorischen Rahmens erforderlich werden, um Ineffizienz zu minimieren.

In einem zweiten Schritt wurden Elemente der regulatorischen Handlungsempfehlungen aus Kapitel 8.3 mit in diese Untersuchung aufgenommen. Diese Handlungsempfehlung basiert auf der Kombination von zwei neuen Anreizmechanismen: „FlexShare“ und „FOCS“. Im Kern zielen diese beiden Mechanismen darauf ab, effiziente Anreize für den aktiven Netzbetrieb zu setzen. Details zu den beiden Ansätzen sind in Meyer (2021) dargestellt. Für verschiedene repräsentative Netze konnten so mögliche regulatorische Fehlanreize durch eine Anpassung der Regulatorik verhindert werden. Dennoch kann ebenso geschlussfolgert werden, dass nicht für alle Netztypen eine Anpassung der Regulierung notwendig ist, um zu

einem volkswirtschaftlich effizienten Zustand zu gelangen. Unter Umständen könnte somit eine je nach Netztyp passende Regulierung nötig sein.

Die regulatorischen Handlungsempfehlungen, auf denen die Betrachtungen im Bereich der Netzausbauplanung teilweise basieren, sind in Kapitel 8.3 weiter ausgeführt. Zentral sind hier insbesondere die Empfehlungen Anpassung der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) durch FOCS und/oder Flex-share und zur Berücksichtigung neuer Betriebskonzepte im Netzplanungsprozess.

5.1. Auswirkung eines aktiven Netzbetriebs auf die Netzausbauplanung von Mittel- und Niederspannungsnetzen in Deutschland

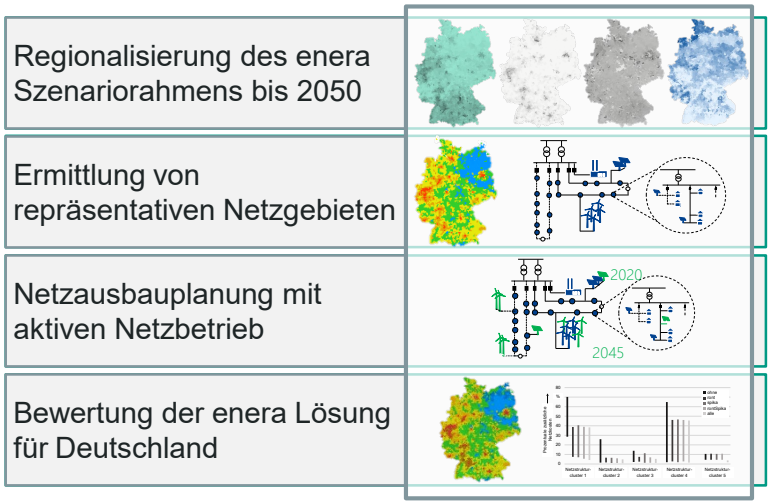
IAEW DER RWTH AACHEN UNIVERSITY

In der enera Modellregion werden die Umsetzbarkeit und der Nutzen eines aktiven Verteilnetzbetriebs durch Feldtests und Demonstratoren gezeigt. Da die enera Modellregion im windreichen Nordwesten Deutschlands liegt und durch eine hohe installierte Leistung von Windenergieanlagen geprägt ist, sind die Demonstrationsergebnisse jedoch nicht direkt auf andere Regionen Deutschlands übertragbar. Verteilnetze in Deutschland sind aufgrund geografischer Gegebenheiten (Bebauung, Straßenverläufe etc.), ihrer zugrundeliegenden Versorgungsaufgaben (Gesamtheit der Verbrauchseinrichtungen und Erzeugungsanlagen im Netzgebiet), deren zeitlicher Entwicklung sowie der unterschiedlichen Netzstrukturen sehr heterogen. Die Heterogenität besteht einerseits aufgrund von unterschiedlichen Lastdichten (städtisch und ländlich) und andererseits aufgrund des unterschiedlichen Energiedargebots für Erzeugungsanlagen (insbesondere Wind- und Photovoltaikanlagen). Entsprechend kann auch der Nutzen der enera Lösungen eines aktiven Netzbetriebs variieren. Um diesen sinnvoll bewerten zu können, müssen weitere Regionen in Deutschland betrachtet werden. Im Rahmen der Systemstudie des IAEW der RWTH Aachen University wird daher die Wirksamkeit eines aktiven Verteilnetzbetriebs auf den Netzausbaubedarf in repräsentativen Netzgebieten in Deutschland untersucht.

METHODISCHES VORGEHEN ZUR BEWERTUNG EINES AKTIVEN NETZBETRIEBS IN DER VERTEILNETZPLANUNG IN DEUTSCHLAND

Die Systemstudie unterteilt sich in vier wesentliche Schritte (Abbildung 5.1-1). Zunächst werden repräsentative Netzmodelle der Mittel- und Niederspannungsebene und ihnen zugehörige Szenarien zur Entwicklung von Last und Erzeugung mittels der Regionalisierung des Szenariorahmens generiert. Auf diese wird anschließend ein Netzausbauplanungsverfahren angewendet. Die Auswirkungen eines aktiven Netzbetriebs auf die Netzplanung werden so quantifiziert. Hierbei wird mit verschiedenen Sensitivitätsrechnungen der Nutzen einzelner netzplanerischer Freiheitsgrade wie des Einsatzes von regelbaren Ortsnetztransformatoren (rONT) oder der Abregelung von Erzeugungsanlagen (Spitzenkappung) quantifiziert. Der Nutzen wird sowohl volks- als auch betriebswirtschaftlich bewertet.

Abbildung 5.1-1: Vorgehen zur Bewertung der Übertragbarkeit der enera Lösung auf die deutsche Verteilnetzebene

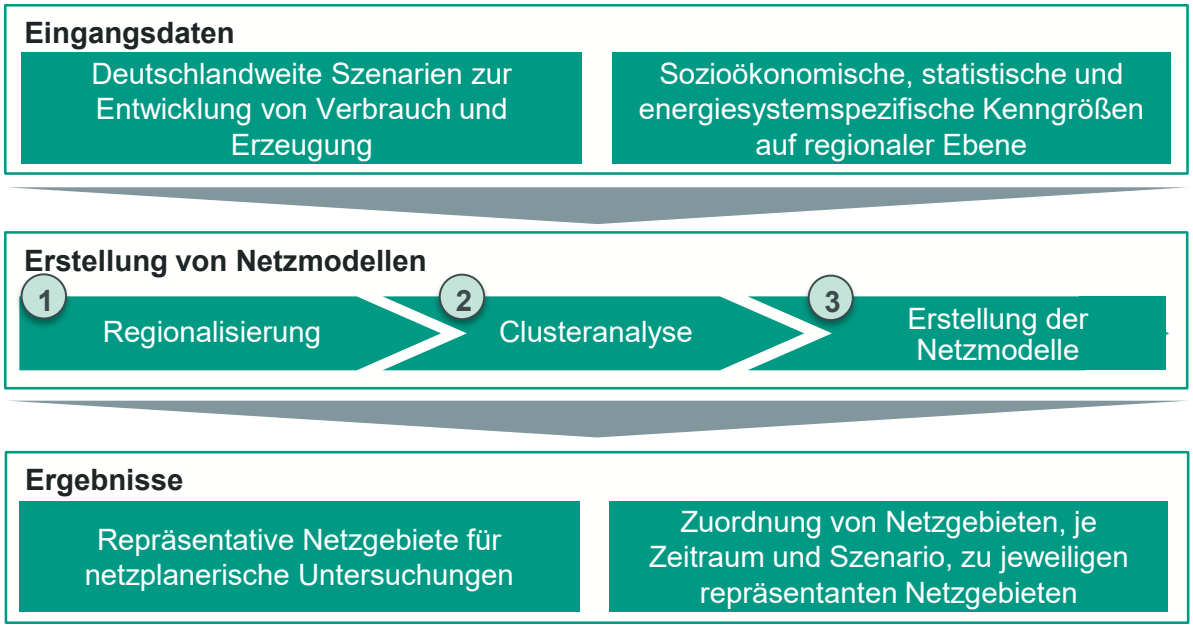


Quelle: IAEW

REGIONALISIERUNG DES SZENARIORAHMENS UND ERMITTLUNG VON REPRÄSENTATIVEN NETZGEBIETEN

Der potentielle Nutzen verschiedener planerischer Freiheitsgrade hängt stark vom heutigen Netz, dem Netzkunden- und Anlagenbestand sowie der Entwicklung der Versorgungsaufgabe ab. Daher werden für Deutschland repräsentative Netzgebiete und zu ihnen zugehörige Szenarien zur Entwicklung der Versorgungsaufgabe definiert. Das Vorgehen hierzu gliedert sich in die in Abbildung 5.1-2 dargestellten Schritte und basiert neben einer Vielzahl an sozioökonomischen, statistischen und energiesystemspezifischen Daten auf den in enera entwickelten Szenariorahmen für Deutschland (vgl. Kapitel 3.1).

Abbildung 5.1-2: Übersicht der Schritte zur Erstellung repräsentativer Netzmodelle



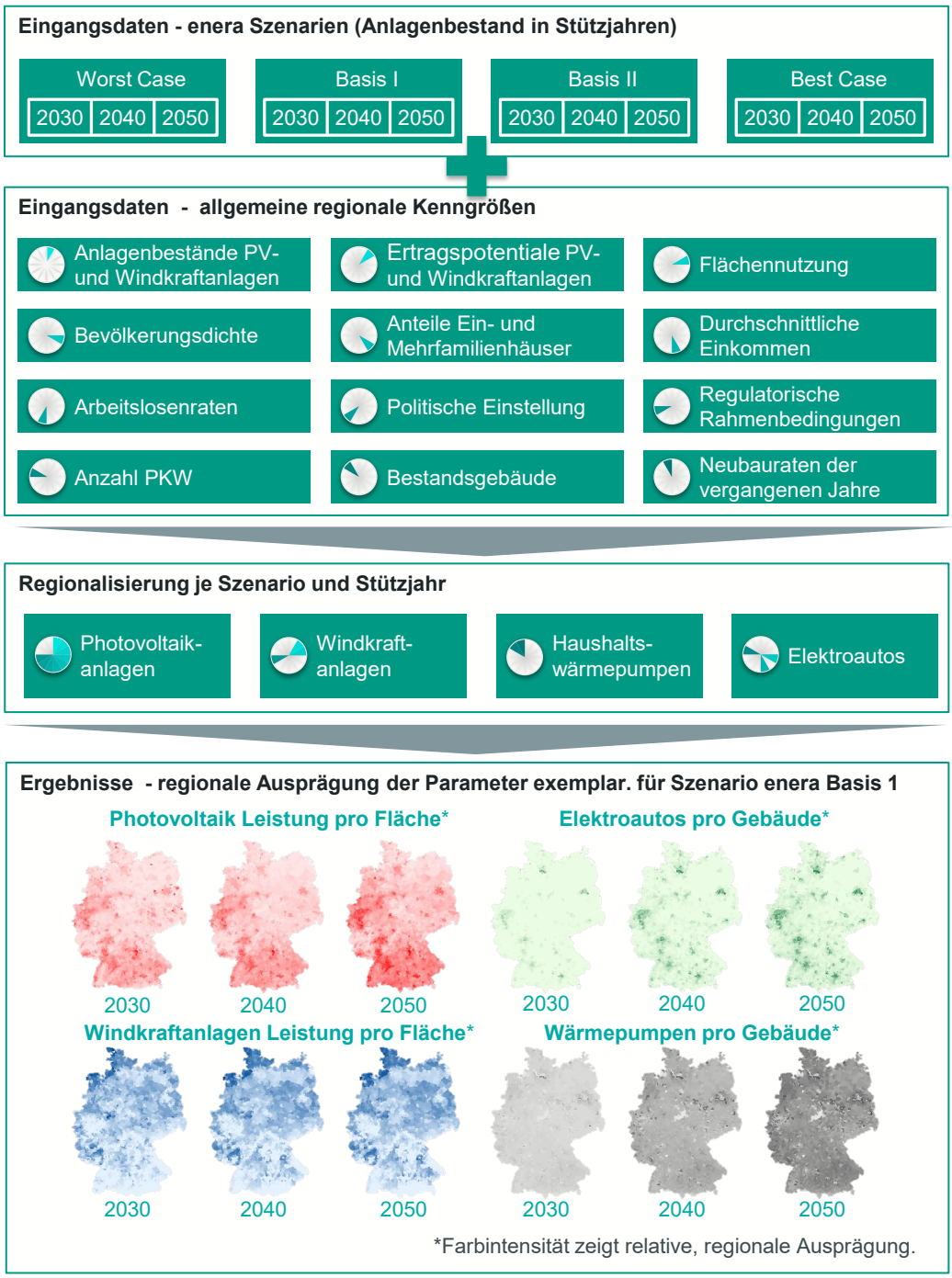
Quelle: IAEW

REGIONALISIERUNG DES ENERA SZENARIORAHMENS FÜR DIE JAHRE 2030, 2040 UND 2050

Die in enera entwickelten Szenarien skizzieren Entwicklungspfade für die zukünftige Stromerzeugung und den zukünftigen Strombedarf für die Jahre 2030, 2040 und 2050 in Deutschland. Für die Mittel- und Niederspannungsebene ist vor allem die Entwicklung der installierten Leistung an Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien und die Anzahl an Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen relevant. Die gesamtdeutschen Werte des Szenariorahmens werden zunächst auf Postleitzahlebene regional verteilt. Die eingesetzten Verfahren[6] nutzen dabei eine Vielzahl an statistischen und geografischen Informationen, siehe Abbildung 5.1-3. Nach der Disaggregation der Szenarien auf die Postleitzahlgebiete werden diese für die anschließende Clusteranalyse zur Generierung von repräsentativen Netzmodellen aufbereitet.

[6] Für die Regionalisierung der installierten Leistung von Photovoltaikdachanlagen wird eine auf neuronalen Netzen basierende Regression eingesetzt, die einen Zusammenhang zwischen der bisherigen Entwicklung des Anlagenbestands je Gebiet und jeweiligen statistischen Kenngrößen ermittelt. Für die Regionalisierung von Photovoltaikfreiflächen- und Windenergieanlagen wird ein Verfahren zur Optimierung des auszunutzenden Ertragspotenzials unter Beachtung von Flächennutzungstypen und regulatorischen Randbedingungen eingesetzt. Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge werden anhand von Verteilungsfaktoren auf Postleitzahlgebiete unter Berücksichtigung statistischer Kenngrößen verteilt.

Abbildung 5.1-3: Regionalisierung der enera Szenarien auf Postleitzahlgebiete. Den regionalen Kenngrößen ist jeweils ein farbiger Zeiger zugeordnet, der auf die Nutzung in der Regionalisierung hinweist.



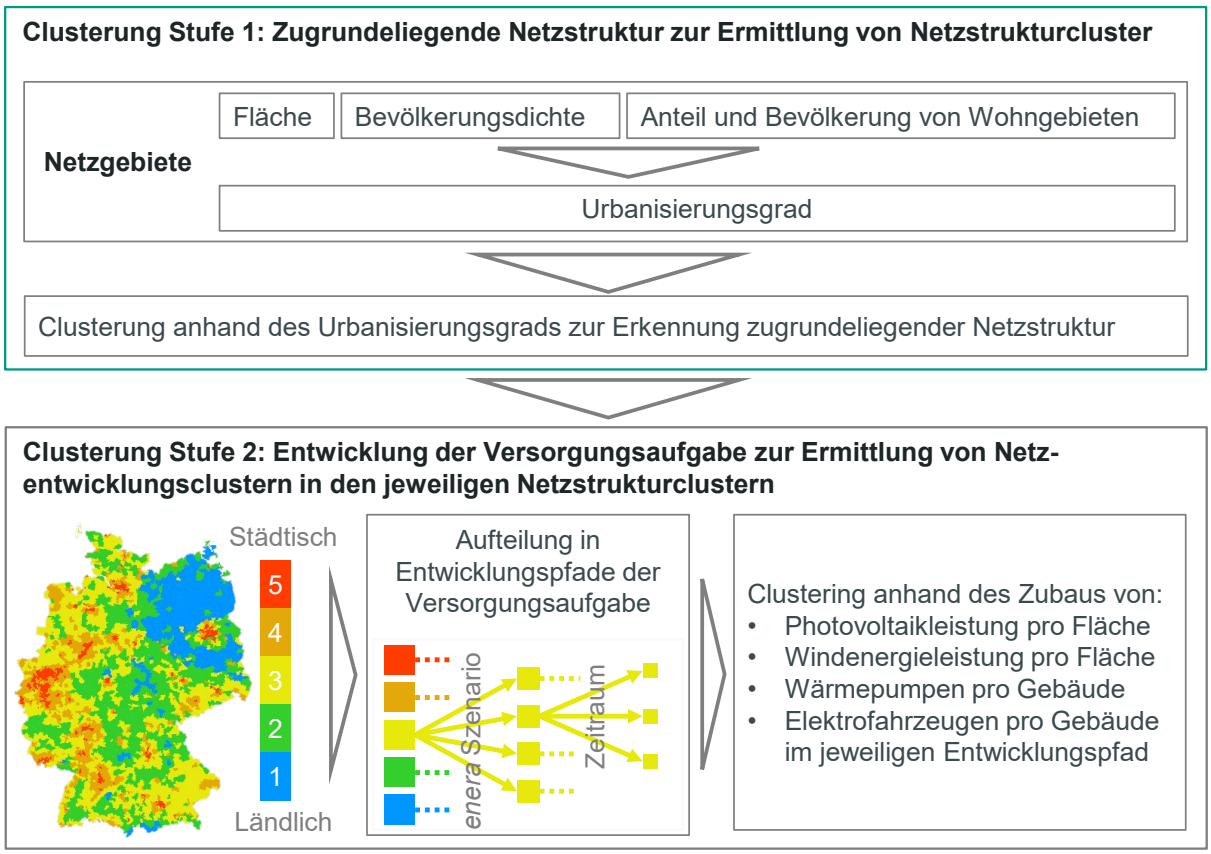
Quelle: IAEW

CLUSTERANALYSE UND ERSTELLUNG VON NETZMODELLEN

Das zugrundeliegende Verfahren zur Erstellung von Netzmodellen für die Mittel- und Niederspannungsebene unterteilt Deutschland in etwa 3000 Netzgebiete. Die Kombination aus vier Szenarien und jeweils drei Stützjahren des enera Szenariorahmens ergibt für jedes dieser Netzgebiete zwölf verschiedene Transformationspfade der Versorgungsaufgabe. Um

für die Untersuchungen den Rechenaufwand bei vergleichbarem Informationsgrad zu reduzieren, werden repräsentative Netzgebiete und die Entwicklung ihrer Versorgungsaufgabe mittels einer zweistufigen Clusteranalyse ermittelt. Das gesamte Vorgehen dazu ist in Abbildung 5.1-4 dargestellt. Im ersten Schritt werden die Netzgebiete anhand ihres Urbanisierungsgrads in fünf sogenannte (Netz-)Strukturcluster gruppiert. Diese unterscheiden die Netzgebiete hinsichtlich ihrer ländlichen bzw. städtischen Prägung. Diese Unterscheidung wird verwendet, da sie einen guten Indikator für die zugrundeliegende Netzstruktur darstellt. Anschließend werden innerhalb dieser Strukturcluster die Entwicklungspfade der Versorgungsaufgabe analysiert und zu Netzentwicklungsclustern gruppiert. Dazu werden die für jedes Netzgebiet vorliegenden Werte für den Zubau von Photovoltaik- und Windkraftanlagen sowie des Anschlusses von zusätzlichen Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen für die Jahre 2030, 2040 und 2050 geclustert. Insgesamt ergeben sich damit 23 Cluster, denen die Netzgebiete in Abhängigkeit des Stützjahres und Szenarios zugeordnet werden können.

Abbildung 5.1-4: Verfahren der zweistufigen Clusteranalyse



Quelle: IAEW

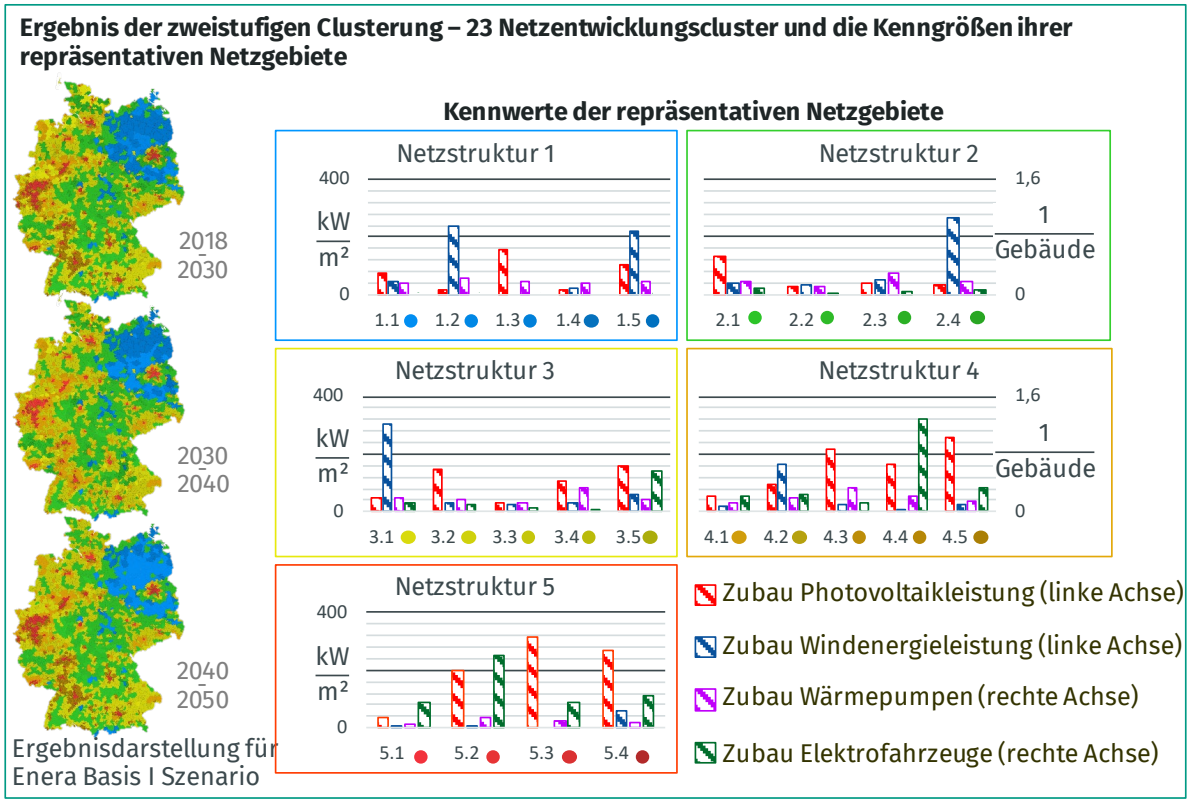
Das Ergebnis der zweistufigen Clusterung ist in Abbildung 5.1-5 dargestellt. Wie der Kartendarstellung (links in der Abbildung) zu entnehmen ist, können die Netzgebiete ihr Netzentwicklungscluster zwischen den drei Entwicklungszeiträumen wechseln. Exemplarisch ist hier das Ergebnis für das enera Basis I Szenario dargestellt.

So ist für die ländlichste (blau dargestellte) Region im Nordosten Deutschlands zu erkennen, dass sich die Entwicklung der Versorgungsaufgabe in den einzelnen Zeiträumen

unterscheidet (erkennbar an der blaufarbigen Schattierung). Die gesamte Region ist dem Netzstrukturcluster eins zugeordnet. Bezüglich der Zuordnung zu einem Netzentwicklungscluster wechseln jedoch einige Netzgebiete zwischen den drei betrachteten Zeiträumen ihre Zuordnung.

Auf der rechten Seite in Abbildung 5.1-5 sind zudem die betrachteten Erzeugungs- und Verbrauchskenngrößen für alle repräsentativen Netzgebiete dargestellt, d. h. die in der weiteren Simulation abgebildeten Entwicklungen der Versorgungsaufgabe für die einzelnen Netzentwicklungscluster.

Abbildung 5.1-5: Ergebnisse der zweistufigen Clusteranalyse



Quelle: IAEW

Für jedes der 23 Netzentwicklungscluster werden anschließend Netzmodelle für die jeweiligen repräsentativen Netzgebiete erstellt, die nicht nur das heutige Netz beschreiben, sondern auch die Netzentwicklung des Clusters repräsentativ abbilden. Das Verfahren (Sprey et al. 2020) basiert auf öffentlichen Daten und ermittelt unter Berücksichtigung netztechnischer Randbedingungen Mittel- und Niederspannungsnetze. Das Verfahren nutzt unter anderem Daten des OpenStreetMap Projektes, des Zensus 2011 und Daten des Marktstammdatenregisters, um die heutige Versorgungsaufgabe der Mittel- und Niederspannungsebene gebäude- und anlagenscharf zu modellieren. Sie bildet die Grundlage für die Ermittlung heutiger Netzstrukturen unter Berücksichtigung von Straßenverläufen und gültigen Grundsätzen zum Betrieb und zur Planung der Verteilnetze. Durch dieses Vorgehen ist sichergestellt, dass die Heterogenität der Verteilnetze in Deutschland hinreichend abgebildet ist.

NETZAUSBAUPLANUNG MIT AKTIVEM NETZBETRIEB

Zur Bestimmung von optimierten Ausbauplänen wird ein im Rahmen von enera entwickeltes Netzausbauplanungsverfahren verwendet. Es ermittelt die notwendigen Ausbaumaßnahmen zur Gewährleistung eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs und berücksichtigt eine sich über den Planungszeitraum verändernde Versorgungsaufgabe. Insbesondere in Netzgebieten mit einem hohen Zuwachs an Erzeugungsanlagen oder neuen Verbrauchseinrichtungen mit einer hohen Spitzenlast sind meist Netzausbaumaßnahmen notwendig, um auch in Zukunft alle technischen Randbedingungen im Netzbetrieb einzuhalten. Als technische Randbedingungen werden insbesondere die Einhaltung vorgegebener Spannungsgrenzwerte sowie die thermische Belastbarkeit der Netzbetriebsmittel berücksichtigt.

Neben konventionellen Ausbaumaßnahmen (Netzverstärkung mittels Leitungen und Transformatoren) stehen auch die innovativen enera Lösungen, wie regelbare Ortsnetztransformatoren oder ein netzdienlicher Flexibilitätseinsatz, zur Verfügung. Dabei können sämtliche Erzeugungsanlagen und steuerbare Verbrauchseinrichtungen im Netzgebiet ihre Wirkleistungseinspeisung bzw. -bezug netzdienlich anpassen. Der Flexibilitätseinsatz von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien (EE-Anlagen) wird jedoch durch die Spitzenkappung auf 3 % der Jahresenergiemenge beschränkt. Hinsichtlich eines Flexibilitätseinsatzes von Verbrauchseinrichtungen werden die Bedürfnisse des Netzkunden berücksichtigt. Durch einen solchen Flexibilitätseinsatz, im Folgenden als aktiver Netzbetrieb bezeichnet, können konventionelle Netzausbaumaßnahmen vermieden oder zeitlich verzögert werden und so zu wirtschaftlich optimalen Zeitpunkten umgesetzt werden.

Die Bewertung der Netzausbaumaßnahmen erfolgt hierbei sowohl volks- als auch betriebswirtschaftlich. Während in der volkswirtschaftlichen Bewertung vor allem Investitionskosten für die Betriebsmittel als auch anfallende Betriebskosten wie Kosten für den Flexibilitätseinsatz und Netzverluste von Bedeutung sind, ist für die betriebswirtschaftliche Bewertung der Einfluss des Regulierungsrahmens zu berücksichtigen. In der betriebswirtschaftlichen Bewertung wird dazu – angelehnt an Sieberichs (2017) – mittels Discounted-Cash-Flow-Methode ermittelt, wie sich der Wert des Netzes durch Netzausbaumaßnahmen ändert. Dafür werden nach den Maßgaben der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) die Zahlungsflüsse bestimmt, die ausschließlich den Eigenkapitalgebern zur Verfügung stehen (also nach Finanzierung und Besteuerung – Flow to Equity) und sich aus den Erlösen und Auszahlungen für Netzinvestitionen und gegebenenfalls den Kosten für Beschaffung von Flexibilität zusammensetzen. Ein Element der ARegV mit wesentlichem Einfluss auf den Erlös eines Verteilnetzbetreibers ist der Effizienzvergleich, durch den ermittelt wird, wie effizient ein Verteilnetzbetreiber sein Netz bewirtschaftet. Je niedriger die Effizienz im Vergleich zu anderen Verteilnetzbetreibern, desto höher ist der Absenkungsgrad der zugestandenen Erlöse und desto höher der Kostensenkungsdruck. So wird ein künstlicher Wettbewerbsdruck simuliert. Im Verfahren können bei einer Betrachtung mehrerer unterschiedlicher Netzausbaupläne diese miteinander verglichen werden – in Anlehnung an den Effizienzvergleich –, um zu ermitteln, welcher Ausbauplan die höchste Effizienz aufweist und um damit die Wirkung des

regulatorischen Rahmens – und möglicher Anpassungen im regulatorischen Rahmen – abzubilden.

5.2. Bewertung der Auswirkungen der enera Lösung auf Verteilnetzausbaukosten in Deutschland

IAEW DER RWTH AACHEN UNIVERSITY

UNTERSUCHUNGSRAHMEN

Die Systemstudie des IAEW untersucht die im Rahmen der Clusterung identifizierten repräsentativen Netzgebiete. Hierzu wird das vorgestellte Netzausbauplanungsverfahren für verschiedene Planungsstrategien angewendet. Die Untersuchungen der gesamten Systemstudie lassen sich dabei in volkwirtschaftliche und betriebswirtschaftliche Untersuchungen einteilen.

Die volkswirtschaftlichen Untersuchungen zeigen für die repräsentativen Netzgebiete, welche Maßnahmen des aktiven Netzbetriebs einen signifikanten Einfluss auf die Netzausbaukosten haben. Die durchgeführten Untersuchungen werden dabei sowohl die Wirksamkeit der einzelnen Freiheitsgrade des aktiven Netzbetriebs beleuchten als auch eine kombinierte Anwendung dieser netzbetrieblichen Freiheitsgrade bewerten. Eine Übersicht über die Planungsstrategien gibt Tabelle 5.2-1.

PLANUNGSSTRATEGIEN

Die fünf definierten Planungsstrategien unterscheiden sich hinsichtlich der zur Verfügung stehenden Freiheitsgrade im aktiven Netzbetrieb. Bei der Planungsstrategie des „klassischen Netzausbaus“ (im Folgenden auch *ohne* genannt) erfolgt eine Behebung verletzter netztechnischer Randbedingungen durch eine konventionelle Netzverstärkung. In dieser Planungsstrategie ist ein Einsatz von netzbetrieblichen Maßnahmen nicht vorgesehen.

Tabelle 5.2-1: Überblick der Planungsstrategien

		Freiheitsgrade im aktiven Netzbetrieb		
Planungsstrategie (Strategie)	Abkürzung	rONT	EE-Anlagen	Verbrauchs-einrichtungen
Klassischer Netzausbau	ohne	✗	✗	✗
Innovative Planungsansätze	ront	✓	✗	✗
	spika	✗	✓	✗
	rontSpika	✓	✓	✗
enera	alle	✓	✓	✓

Quelle: IAEW

Im Rahmen der innovativen Planungsansätze wird eine Ausgestaltung eines aktiven Netzbetriebs berücksichtigt und variiert. Hierbei steht in der Planungsstrategie *ront* im aktiven Netzbetrieb die Stufung von regelbaren Ortsnetztransformatoren (rONT) zur Verfügung. Die Planungsstrategie *spika* sieht eine Wirkleistungsanpassung von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien bis zu einer Jahresenergiemenge von drei Prozent (Spitzenkappung) vor[7]. Eine Kombination der beschriebenen netzbetrieblichen Maßnahmen wird in der Planungsstrategie *rontSpika* untersucht. In der letzten Planungsstrategie *alle* werden die enera Lösungen untersucht. Hierzu stehen dem aktiven Netzbetrieb neben der Stufung von rONT und der Spitzenkappung auch ein netzbetrieblicher Flexibilitätseinsatz von Verbrauchseinrichtungen, wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge, zur Verfügung.

REGULATORISCHER RAHMEN

Neben diesen volkswirtschaftlichen Fragestellungen erfolgt auch eine betriebswirtschaftliche Untersuchung. Hierbei wird durch einen Vergleich der Planungsstrategien untersucht, welche Planungsstrategie aus Sicht des Verteilnetzbetreibers zu bevorzugen ist. Im Vergleich mit der volkswirtschaftlichen Bewertung kann so abgeleitet werden, ob Fehlanreize in dem unterstellten Regulierungsrahmen bestehen und daher eine Anpassung des rechtlichen Rahmens erforderlich ist. Hierzu werden insgesamt fünf verschiedene Regulierungsrahmen, die zudem die im Rahmen von enera vorgeschlagenen Änderungen des Regulierungsrahmens umfassen (vgl. Meyer 2021), untersucht:

(1) Die Regelungen der gegenwärtigen Anreizregulierungsverordnung (ARegV).

[7] FNN-Hinweis, https://www.vde.com/resource/blob/1578210/285c23868325c8e31c60d81ebb0b2967/vde-fnn-hinweis--spitzenkappung--data.pdf (Zuletzt geprüft: 18.08.2021)

(2) Eine angepasste ARegV, in der die Einstufung der Kosten für die Leistungseinsenkung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten (dnbK) entfällt und diese somit im Effizienzvergleich berücksichtigt werden.

(3) Eine angepasste ARegV, ergänzt um das Anreizinstrument »FlexShare«, mit dem ein Teil der anfallenden Kosten für Flexibilität als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten behandelt werden.

(4) Eine angepasste ARegV, ergänzt um das Anreizinstrument »FOCS«, mit dem ein Teil der anfallenden Kosten für Flexibilität genauso wie Kapitalausgaben betrachtet werden.

(5) Eine angepasste ARegV, ergänzt um die Kombination der Anreizinstrumente »FlexShare« und »FOCS«.

Für jedes repräsentative Netzgebiet der Netzentwicklungscluster werden für jeden der obigen Regulierungsrahmen zwei Untersuchungen durchgeführt. In der ersten Untersuchung wird kein Effizienzvergleich durchgeführt, sondern angenommen, dass die jeweilige Planungsstrategie zu einem Effizienzwert in Höhe von 100 % führt, und die Kosten der Netzplanungsmaßnahmen gemäß den Regelungen der ARegV in voller Höhe in der Erlösobergrenze anerkannt werden. Anschließend werden die Planungsstrategien für ein repräsentatives Netzgebiet der Netzentwicklungscluster gegeneinandergehalten, indem ein Effizienzvergleich durchgeführt wird. Durch den Vergleich ergibt sich für jede Planungsstrategie ein individueller Effizienzwert. Die Kosten der Planungsmaßnahmen werden dann nicht mehr zwingend in voller Höhe anerkannt.

REDUKTION DES NETZAUSBAUBEDARFS DURCH AKTIVEN NETZBETRIEB MÖGLICH.

Die Ergebnisse der Untersuchungen aller Netzentwicklungscluster zeigen, dass unter den getroffenen Annahmen die Netzausbaukosten durch einen aktiven Netzbetrieb reduziert werden können. Die Höhe des Reduktionspotenzials ist dabei einerseits von dem Netzgebiet sowie der Netznutzung und anderseits von der Verfügbarkeit von Flexibilität abhängig. Abbildung 5.2-1 gibt dazu eine Übersicht über die zusätzlichen Netzkosten im Verhältnis zu den aktuellen Netzkosten für die Netzstrukturcluster aus Abschnitt 1 in Abhängigkeit der Planungsstrategie. Die berücksichtigten Netzkosten umfassen Investitions-, Betriebs- und Verlustkosten sowie die Kosten für einen aktiven Netzbetrieb.

IN LÄNDLICHEN NETZGEBIETEN HAT DER EINSATZ VON RONT UND FLEXIBILITÄT HOHES EINSPARPOTENZIAL BEIM NETZAUSBAU.

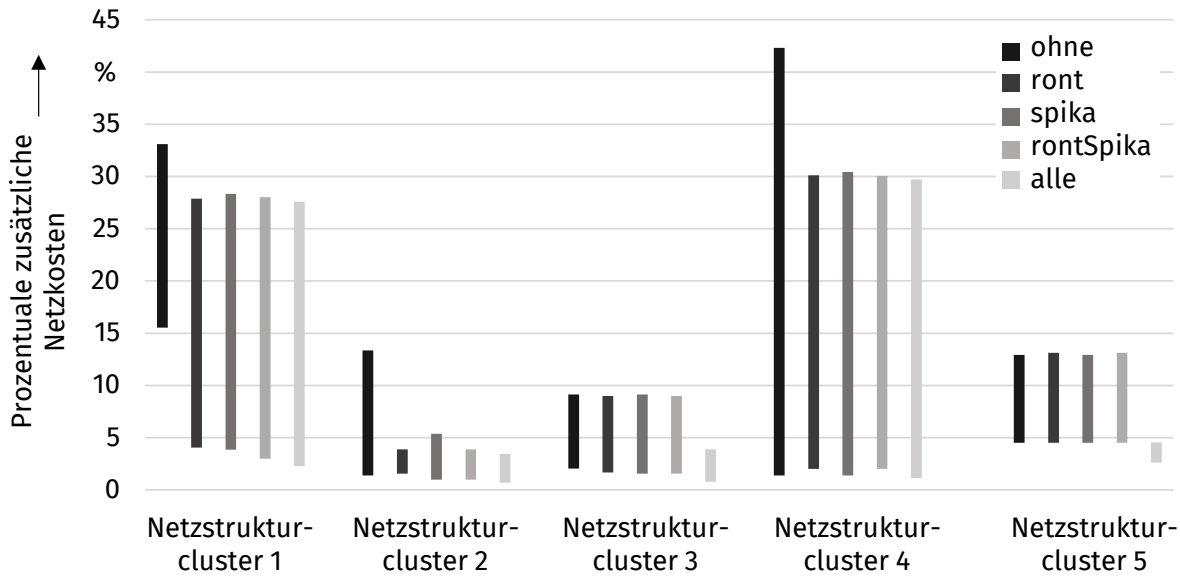
In ländlichen Netzgebieten führt insbesondere der Einsatz von rONT oder einer Spitzenkappung zu einem reduzierten Netzausbaubedarf. Ein gemeinsamer Einsatz von rONT und Spitzenkappung kann die zusätzlichen Netzkosten häufig noch weiter reduzieren. Ein zusätzlicher lastseitiger Flexibilitätseinsatz von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen hat in ländlichen Netzgebieten nur einen geringen Einfluss auf die Netzausbaukosten. Dies lässt sich durch das bereits auf den Zubau von EE-Anlagen ausgebaute Netz begründen. Durch einen lastseitigen Flexibilitätseinsatz lässt sich die Menge der eingesetzten Wirkleistungsanpassung von EE-Anlagen (Spitzenkappung) reduzieren. Somit kann ein Flexibilitätseinsatz von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen die netzseitige Integration von EE-Anlagen unterstützen.

IN STÄDTISCHEN NETZGEBIETEN BIETET VOR ALLEM DER EINSATZ VON FLEXIBILITÄT EINSPARPOTENZIAL BEIM NETZAUSBAU.

In städtischen Netzgebieten hingegen lässt sich der Netzausbau weitestgehend nur mit einem Flexibilitätseinsatz von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen reduzieren. Der Einsatz von Flexibilität aus EE-Anlagen hat hier kaum einen Einfluss auf die Netzausbaukosten. Dies erklärt sich durch die hohe Lastdichte in städtischen Netzen, wodurch noch eine verhältnismäßig hohe Leistung von EE-Anlagen integriert werden kann. Ebenfalls hat der Einsatz von rONT nur in Einzelfällen ein Kostensenkungspotenzial. Zudem erscheint ein Flexibilitätseinsatz von Elektrofahrzeugen gegenüber einem Flexibilitätseinsatz von Wärmepumpen effektiver. Insbesondere in dichtbesiedelten Gebieten kann die Einführung eines Lademanagements von Elektrofahrzeugen aus netzplanerischer Sicht sinnvoll sein.

In vorstädtischen Netzgebieten ist die Heterogenität der deutschen Verteilnetze besonders ersichtlich. Zwar lässt sich auch hier der Netzausbau durch einen aktiven Netzbetrieb reduzieren, jedoch ergibt sich die Reduktion aus der Überlagerung der Effekte in ländlichen und städtischen Netzgebieten, wie oben beschrieben. Welcher Effekt in einzelnen Netzgebieten jeweils überwiegt, ist vor allem von der zugrundeliegenden Netznutzung und ihrer Entwicklung abhängig.

Abbildung 5.2-1: Bandbreite über die zusätzlichen Netzkosten im Verhältnis zur aktuellen Netzkosten aller Netzentwicklungscluster



Quelle: IAEW

DER REGULATORISCHE RAHMEN HAT AUSWIRKUNGEN AUF NETZPLANERISCHE ENTSCHEIDUNGEN.

Verteilnetzbetreiber sind beim Betrieb und der Planung ihrer Netze regulatorischen Rahmenbedingungen unterworfen. Die regulatorischen Rahmenbedingungen stehen unter dem energiepolitischen Zieldreieck zu einem sicheren, wirtschaftlichen und umweltverträglichen Energiesystem und zielen auf eine volkswirtschaftlich optimale

Auslegung der Verteilnetze ab. Wie die Ergebnisse der volkswirtschaftlichen Bewertung zeigen, stellt der Einsatz von Flexibilität in allen Strukturclustern die zu bevorzugende Planungsstrategie (*alle*) dar. Die Netzausbauplanung erfolgt jedoch nicht ausschließlich aus der volkswirtschaftlichen Sichtweise, sondern auch aus der betriebswirtschaftlichen Sichtweise des Verteilnetzbetreibers. Besonders die Erlösmechanismen der ARegV haben einen großen Einfluss auf ihre Planungsentscheidungen. Betriebs- und volkswirtschaftliche Entscheidungen können sich somit unterscheiden. Die in enera entwickelten regulatorischen Handlungsempfehlungen sollen mögliche abweichende Anreize adressieren. Sie sollen sicherstellen, dass die betriebswirtschaftliche Entscheidung der Netzbetreiber zu einem volkswirtschaftlich optimalen Ergebnis führt.

DIE AREGV REIZT DIE VOLKSWIRTSCHAFTLICH GÜNSTIGSTE PLANUNGSSTRATEGIE AN.

Im Allgemeinen zeigt sich in den Untersuchungen aller Netzentwicklungscluster, dass die Erlösmechanismen der gegenwärtigen ARegV die volkswirtschaftlich günstigste Planungsstrategie *alle* anreizen. Durch einen Wegfall der Einstufung von Kosten bei der Abregelung von EE-Anlagen (Abregelungskosten) als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten (dnbK) sinkt die Vorteilhaftigkeit der Planungsstrategie *alle* im Allgemeinen geringfügig. Jedoch bleibt die Planungsstrategie *alle* auch betriebswirtschaftlich weiterhin am vorteilhaftesten und ist gegenüber den übrigen Planungsstrategien am effizientesten.

HÖHERE ANREIZE ZU EINEM FLEXIBILITÄTSEINSATZ DURCH ANPASSUNG DER AREGV MÖGLICH.

In Einzelfällen, insbesondere bei einem hohen Flexibilitätsbedarf, kann der Wegfall der Einstufung von Kosten für die Abregelung von EE-Anlagen als dnbK zu Fehlanreizen führen und daher eine Anpassung des regulatorischen Rahmens erfordern. In diesem Zusammenhang führen die im Projekt enera durch die Jacobs University erarbeiteten Vorschläge zu Änderungen des Regulierungsrahmens in Form der Anpassungsoptionen »FlexShare«, »FOCS« und ihrer Kombination zu einer Vermeidung der Fehlanreize (vgl. Meyer 2021). Zugleich führen sie im Allgemeinen zu einer geringfügig besseren Anreizung des Einsatzes von Flexibilität.

NUTZEN EINES AKTIVEN NETZBETRIEBS IN DER VERTEILNETZPLANUNG IM LÄNDLICHEN UND STÄDTISCHEN RAUM

Im Nachfolgenden wird exemplarisch auf zwei der untersuchten repräsentativen Netzgebiete für die Netzentwicklungscluster, die für die Strukturcluster eins und fünf besonders relevant sind, eingegangen. Der Fokus wird zur Darstellung von grundsätzlichen Wirkungszusammenhängen auf zwei hinsichtlich Netzstruktur und Entwicklung der Versorgungsaufgabe unterschiedliche Netzgebiete gelegt.

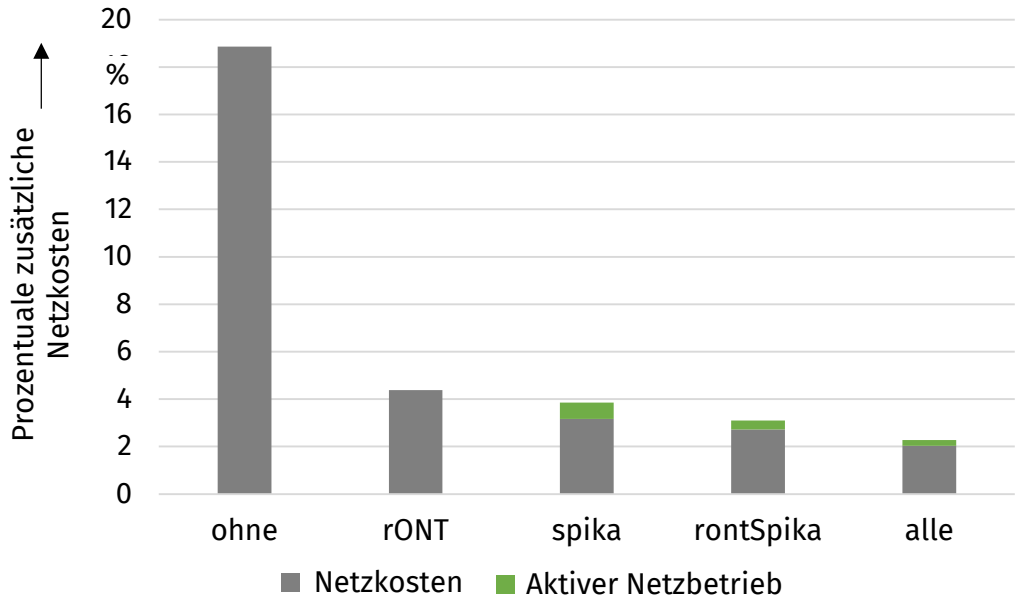
REPRÄSENTATIVES NETZGEBIET DES STRUKTURCLUSTERS 1 – LÄNDLICHER RAUM

Das erste dargestellte Netzgebiet stammt aus dem Netzstrukturcluster eins und ist somit ein ländliches Netzgebiet mit einem insgesamt geringen Zubau an Erzeugungsanlagen, Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen.

DER LÄNDLICHE CHARAKTER FÜHRT ZU HOHEN ZUSÄTZLICH ERFORDERLICHEN NETZKOSTEN BEI KLASSISCHEM NETZAUSBAU.

Die langen Leitungsabschnitte in diesem ländlichen Netzgebiet führen insbesondere zu Spannungsbandverletzungen und damit zu einem verhältnismäßig hohen Netzausbaubedarf für die Planungsstrategie *ohne*. Durch einen jeweiligen Einsatz von rONT (Planungsstrategie *ront*) oder einen Flexibilitätseinsatz von EE-Anlagen im Rahmen der Spitzenkappung (*spika*) lässt sich in diesem Netzgebiet der Netzausbau deutlich reduzieren. Eine Kombination der beiden Freiheitsgrade (*rontSpika*) oder ein zusätzlicher Flexibilitätseinsatz von Verbrauchseinrichtungen (*alle*) reduziert die Netzkosten weiter, siehe Abbildung 5.2-2.

Abbildung 5.2-2: Ergebnis für die volkswirtschaftliche Bewertung des Netzentwicklungsclusters 1.4.

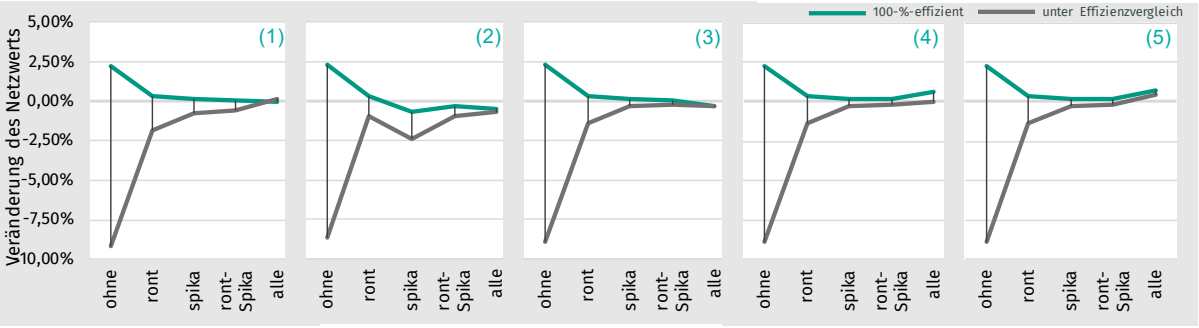


Quelle: IAEW

DIE GEGENWÄRTIGE REGULIERUNG FÜHRT IM BETRACHTETEN NETZGEBIET NICHT ZU FEHLANREIZEN BEI PLANUNGSENTSCHEIDUNGEN.

Abbildung 5.2-3 stellt die Ergebnisse der betriebswirtschaftlichen Bewertung für die fünf Regulierungsrahmen dar. Unter Annahme der aktuellen ARegV (1) bestehen keine Fehlanreize. Unter Annahme einer 100-%-Effizienz (grüne Linie) sinkt die Veränderung des Netzwertes der Planungsstrategien (von links nach rechts). Je geringer die zusätzlichen Netzkosten infolge von Netzausbaumaßnahmen, desto geringer die Erlöse für den Verteilnetzbetreiber. Unter dem Effizienzvergleich (graue Linie) wird die Planungsstrategie *ohne* aufgrund der hohen Kosten als besonders ineffizient bewertet. Je geringer die Netzkosten, desto höher die Effizienz und die Veränderung des Netzwertes. Die Rangfolge der Planungsstrategien entspricht damit der volkswirtschaftlichen Bewertung (vgl. Abbildung 5.2-2).

Abbildung 5.2-3: Ergebnis für die betriebswirtschaftlichen Bewertung des Netzentwicklungsclusters 1.4.



Quelle: IAEW

FEHLANREIZE, DIE BEI WEGFALL DER SONDERBEHANDLUNG VON ABREGELUNGSKOSTEN ENTSTEHEN, KÖNNEN DURCH EINE ANPASSUNG DER REGULIERUNG BEHOBEN WERDEN.

Im betrachteten Netzgebiet führt der Wegfall der Sonderbehandlung der Abregelungskosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten (2) aufgrund der in diesem Fall hohen erforderlichen Flexibilitätsmengen zu Fehlanreizen. Denn für die Planungsstrategie *spika* besteht eine deutlich negative Veränderung des Netzwertes gegenüber (1) und damit führt sie zu einer insgesamt veränderten Rangfolge, so dass sie nicht mehr der Rangfolge der volkswirtschaftlichen Bewertung entspricht. Die Anpassungsoption »FlexShare« (3) kann die Fehlanreize durch geeignete Wahl des Anreizfaktors beheben.[8] Die Anpassungsoption »FOCS« (4) und die Kombination beider Anpassungsoptionen (5) beheben die Fehlanreize – die Rangfolge entspricht wieder der der volkswirtschaftlichen Bewertung – und zusätzlich wird der Anreiz für die Planungsstrategie *alle* erhöht.

REPRÄSENTATIVES NETZGEBIET DES STRUKTURCLUSTERS 5 – STÄDTISCHER RAUM

Das zweite untersuchte Netzgebiet stammt aus dem Netzstrukturcluster fünf und ist somit ein sehr städtisch geprägtes Netzgebiet. Das betrachtete Netzentwicklungscluster hat einen insgesamt eher geringen Zubau an Erzeugungsanlagen und Wärmepumpen. Der zusätzliche Anschluss von Elektrofahrzeugen ist moderat.

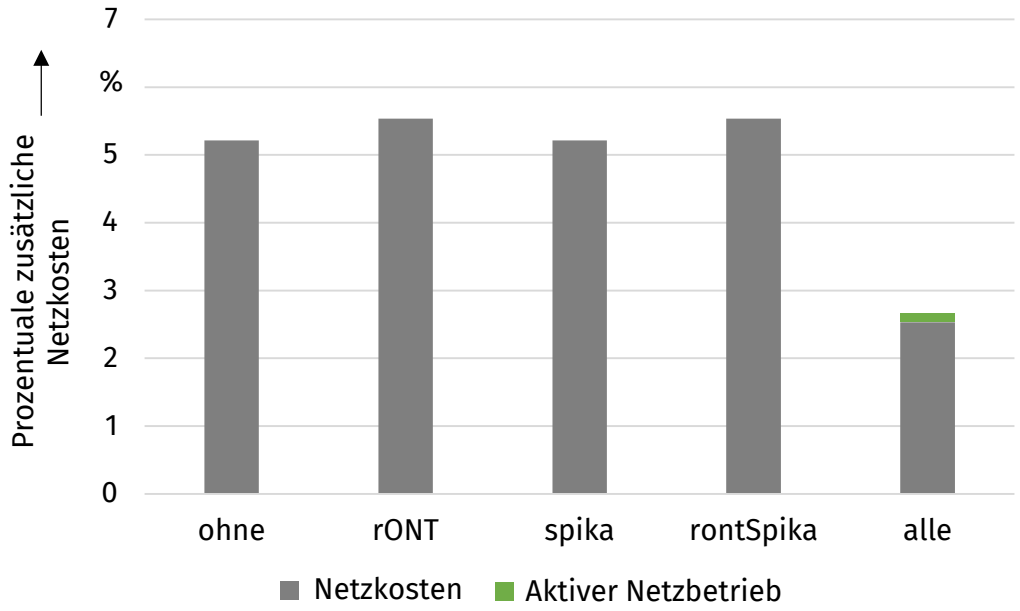
DER EINSATZ VON LASTMANAGEMENT KANN DEN NETZAUSBAU IM STÄDTISCHEN NETZGEBIET DEUTLICH REDUZIEREN.

Der zusätzliche Netzausbaubedarf ist, wie in Abbildung 5.2-4 dargestellt, mit unter 6 % vergleichsweise gering. Im Vergleich zum Netzgebiet des Clusters 1-4 reduzieren sich die Netzkosten durch einen Flexibilitätseinsatz von EE-Anlagen (Spitzenkappung) nicht, da hier kein Netzausbaubedarf in Folge des Zubaus von EE-Anlagen auftritt. Zudem steigen in diesem Netzgebiet die zusätzlichen Netzkosten durch einen Einsatz von rONT. Aufgrund der

[8] Mit der Anpassungsoption »FlexShare« wird ein Teil der Abregelungskosten als dnbK behandelt. In diesem Fall ist für den Anreizfaktor 0,5 gewählt. Damit werden 50 % der Abregelungskosten als dnbK behandelt.

verhältnismäßig kurzen Leitungsabschnitte im städtischen Netzgebiet ist eine Spannungsbandverletzung in der Regel durch einen Leitungsausbau günstiger als durch einen rONT zu beheben. Durch einen Flexibilitätseinsatz von Verbrauchseinrichtungen lassen sich die Netzkosten jedoch deutlich reduzieren, und so führt die Planungsstrategie *alle* zu den geringsten zusätzlichen Netzkosten. Zudem kommt es in diesem Netzgebiet insbesondere zu thermisch überlasteten Betriebsmitteln in den Niederspannungsnetzen, so dass ein Flexibilitätseinsatz von Verbrauchseinrichtungen ein hohes Einsparpotenzial bietet.

Abbildung 5.2-4: Ergebnis für die volkswirtschaftliche Bewertung des Netzentwicklungsclusters 5.1.

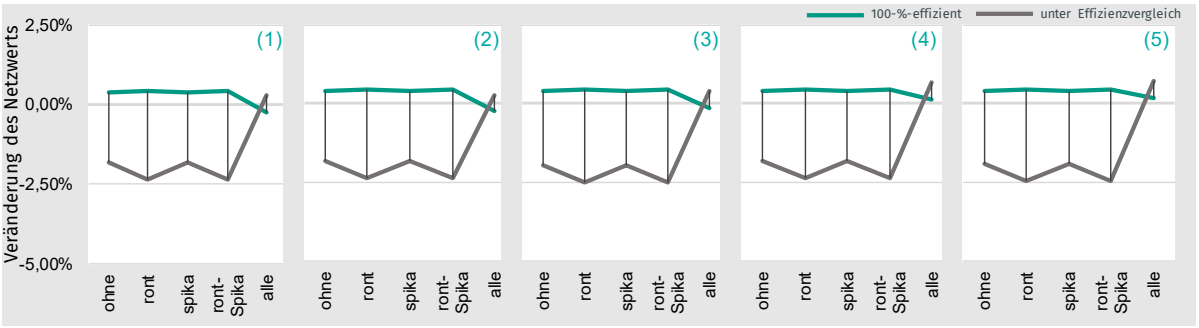


Quelle: IAEW

EINE ANPASSUNG DES REGULIERUNGSRAHMENS KANN IM STÄDTISCHEN NETZGEBIET HÖHERE ANREIZE FÜR FLEXIBILITÄT SETZEN.

Die Abbildung 5.2-5 zeigt die Ergebnisse der betriebswirtschaftlichen Bewertung. Die Ergebnisse unter Annahme der aktuellen ARegV (1) und unter Annahme des Wegfalls der Sonderbehandlung von Abregelungskosten als dnbK (2) unterscheiden sich nicht, da in dem Netzgebiet keine Flexibilität von EE-Anlagen eingesetzt wird. Auch die Anpassungsoptionen »FlexShare« (3), »FOCS« (4) und ihre Kombination (5) verändern die Rangfolge der Planungsstrategien nicht. Es bestehen also keine Anreize zu volkswirtschaftlich ineffizienten Planungsstrategien. Erkennbar ist jedoch, dass die Anpassungsoptionen zu einer höheren Veränderung des Netzwertes führen, da durch die Anpassungsoptionen die anfallenden Betriebsausgaben entweder als dnbK (3), als Kapitalkosten (4) oder als dnbK sowie als Kapitalkosten (5) behandelt werden und damit deutlicher in der Erlösobergrenze Berücksichtigung finden. Hieraus folgt, dass die Anpassungsoptionen einen höheren Anreiz zum Einsatz von Flexibilität setzen.

Abbildung 5.2-5: Ergebnis für die betriebswirtschaftliche Bewertung des Netzentwicklungsclusters 5.1.



Quelle: IAEW

6. Die enera Lösung im Verteilnetzbetrieb

In enera wurden unterschiedliche innovative Lösungen für den aktiven Netzbetrieb der Zukunft erarbeitet (Kapitel 6.1). Sie sollen den Werkzeugkoffer des SGO erweitern und zu einem sicheren und effizienten Netzbetrieb beitragen. Die Lösungen lassen sich in die drei Ampelphasen der Netzampel, grün, gelb und rot, einordnen. Sie können dort das nutzbare Spannungsband im Betrieb erweitern und im Falle eines drohenden oder bereits eingetretenen Netzengpasses zum Einsatz kommen, um einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. Im Laufe des Projekts wurden diese Lösungen in der Modellregion praktisch erprobt. Es wurde somit gezeigt, dass sie zur Anwendung kommen können. Im Testbetrieb konnten sie zeigen, dass sie einen positiven Effekt im Netzbetrieb entfalten können. Sie sind somit vielversprechende Optionen für den Netzbetrieb der Zukunft.

Dass sich die positiven Effekte der enera Lösung im Verteilnetzbetrieb nicht nur auf die windgeprägte Modellregion und das Verteilnetz beschränken, wurde anschließend in Simulationen untersucht (Kapitel 6.3). Diese zeigen, dass die enera Lösungen auch auf das Übertragungsnetz und in anderen Regionen Deutschlands positive Effekte entfalten.

Die Analyse des regulatorischen Rahmens zum Verteilnetz zeigt auf, dass insbesondere die Anpassung der Anreizregulierung notwendig erscheint, um die Potenziale, die sich durch die enera Lösungen im Netzbetrieb ergeben können, auch zu heben. Zentral erscheinen aus heutiger Sicht hier insbesondere regulatorische Handlungsoptionen zur Anpassung der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) durch FOCS und/oder Flex-share (vgl. auch Meyer 2021), siehe Kapitel 8.3.

6.1. Innovativer Netzbetrieb in der enera Modellregion

Dass die enera Lösung tatsächlich in der Praxis zur Anwendung kommen kann und dort einen positiven Effekt entfaltet, zeigen die Ergebnisse aus der enera Modellregion. Die innovativen Konzepte kommen zu unterschiedlichen Zwecken im Netzbetrieb zur Anwendung. Sie können somit in die verschiedenen Phasen der Netzampel einsortiert werden. Lösungen der grünen Ampelphase ermöglichen, dass das bestehende Netz effizienter genutzt wird oder die Netzkapazität erweitert wird (gebündelter Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren (Kapitel 6.1.1) oder Netzkopplung und sKSB (Kapitel 6.1.2)). Lösungen der gelben Ampelphase kommen zum Einsatz, um einen drohenden Netzengpass zu vermeiden und das System in die grüne Ampelphase zurückzuführen (dezentrale Flexibilität vom enera Flexmarkt (Kapitel 7), Grid4Mobility (Kapitel 6.1.4)). Ebenso wurden Technologien erprobt, die in der roten Ampelphase einen effizienten Eingriff in den Netzbetrieb ermöglichen und ein „Zuviel“ an Einspeisemanagement vermeiden (Netzregler (Kapitel 6.1.5)).

Im Folgenden werden die Ergebnisse der in der enera Modellregion erprobten Technologien genauer betrachtet.

GRÜNE AMPELPHASE

In der grünen Ampelphase findet der Netzbetrieb ohne Einschränkungen statt. Ein Engpass ist nicht absehbar. Der Netzbetreiber braucht daher nicht einzugreifen. In dieser Ampelphase können die enera Lösungsansätze dazu beitragen, das Spannungsband zu erweitern. Es besteht im Netzbetrieb somit mehr Spielraum für die Integration erneuerbarer Energien.

6.1.1. Gebündelter Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren (rONTs)

Ortsnetztransformatoren verbinden die Mittel- und die Niederspannungsnetzebenen miteinander. Konventionelle Ortsnetztransformatoren haben ein starres Übersetzungsverhältnis, welches dazu führt, dass das Spannungsband, das beim Endkunden eingehalten werden muss, auf die Mittel- und Niederspannungsebene aufgeteilt werden muss. rONTs können auf auftretende Spannungsänderungen flexibel reagieren. Sie können die Übersetzung zwischen den Netzebenen, unabhängig von der Spannung im Mittelspannungsnetz, entsprechend der Spannungsabweichung. Diese flexible Betriebsweise ermöglicht eine effizientere Ausnutzung der bestehenden Netzkapazität durch eine Erweiterung des zulässigen Spannungsbandes im unterlagerten Niederspannungsnetz. Mit diesem punktuellen Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren haben EWE NETZ und auch andere Netzbetreiber mittlerweile einige Erfahrungen gesammelt. Auch in der für das BMWi erstellten Verteilernetzstudie (Büchner et al. 2014a) wurde der positive Effekt einer Anwendung dieser innovativen Betriebsmittel untersucht und dargestellt.

Weniger Erkenntnisse gab es zu dem in enera realisierten gebündelten Einsatz von mehreren rONTs. Diese können auf einzelnen Abschnitten im Mittelspannungsnetz oder im kompletten Versorgungsbereich eines UW-Transformators zum Einsatz kommen. Im Unterschied zu einer punktuellen Nutzung von rONTs kann deren gebündelter Einsatz das nutzbare Spannungsband zusätzlich auch im entsprechenden Mittelspannungsnetzbereich erweitern. Die Ausrüstung kleinerer zusammenhängender Netzabschnitte ist etwa hilfreich bei lokalen Spannungshaltungsproblemen im Mittelspannungsnetz, die z. B. durch eine mit der Zeit wachsende Anzahl von dezentralen Einspeisern hervorgerufen wird. Mit dem Einsatzbereich der rONTs wachsen die Freiheiten in Netzplanung und Netzführung. Durch die breite Installation von rONTs in einem Netzgebiet sollte in enera die Stabilität bei simultanen dynamischen Reaktionen von rONTs bei schnellen Spannungsänderungen im Netzgebiet untersucht werden.

Für die praktische Untersuchung der Auswirkungen einer breiten Installation von rONTs auf das Spannungsband im Netz war es zunächst notwendig, die geplante Anzahl zu Projektbeginn im Netz zu installieren. Durch das gute Zusammenspiel zwischen Netzplanung, Netzbetrieb und Dienstleistern konnte dieses Ziel erreicht werden. Es wurden insgesamt 210 rONTs installiert und somit zehn rONTs mehr als zu Projektbeginn geplant. Zu den dafür erforderlichen Arbeiten gehörten u. a. die Nachrüstung von Sekundärtechnik und der Trafotausch an sich. Hierbei zahlte sich auch die vorherige Erstellung eines detaillierten Umrüstkonzeptes für die Fernwirk-, Kommunikations- und Messtechnik aus.

Die Auswirkungen des gebündelten Einsatzes der installierten rONTs wurden in der enera Modellregion untersucht. Es zeigte sich, dass das zulässige Spannungsband im Mittelspannungsnetz von 3 % auf 7 % gehoben werden konnte. Auch in untergelagerten Niederspannungsnetzen konnte das zulässige zusätzliche Spannungsband durch den rONT-Einsatz von 5 % auf 7,5 % angehoben werden. Der gebündelte Einsatz von rONTs trägt somit durch den erhöhten Freiheitsgrad des vergrößerten Spannungsbands dazu bei, dass sich das Stromnetz auch bei größeren Spannungsschwankungen weiterhin in der grünen Phase der Netzampel befindet. Eine wichtige Erkenntnis des Feldtests war, dass der simultane Einsatz von vielen rONTs bei schnellen Spannungsänderungen stabil erfolgt. Es wurde somit gezeigt, dass dies eine valide Strategie zur Dynamisierung des Spannungsbands von bisher passiv betriebenen Netzabschnitten ist. Voll ausgenutzt wurden diese Spannungsbänder bisher noch nicht. Die eingesetzten Systeme nutzten nur etwa ein Drittel der vorhandenen Stufen. Somit besteht in der enera Modellregion noch weiteres Potenzial für den Ausgleich von Spannungsschwankungen.

Trotz des gezeigten positiven Effekts einer rONT-Flotte wird oft ein klassischer Netzausbau oder eine Anpassung der Regelungsstrategie des versorgenden Trafos vorgezogen. Ein sinnvoller Einsatz ist aber aus Sicht von enera dennoch in zwei plausiblen Szenarien denkbar. Zum einen könnten sich Netzbetreiber aufgrund von Flexibilität und Zukunftssicherheit der rONT dazu entscheiden, keine konventionellen Trafos mehr einzusetzen. Zum anderen könnten mit dem gleichzeitig voranschreitenden Ausbau von dezentralen Erzeugern und Verbrauchern (Elektromobilität, Wärmepumpen etc.) derart inhomogene Netzbetriebsfälle entstehen, die nicht mehr durch zentrale Maßnahmen handhabbar sind bzw. bei denen ein Netzausbau volkswirtschaftlich nicht vertretbar ist.

Abschließend lässt sich sagen, dass die Zielstellung des Praxistests im vollen Umfang erreicht wurde. Die Inbetriebnahme der geplanten regelbaren Ortsnetztransformatoren ist erfolgt, der Betrieb über die Demonstrationsphase war stabil und die Analyse hat keine Hinweise auf etwaige Instabilitäten gegeben. Da der breite Einsatz von rONTs in einem bisher passiv betriebenen Netz zu keinen Instabilitäten führte, ist dies ein valides Mittel, um die Spannungsbänder in diesem Netzgebiet zu erweitern. Für EWE NETZ wurde daher diese Form des rONT-Einsatzes operationalisiert und mit in die Planungsgrundsätze in der Mittelspannung übernommen.

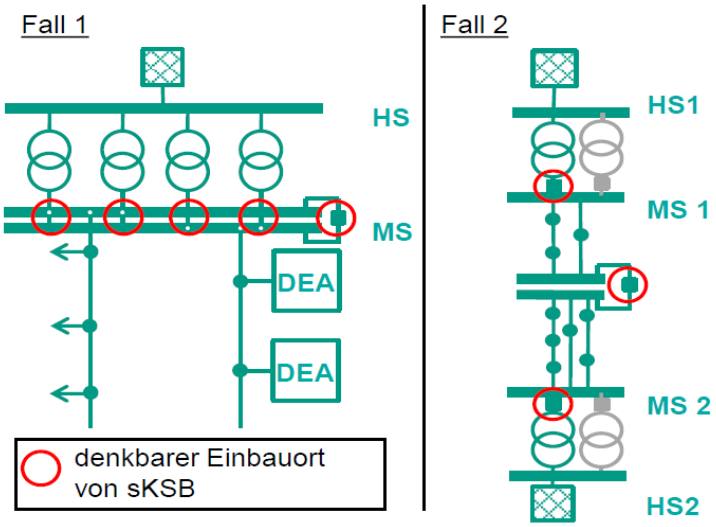
6.1.2. Netzkopplung & Supraleitender Kurzschlussstrombegrenzer

Je nach bestehender Netzstruktur und derzeitiger Betriebsphilosophie kann ein stärker vermaschter Betrieb der Mittelspannungsnetze (MS-Netze) dazu beitragen, Netzausbauinvestitionen zu vermeiden. Dabei wird durch die Kopplung bestehender Netze eine Verteilung einer erneuerbaren Einspeisespitze auf mehrere Netzbereiche angestrebt. Ein absehbarer Netzengpass kann somit hinausgezögert oder im besten Fall vermieden werden. Für den Netzbetreiber ist diese Kopplung eine neue innovative Option in der grünen Ampelphase, da durch eine solche dauerhafte Kopplung die mögliche Auslastung des bestehenden Netzes erhöht werden kann.

Die Kopplung von Mittelspannungsnetzen ist auf zwei Wegen möglich. Zum einen können zwei Transformatoren, die sich im selben Umspannwerk befinden, parallelgeschaltet

werden (Fall 1) und zum anderen zwei Mittelspannungsnetze über eine Schaltstelle im MS-Netz gekoppelt werden (Fall 2). Beide Fälle haben das Ziel, die Anschlusskapazität für DEA im MS-Netz zu erhöhen. Sinnvoll ist eine Kopplung von Netzbereichen jedoch nur dann, wenn diese eine ausreichende Ungleichzeitigkeit der Erzeugung aufweisen. Dann können die Erzeugungsspitzen eines Netzgebiets auf die gekoppelten Netzgebiete verteilt werden. Bei gleichzeitigen Erzeugungsspitzen wäre die Auslastung der Betriebsmittel ähnlich hoch und eine Kopplung hätte keinen Nutzen.

Abbildung 6.1-1: Nutzungsfälle von sKSB zur Netzkopplung



Quelle: enera

Nachteilig in beiden Fällen ist, dass es zu einem Anstieg des Kurzschlussstroms kommt. Dadurch entsteht die Gefahr, dass die Kurzschlussfestigkeit der Betriebsmittel im MS-Netz erreicht bzw. überschritten wird, was zu einer Zerstörung der Betriebsmittel im Falle eines Kurzschlusses führen würde. Der sKSB könnte hier zur Begrenzung des Kurzschlussstroms eingesetzt werden und die Beschädigung der Betriebsmittel abwenden.

Im Rahmen von enera wurde in einer Voruntersuchung zum sKSB zunächst geprüft, wo in der Modellregion ein solches Betriebsmittel technisch und wirtschaftlich sinnvoll eingesetzt werden kann. Dazu wurden diverse Möglichkeiten zur Kopplung von Netzen ausgewählt und zusätzlich die mögliche zukünftige Entwicklung berücksichtigt (Zubau DEA und Erhöhung Transformatorbemessungsleistung). In der Untersuchung hat sich gezeigt, dass nur in Ausnahmefällen die Kurzschlussströme eine unzulässige Höhe annehmen, nämlich dann, wenn mehrere gleichzeitige Veränderungen zum heutigen Betrieb getätigt wurden. Somit wurde in der Modellregion kein Anwendungsfall gefunden, in denen heute oder in naher Zukunft der Einsatz eines sKSB technisch erforderlich ist.

Als Konsequenz wurde die Untersuchung zur Kopplung von Mittelspannungsnetzen ohne die Berücksichtigung des sKSB fortgesetzt. Hierbei wurde zunächst untersucht, welche Varianten zur Kopplung geeignet sind. Aufgrund verschiedener Faktoren (u. a. Transitflüsse aus HS- in MS-Netz, unbekannte Spannungswinkel aus HS-Netz, notwendige Synchronisation der Schaltzustände zwischen HS- und MS-Netz) wurde der Fall 2 (Kopplung über MS-Schaltstelle) als risikobehaftet eingestuft und im Ergebnis nicht weiter betrachtet.

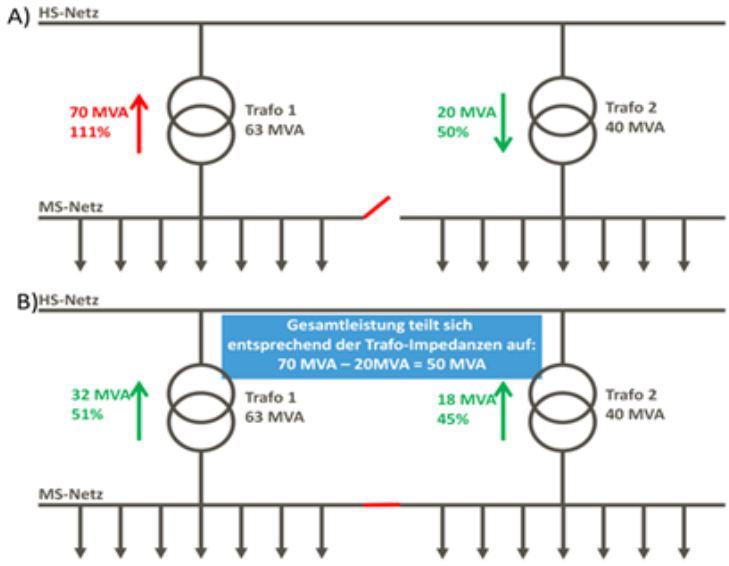
Der Fall 1 (Parallelschaltung von Transformatoren) wurde als technisch umsetzbar beurteilt. Theoretisch wurde für diesen Anwendungsfall die Möglichkeit einer Spitzenverteilung nachgewiesen. Die Untersuchung zur Kopplung von Mittelspannungsnetzen hat gezeigt, dass die Kopplung von Netzen über die Parallelschaltung von zwei Transformatoren technisch und wirtschaftlich sinnvoll sein kann. Voraussetzung dafür ist, dass eine hinreichende Ungleichzeitigkeit der erneuerbaren Erzeugung der Netzbereiche vorliegt. Wird eine Netzkopplung in Betracht gezogen, ist ebenso abzuwägen, wie groß der Nutzen im Vergleich zu einem konventionellen Netzausbau ist.

In der letzten Projektphase wurde schließlich ein Konzept zur Umsetzung der Kopplung entwickelt. Dabei wurde festgelegt, unter welchen Bedingungen eine Kopplung erfolgen kann, wie sie hardwaretechnisch im Umspannwerk umgesetzt wird und wie die Kopplung im Netzleitsystem abgebildet werden muss, um einen sicheren Betrieb zu gewährleisten. Dies wurde erfolgreich in einem Umspannwerk umgesetzt und getestet. Der Test hat bestätigt, dass der Leistungsfluss über den Transformator durch die Kopplung deutlich reduziert, und somit ein Engpass verhindert, werden kann.

FALLSTUDIE

In Abbildung 6.1-2 ist die Kopplung beispielhaft dargestellt. Wenn im Einzelbetrieb ein Transformator durch zu viel Einspeiseleistung überlastet wird, muss Einspeiseleistung im Netz abgeregelt werden. Dies ist in der Abbildung in Bild A) dargestellt. Durch die Kopplung der Mittelspannungsnetze an der Sammelschiene im Umspannwerk, wie es in der Abbildung in Bild B) dargestellt ist, kann die Leistung auf beide Transformatoren verteilt werden. Dadurch kann im Betrieb die Reduzierung von Einspeisern verhindert werden. Voraussetzung dafür ist, dass nur ein Transformator überlastet wird und der andere Transformator genug Reserve hat, um die überschüssige Leistung aufzunehmen.

Abbildung 6.1-2: Beispiel für die Kopplung von Mittelspannungsnetzen



A) Nicht gekoppelter Betrieb: Überlastung von Trafo1
B) Gekoppelter Betrieb: Kompensation von Last/Erzeugung und Verteilung auf Trafos

Quelle: enera

GELBE AMPELPHASE

In der gelben Ampelphase ist ein Netzengpass absehbar. Der Netzbetreiber greift in diesen ein, um den Netzengpass zu verhindern. Dabei kann er auf dezentrale Flexibilität vom enera Flexmarkt zurückgreifen. Diese kann durch eine Anpassung der Erzeugung oder des Verbrauchs einen erneuerbaren Überschuss ins Netz integrieren.

Auch wurde das innovative Konzept Grid4Mobility in enera erarbeitet, das durch eine Anpassung des Ladeverhaltens von E-PKWs erneuerbare Energien integrieren soll.

6.1.3. Dezentrale Flexibilität vom enera Flexmarkt

Um in der gelben Ampelphase einen drohenden Netzengpass abzuwenden, kann der Netzbetreiber ebenso auf dem enera Flexmarkt dezentrale Flexibilität beschaffen und einsetzen. Wie genau der enera Flexmarkt ausgestaltet ist und wie die Marktprozesse definiert sind, findet sich in Kapitel 7.

6.1.4. Grid4Mobility

Nicht nur der Ausbau erneuerbarer Energien, sondern auch die zunehmende Elektrifizierung des Verkehrssektors stellt eine Herausforderung für die Verteilnetze dar. Besonders die zu erwartende hohe Gleichzeitigkeit von Ladevorgängen kann die Netze stark belasten. Ohne intelligente Maßnahmen zur Ladesteuerung oder massive Einschränkungen der zur Verfügung stehenden Ladeleistung werden durch den Ausbau der Elektromobilität auch große Investitionen für eine Verstärkung der Verteilnetze benötigt, um einen sicheren Betrieb zu gewährleisten. Im enera Projekt wurde daher der Ansatz „Grid4Mobility“ zum intelligenten Laden demonstriert. Dieser verhindert eine Überlastung der Verteilnetze und berücksichtigt gleichzeitig die individuellen Ladebedürfnisse der Kunden. Für die Akzeptanz der Maßnahmen sowie der Elektromobilität als solche ist letzterer Punkt von zentraler Bedeutung.

Grundhypothese von Grid4Mobility ist, dass eine „Entgleichzeitigung“ der Ladevorgänge in der Regel möglich ist, ohne dass der Kunde hierdurch Komforteinbußen erleidet. Eine solche „Entgleichzeitigung“ des Ladevorgangs ist möglich, wenn man das Kundenbedürfnis nach Mobilität in den Fokus stellt. Selbst wenn in einem Ortsnetz in den Feierabendstunden alle E-Autos nahezu gleichzeitig angeschlossen werden, müssen nicht alle E-Autos möglichst schnell wieder zur Verfügung stehen. In der Regel wird das E-Auto erst am nächsten Morgen wieder benötigt, und nur bei einem kleinen Teil der E-Auto-Flotte besteht der Bedarf, dass das E-Auto in möglichst kurzer Zeit wieder verfügbar ist.

Genau auf diesem Szenario setzt Grid4Mobility auf. Das System, bestehend aus mehreren dezentralen Agenten, ermittelt die möglichen Ladezeiten und -leistungen der teilnehmenden Fahrzeuge, ohne dabei den (simulierten) Netzengpass zu überschreiten. Ziel ist, die rechtzeitige Verfügbarkeit der Fahrzeuge weiterhin zu gewährleisten und gleichzeitig das Laden netzdienlich zu flexibilisieren. Die Verhandlungsergebnisse einzelner Fahrpläne werden in einer dezentralen Ethereum-Blockchain festgehalten, und ein netzdienliches Verhalten wird mittels „Enercoins“ belohnt. Diese Enercoins sind eine virtuelle Bepreisung der Flexibilitäten und können als eine Art Netzkarma verstanden werden. Wer sich häufig

netzdienlich verhält, indem er Flexibilität bereitstellt, darf im Fall eines erhöhten Ladebedarfs bevorzugt laden und bezahlt dies dann wiederum durch seine Enercoins.

Die technische Umsetzung des Grid4Mobility-Konzepts kann verschieden ausgestaltet sein. Während ein Blockchain-Ansatz eher als internationales Szenario gesehen werden kann, ist in Deutschland eine Steuerung des Ladeverhaltens über die Smart-Meter-Gateway (SMGW) wahrscheinlicher, bei dem die SMGW-Infrastruktur für die Kommunikation, Tarifierung und Abrechnung genutzt werden könnte.

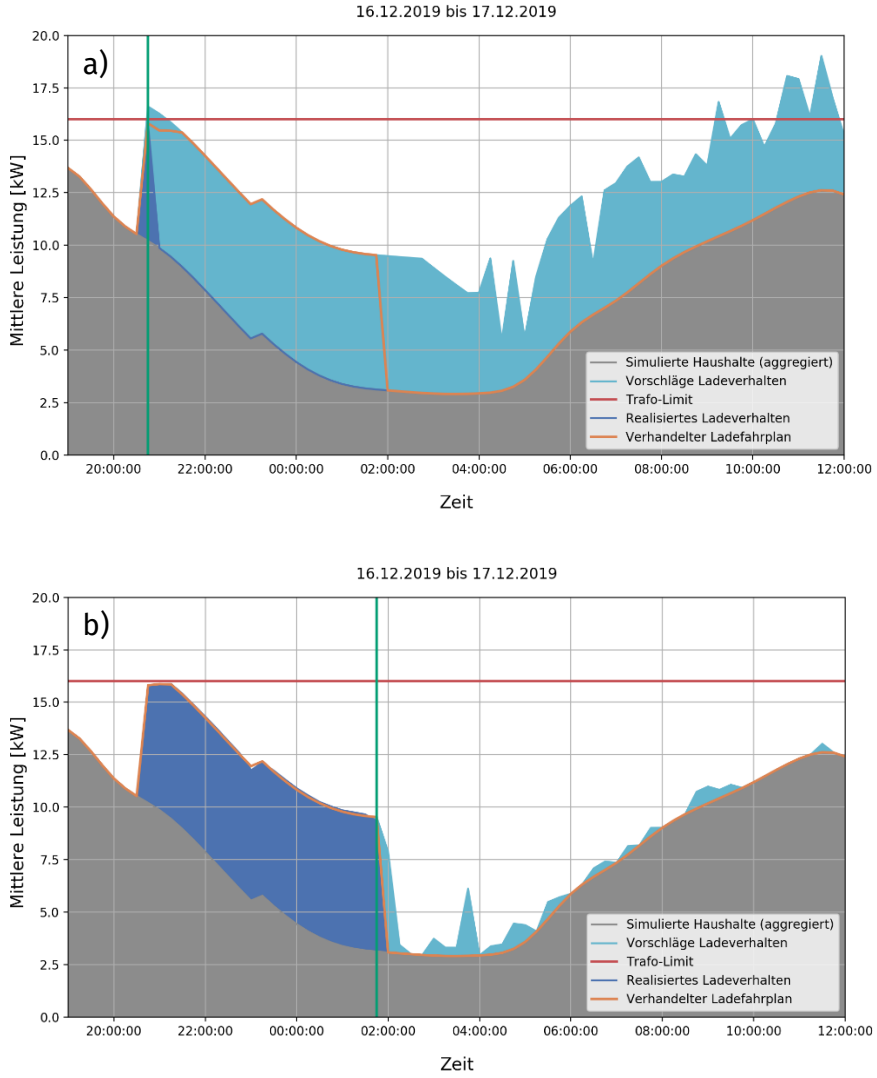
BESCHREIBUNG DER DEMONSTRATION – TECHNISCHER AUFBAU, VERHANDLUNG UND NETZKARMA

Das Projekt gliederte sich in zwei Phasen: Die Umsetzung im Rahmen einer Simulation sowie einen technischen Durchstich zur Demonstration der Machbarkeit. Für diese Demonstration wurde das *„Zuhause18“*, ein für Demonstrationszwecke im Smart Home-Bereich konzipiertes Haus, mit einer steuerbaren Wallbox ausgerüstet. Das für die Demonstration genutzte E-Auto (ein Nissan Leaf) wurde durch zusätzliche Hardware befähigt, Informationen über den Akku-Füllstand zu liefern. Das Mobilitätsbedürfnis wurde über einen Kalender erfasst, in dem die Zeiträume, während derer das E-Auto benötigt wird, dynamisch von den Demonstrations-Teilnehmern eingetragen wurden.

Auf Basis der Kalenderdaten sowie des Akkustandes wurden von einer eigens für die Demonstration entwickelten Energie-Management-Komponente untertägig (im 1/4h-Rhythmus) Fahrpläne für das Laden des E-Autos generiert. Durch diese dynamische Erstellung möglicher Fahrpläne konnte kurzfristigen Änderungen im Ladebedarf Rechnung getragen werden. Zusätzlich zu dem realen Haushalt mit E-Auto wurden in der Demonstration zwei weitere generische Haushalte sowie eine auf das Szenario angepasste Schwelle für einen Netzengpass simuliert. Das im Projekt entwickelte Software-Framework dezentraler Agenten wurde nun eingesetzt, um die Fahrpläne aus der realen Demonstration in Einklang mit den Fahrplänen der simulierten Haushalte sowie mit den Netzrestriktionen zu bringen. Im Nachgang zu jedem Tag erfolgte bei Einhaltung der verhandelten Fahrpläne für den jeweiligen Haushalt eine Incentivierung mit Enercoins. Hierzu wurde das tatsächlich in der Demonstration realisierte Ladeverhalten mit dem in der Blockchain persistierten Fahrplan verglichen.

ERGEBNISSE

Abbildung 6.1-3: Vermeidung von simulierten Netzengpässen durch intelligentes G4M-Lademanagement



Quelle: enera

In Abbildung 6.1-3 sind zwei Snapshots aus der Demonstration abgebildet. Diese zeigen die durch die Nutzer benötigte Ladeleistung aggregiert an der Netzengpassstelle. Der Zeitpunkt des Snapshots wird durch die grüne Linie angezeigt. In a) wurde das E-Auto kurz zuvor mit der Wallbox verbunden. Man sieht deutlich, dass bei einem ungesteuerten Laden das Trafo-Limit überschritten würde (hellblauer Bereich oberhalb des Trafo-Limits). Nach den Verhandlungen des Agentensystems wird aber immer ein Fahrplan ausgewählt, der keinen Engpass verursacht (orangene Linie). Wie man zu einem späteren Zeitpunkt b) sieht, wurde der Engpass dann durch eine Abflachung der realisierten Ladekurve zu Beginn des Ladevorgangs vermieden. Trotzdem wurde der Akku des E-Autos fast genauso zügig wie bei einem ungesteuerten Laden aufgeladen, da nur kurzfristig eine Engpasssituation bestand.

Im Rahmen dieser technischen Demonstration wurde gezeigt, wie ein Engpass auf Basis des entwickelten Agentensystems vermieden werden kann. Die benötigte Ladezeit des E-Autos

hat sich im Vergleich zum ungesteuerten Laden nicht verlängert, da der Engpass nur über einen kurzen Zeitraum bestand. In einer Demonstration mit einer statischen Begrenzung der Ladeleistung würde die Ladezeit hingegen deutlich stärker beeinflusst.

Im Rahmen der Demonstration konnte am realen Objekt demonstriert werden, dass Netzengpässe durch gesteuertes Laden vermieden werden können, ohne dass es hierbei zu einer Beeinträchtigung der Nutzer kommt. Ein weiteres Augenmerk der Politik sollte daher inhaltlich auf das Thema Grid4Mobility (gesteuertes Laden im Verteilnetz) gelegt werden. Unabhängig von der dabei gezeigten Blockchain-basierten Technologie stellt der im Verfahren aufgezeigte Weg eine valide dritte Variante zwischen rein netzdienlichen und rein marktorientierten Lösungen dar. Grid4Mobility ist dabei gleichsam sehr nah an den tatsächlichen Bedarfen der Ladekunden (Laden nach Bedarf und ohne Mehrkosten) und an der Berücksichtigung der physikalischen Notwendigkeiten des Netzbetriebs im Niederspannungsnetz (Halten der netzkritischen Parameter sowie Vermeidung eines flächendeckenden Netzausbaus). Volkswirtschaftlich ist dieser Weg sicherlich interessant, und die begonnenen Untersuchungen sollten unbedingt fortgesetzt werden.

ROTE AMPELPHASE

In der roten Ampelphase konnte ein drohender Netzengpass nicht durch das Einschreiten des Netzbetreibers verhindert werden. Somit muss dieser die erneuerbare Erzeugung, die diesen Engpass verursacht, reduzieren. Der in enera erprobte Netzregler ermöglicht ein passendes Einspeisemanagement und kann diesen Vorgang automatisieren und mit einer höheren Granularität durchführen.

6.1.5. Netzregler

In Folge der im EnWG (§11) formulierten Spitzenkappung sind Netzbetreiber nicht mehr verpflichtet, das Netz für die Einspeisung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen vollständig auszubauen. Somit kommt es unweigerlich zu Engpässen im Stromnetz. Sollten in Folge von Einspeisespitzen Überlastungen von Betriebsmitteln oder zu hohe Spannungen im Netz auftreten, wird die Einspeisung der Erzeugungsanlagen reduziert. Im Betrieb erfolgt die Reduzierung der Erzeugungsanlagen bei den meisten Netzbetreibern manuell durch die Schaltmeister in der Netzleitstelle. Durch die Abhängigkeit der Einspeisung von Photovoltaik- und Windenergieanlagen vom aktuellen Wetter treten die Einspeisespitzen häufig zeitgleich auf. Müssen viele Anlagen in unterschiedlichen Netzgebieten zeitgleich reduziert werden, kommt der manuelle Prozess jedoch an seine Grenzen, und die Stabilität des Netzes kann nicht mehr gewährleistet werden.

Aufgrund dessen wird in enera unter anderem das Ziel verfolgt, diesen Prozess zu automatisieren, damit auch bei vielen zeitgleichen Einspeisespitzen die Stabilität des Netzes weiterhin gewahrt werden kann. Die Automatisierung dieses Einspeisemanagements in Echtzeit erfolgt durch einen Netzregler.

Durch die verbaute Messtechnik in den Netzen beobachtet der Netzregler permanent das Netz und erkennt, wenn dessen Stabilität gefährdet ist. Eine Gefährdung entsteht, sobald Betriebsmittel wie bspw. Leitungen oder Transformatoren überlastet oder wenn die Grenzwerte der Spannung im Netz überschritten werden. Anschließend ermittelt der

Netzregler über einen Algorithmus, welche Erzeugungsanlagen einen Einfluss auf die Gefährdung haben und reduziert deren Einspeisung. Entspannt sich die Lage im Netz wieder, lässt der Netzregler die Erzeugungsanlagen wieder schrittweise ohne Einschränkungen in das Netz einspeisen. Netzregler sind in der Lage, dies in feineren Schritten zu realisieren als die bisherige manuelle Regelung. Dadurch kann ein „Zuviel“ an Abregelung vermieden werden.

Aufgrund der permanenten Überwachung des Netzes kann durch den Netzregler zielgerichteter als bei manuellen Prozessen aus der Netzleitstelle gesteuert werden. Somit trägt der Netzregler dazu bei, die jeweils größtmögliche Menge regenerativ erzeugter Energie in die Netze aufzunehmen. Die Schaltermeister in der Leitstelle werden dadurch entlastet und können sich z. B. auf die Durchführung von notwendigen Schaltmaßnahmen sowie die Erkennung und Behebung von Störungen konzentrieren.

Für den Einsatz des Netzreglers in den Verteilnetzen ist es notwendig, dass dieser in die Umgebung der Netzleittechnik vollständig integriert wird. Nur so kann sichergestellt werden, dass auch die Anforderungen, die durch die Abrechnung sowie die Veröffentlichungspflichten gegeben sind, auch eingehalten werden können.

Da Einspeisespitzen von Erzeugungsanlagen nicht nur die Netze gefährden, in denen sie unmittelbar angeschlossen sind, sondern auch die überlagerten Netzebenen, muss der Netzregler auch in der Lage sein, Befehle zur Einspeisereduzierung aus anderen Netzleitsystemen zu empfangen und umzusetzen. Die vom Netzregler gesteuerten Anlagen werden während der vorgelagerten Engpässe in ihrer maximalen Einspeisung limitiert und können bei zusätzlichen eigenen Engpässen verstärkt reduziert werden. Liegen die lokalen Engpässe nicht mehr vor, wird die reduzierte Einspeisung der gesteuerten Anlagen nur soweit freigegeben, dass es bei den überlagerten Netzen zu keinen Engpässen kommt.

Neben der Aufgabe des Einspeisemanagements kann der Netzregler auch weitere Aufgaben wie Blindleistungsmanagement oder Verbesserung der Spannungshaltung über eine Optimierung der Blindleistungseinstellung der Erzeugungsanlagen übernehmen.

LABORPHASE - INTEGRATIONSTEST

Da es sich bei den Netzreglern überwiegend um Neuentwicklungen handelt, hat sich EWE NETZ dafür entschieden, diese im ersten Schritt einer umfangfangreichen Laborerprobung zu unterziehen. Dafür wurde eine Laborumgebung an der Jade Hochschule in Wilhelmshaven ertüchtigt. In diesem Labor befindet sich ein Benchmark-Verteilnetz, das das Erproben von Anwendungsfällen in verschiedenen Netzzuständen ermöglicht. Über das Netzlabor sollte die Integration der Netzregler in den realen Betrieb statt einer Simulation mit einer vergleichbaren Messwertbereitstellung und ähnlichen Schnittstellen zu den Einspeisern über Fernwirktechnik wie im Feld getestet werden. Durch die Reproduzierbarkeit der Szenarien konnte eine Vergleichbarkeit der Testergebnisse der unterschiedlichen Netzregler sichergestellt werden.

Abbildung 6.1-4: Foto des Netzlabors an der Jade Hochschule Wilhelmshaven

Quelle: enera

Im Labor wurden fünf verschiedene Testszenarien simuliert, in denen der Netzregler eingesetzt wurde. Die einzelnen Testszenarien dauerten jeweils 20 Minuten und waren in fünf unterschiedliche Themenblöcke mit steigendem Schwierigkeitsgrad eingeteilt. Die erprobten Netzregler wurden somit verschiedenen Belastungen ausgesetzt.

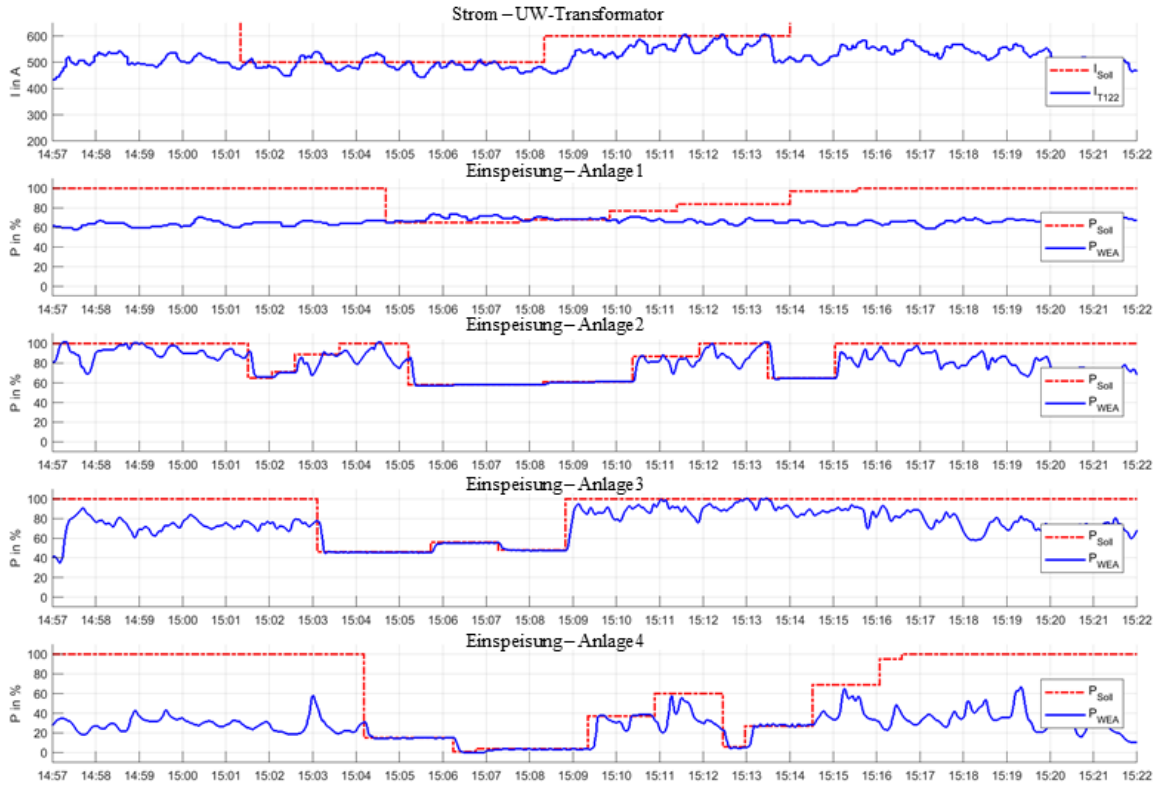
In der Laborphase konnten so zwei Netzregler unter Beweis stellen, dass selbst in extremsten Netzzuständen mit multiplen Engpässen die Auslastung der Leitungen und die Spannungshaltung gewährleistet werden können. Der Umgang des Netzreglers mit vorgelagerten Einspeisemanagementmaßnahmen, Netzumschaltungen aber auch Aktor- und Sensorausfällen zeigen, dass das Netz sicher betrieben werden kann.

FELDTEST

Nach erfolgreichem Abschluss der Laborphase erfolgte ein Feldtest mit Netzreglern der Firma Phoenix Contact Energy Automation. Da im Labor nicht die komplette Leittechnikintegration der Regler getestet werden konnte, wurde für den Feldtest eine Integrationsphase vorgesehen. Dabei standen nicht die funktionalen Tests der Regler, sondern deren reibungslose Integration im Vordergrund. Im Zusammenspiel mit dem Leitsystem konnten somit u. a. auch die Steuerbarkeit durch Leitstelle und fehlerfreie Dokumentation von Regelungsmaßnahmen getestet werden.

Im Anschluss an die Integrationsphase wurde der Feldtest im Netzgebiet des UW Wiesmoor durchgeführt. Das Netzgebiet zeichnet sich durch eine hohe installierte Leistung von ca. 51 MW aus Windenergieanlagen, ca. 15 MW aus Photovoltaikanlagen und ca. 7 MW aus BHKWs aus. Ziel des Feldtestes war die Ausregelung des Engpasses am Umspannwerkstransformator. Durch eine Reduzierung des Grenzwertes wurde sichergestellt, dass auch bei einem Fehlverhalten des Reglers weiterhin eine zuverlässige Versorgung sichergestellt werden konnte.

Abbildung 6.1-5: Feldtest mit dem Netzregler von Phoenix Contact im UW Wiesmoor; Transformatorstrom und Einspeiseleistungen der Erzeugungsanlagen mit dargestelltem Sollwert



Quelle: enera

In Abbildung 6.1-5 sind die Ergebnisse aus dem Feldtest des Netzreglers dargestellt. Das obere Diagramm zeigt den Strom über den Transformator in Blau, und in Rot den reduzierten Grenzwert. Die vier Diagramme unten zeigen die Einspeisung der vier geregelten Anlagen in Blau, und in Rot den durch den Regler vorgegebenen Sollwert. Der Feldtest zeigt die Funktionalität des Netzreglers. Besonders für die Anlagen 2 bis 4 ist gut zu erkennen, dass die Einspeisung entsprechend des Sollwerts reduziert wurde. Um den Netzregler im operativen Netzbetrieb einsetzen zu können, sind jedoch noch einige Anpassungen in der Betriebsweise des Netzreglers notwendig. Wie zu sehen ist, konnte für die Einspeisung der Anlage 1 keine genaue Anpassung an den Sollwert erzielt werden.

6.2. Entwicklung eines Softwaretools zur Simulation des zukünftigen Netzbetriebs

FGH

KERNAUSSAGEN

Im Rahmen der gemeinsamen Zusammenarbeit mit EWE NETZ wurde durch FGH ein Softwaretool für die Simulation des zukünftigen Netzbetriebs entwickelt. Dabei werden die dem SGO zur Verfügung stehenden Optionen im zukünftigen Netzbetrieb simuliert. Das

umfasst stufbare Transformatoren, die Anpassung der Blindleistung und die Nutzung von marktlicher Flexibilität.

Dieses Netzmodell gibt Netzbetreibern Hinweise auf den Netzbetrieb der Zukunft. In Verbindung mit Zukunftsszenarien, wie den enera Szenarien, kann dieser simuliert werden. Welchen Beitrag innovative Lösungen im Netzbetrieb leisten können, kann dadurch im Ansatz beurteilt werden. Durch die Möglichkeit einer breiten Szenarienbetrachtung können diese in unterschiedlichen Gegebenheiten untersucht werden.

Das Modell zeigt, dass besonders das angestrebte Sicherheitsniveau und der Prognosehorizont große Auswirkungen auf die notwendigen Maßnahmen haben. Sie können die notwendigen Eingriffe in den Netzbetrieb deutlich erhöhen. Für eine kosteneffiziente präventive Behebung von Netzengpässen sollte daher eine möglichst geringe Vorlaufzeit für den Einsatz von Flexibilität und eine hohe Prognosegüte realisiert werden.

Darüber hinaus wurde das Modell um das mögliche Verhalten von zukünftigen Netznutzern erweitert. In Ergänzung zu den heutigen Netznutzern stammen sie auch aus den Bereichen Wärme und Verkehr. Daher können sie eine weitaus flexiblere Nutzung aufweisen. Auch besteht für diese Netznutzer die Möglichkeit einer Teilnahme an Strom- und Redispatchmärkten wie dem enera Flexmarkt. Dies umfasst ebenso ein mögliches engpassverschärfendes Verhalten.

Das entwickelte Modell ist somit in der Lage, das zukünftige Netzkundenverhalten individuell abzubilden und unter Berücksichtigung lokaler Netzstrukturcharakteristiken zu simulieren.

AKTIVE MS- UND NS-NETZE

FGH

Betreiber aktiv überwachter und steuerbarer Verteilnetze können zukünftig auf eine Vielzahl von betrieblichen Anpassungsmaßnahmen zurückgreifen, um kritischen Netzzuständen entgegenzuwirken. Neben netzbezogenen Maßnahmen, wie die Stufung von Transformatoren oder Schaltmaßnahmen, wird zunehmend auch die Nutzung kundenseitiger Flexibilität diskutiert. Unter Flexibilität wird hierbei die Anpassung von Wirkleistungsbezug oder -entnahme der Netzkunden verstanden. Im Rahmen von enera wird dabei die Nutzung dieser Potenziale durch Flexibilitätsmärkte diskutiert und erprobt.

Zukünftig wird daher eine Anpassung der Betriebsplanung notwendig. Denn da die Kontrahierung von Flexibilitätsprodukten mit zeitlichem Vorlauf zum Abruf erfolgt, muss der Netzbetreiber bereits für zukünftige unsichere Zeitpunkte Entscheidungen treffen. Er steht deshalb vor der Herausforderung, den Netzbetrieb unter Berücksichtigung aller zur Verfügung stehenden Optionen möglichst effizient zu gestalten. Dabei muss er zukünftige Systemzustände und Engpässe prognostizieren und auch Prognoseunsicherheiten berücksichtigen. Auf Basis dieser Engpassprognose kann dann eine Entscheidung über mögliche durchzuführende Anpassungsmaßnahmen erfolgen.

Um diesen neuen Anforderungen Rechnung zu tragen, erfolgte durch die FGH im Rahmen von enera ein Vorschlag für die zukünftige Betriebsplanung. Dessen Eignung wurde simulativ untersucht. Dazu wurde ein Softwaretool entwickelt, das die folgenden Punkte betrachtet:

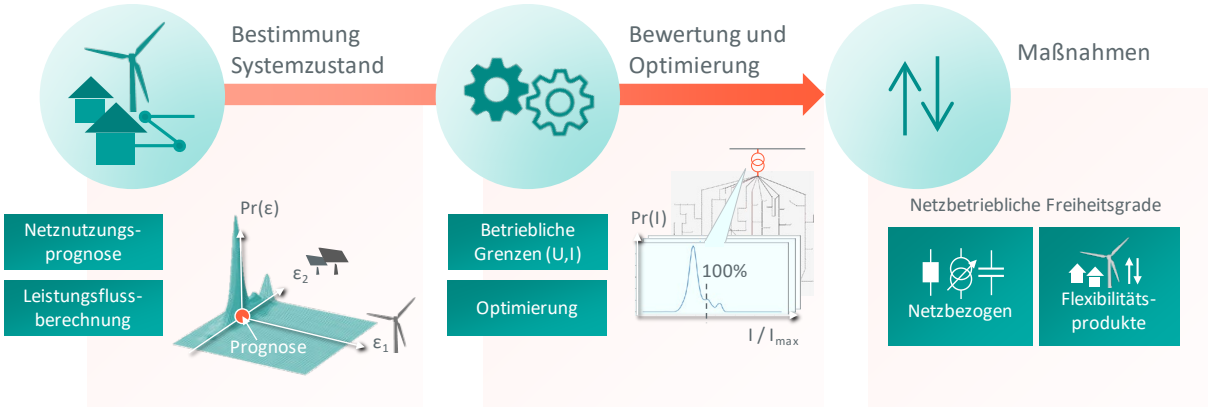
- Die Entwicklung von Verfahrensansätzen für den Einsatz innovativer Werkzeuge der Netzbetreibers,
- die Untersuchung und Bewertung von Maßnahmen zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs

sowie

- die Ableitung von Methoden zur Quantifizierung von netzbetrieblichen Unsicherheiten.

Durch den simulativen Ansatz können über die enera Netzregion hinausgehende allgemeine Untersuchungen durchgeführt werden, siehe Kapitel 6.3.2.

Abbildung 6.2-1: Übersicht des entwickelten Verfahrens zur Simulation des zukünftigen Netzbetriebs



Quelle: FGH

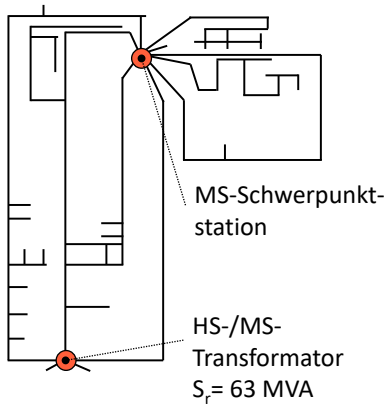
Abbildung 6.2-1 zeigt eine Übersicht des entwickelten Verfahrens. Eingangsgrößen stellen deterministische Netznutzungsprognosen dar. Diese Prognose umfasst alle Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen im Netzgebiet. Dazu gehören beispielsweise die erwartete Einspeisung von Photovoltaik- und Windenergieanlagen. Auf Basis der prognostizierten Netznutzung erfolgen komplexe Leistungsflussberechnungen. Dadurch können die zu erwartenden Spannungen und Ströme an allen Zweigen und Knoten im Netz bestimmt werden. Aufgrund der hohen Unsicherheiten im Hinblick auf zukünftige Systemzustände in der Verteilnetzebene müssen mögliche Prognosefehler mitberücksichtigt werden. Historische beobachtete Prognosefehler stellen dabei die Basis zur Abschätzung möglicher Prognosefehler zur aktuellen Prognose dar.

Durch Kombination von Lastflussrechnung und Wahrscheinlichkeitsverteilung der Prognosefehler der Netznutzung können probabilistische Ströme und Spannungen bestimmt werden. Es ergeben sich somit Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen (WDF) der Auslastungen der verschiedenen Leitungen und Spannungen an allen Netzknoten. Für diese WDF lassen sich anschließend Kenngrößen ableiten, die die maximale Auslastung sowie die

minimal und maximal möglichen Betriebsspannungen für definierte Sicherheitsniveaus festlegen. Der Netzbetreiber kann durch Wahl dieses Sicherheitsniveaus seine Risikopräferenz festlegen. Plant er bspw. auf eine Sicherheit von 90 %, so ergibt sich die kritische Auslastung als höchstmögliche Auslastung, die unter Berücksichtigung von 90 % aller Zustände auftreten kann. Liegen die resultierenden Spannungen und Ströme außerhalb der betrieblich zulässigen Grenzen, wird im Rahmen einer Optimierungsrechnung eine Auswahl durchzuführender Maßnahmen getroffen.

Abbildung 6.2-2: Eingangsdaten und Parametrierung der exemplarischen Untersuchung

Netztopologie
(schematisch)



Versorgungsaufgabe

Netznutzung	Leistung (MW)
Verbraucher	41,6
Photovoltaikanlagen (PVA)	61,0
Windenergieanlagen (WEA)	65,6
Sonstige Erzeugung	4,9

Prognosegüte (nRMSE)

	Verbraucher	PVA	WEA
Prognose 1	2,6 %	4,6 %	4,0 %
Prognose 2	4,1 %	7,5 %	7,4 %

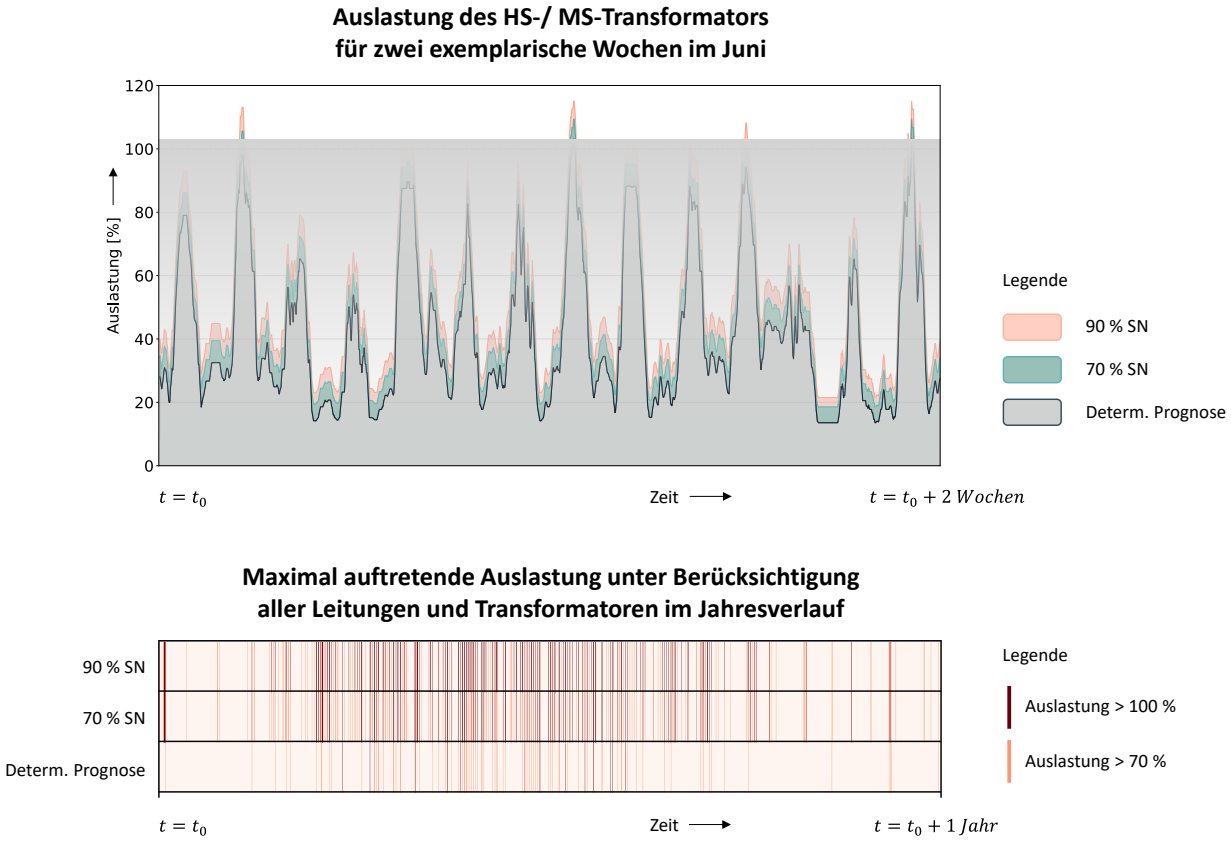
Quelle: FGH

Nachfolgend wird das beschriebene Verfahren exemplarisch auf ein Mittelspannungsnetz angewandt. Für die verwendete Netztopologie sowie die angeschlossenen Netzkunden wird ein Netzdatensatz der EWE NETZ verwendet. Das Netz und die Leistung der Anlagen sind in Abbildung 6.2-2 dargestellt. Insbesondere am HS-/MS-Transformator sind Engpässe zu erwarten, da die aus dem Netz zu exportierende Erzeugungsleistung zu einigen Zeitpunkten über der Leistung des Transformators liegt. Die Erkennung und Vermeidung von in diesem Netz auftretenden Strom- und Spannungsengpässen werden nachfolgend untersucht. Um den Einfluss der Vorlaufzeit in der Betriebsplanung zu untersuchen, wurden zwei unterschiedliche Prognosehorizonte berücksichtigt: 30 Minuten und 120 Minuten. Daraus resultieren unterschiedliche Prognosegüten (vgl. Abbildung 2, rechts unten).

Zur Engpassauflösung kann der Netzbetreiber auf Flexibilität vom enera Flexibilitätsmarkt oder auf regelbare Transformatoren zugreifen. Als Notfallmaßnahme ist es dem Netzbetreiber ebenso möglich, erneuerbare Energien abzuregeln. Das gewählte Sicherheitsniveau beträgt im Rahmen der Optimierung 70 und 90 %.

In der Simulation werden nun verschiedene Auslastungen berechnet. Einerseits sind dies die der Mittelspannungsleitungen und andererseits die der Transformatoren zwischen der Hoch- und Mittelspannungsebene. In der folgenden Abbildung sind die Ergebnisse dargestellt. Sie zeigt, dass zwar Mittelspannungsleitungen des Netzgebiets überlastet werden, die überwiegende Zahl der Engpässe aber am HS-/ MS-Transformator auftritt.

Abbildung 6.2-3: Auslastung der Netzbetriebsmittel vor Optimierung (Prognosehorizont: 30 min)

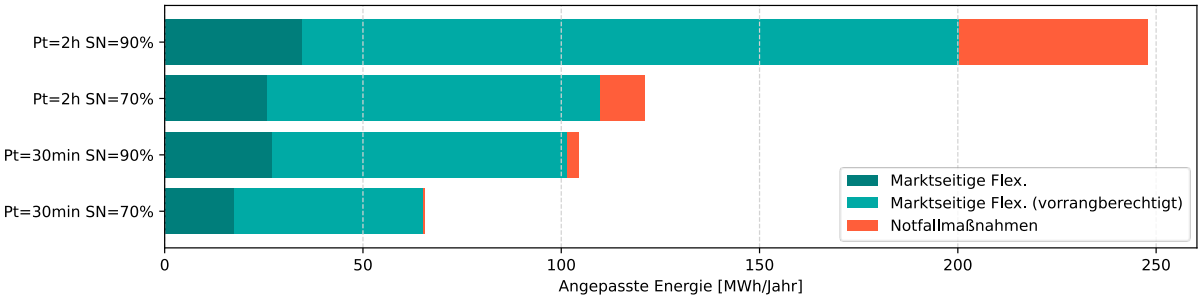


Quelle: FGH

Abbildung 6.2-3 zeigt in der oberen Darstellung die Auslastung des HS-/ MS-Transformators für den Zustand vor Optimierung unter Berücksichtigung eines Prognosehorizonts von einer halben Stunde für zwei exemplarische Wochen im Monat Juni. Der Darstellung sind wenige Tage mit möglichen Überlastungen zu entnehmen, wobei die deterministische Prognose hier lediglich eine maximale Auslastung im Bereich von 100 % prognostiziert. Unter Berücksichtigung 90 % aller möglicher Zustände sind hingegen maximale Überlastungen > 10 % zu erwarten.

Im unteren Teil der Abbildung 6.2-3 sind die maximal auftretenden Auslastungen aller Netzbetriebsmittel für den gesamten Jahresverlauf dargestellt. Hier zeigt sich, dass vor allem im Sommer, bedingt durch hohe PV-Einspeisung, Überlastungen zu erwarten sind. Zudem ist festzustellen, dass auch hier durch die Berücksichtigung eines höheren Sicherheitsniveaus häufiger mögliche Überlastungen prognostiziert werden können. Möchte der Netzbetreiber also sein Netz sicher auf mögliche Überlastungen hin auslegen, ist die rein deterministische Prognose nicht zielführend. Die Berücksichtigung eines Prognosehorizonts von 120 Minuten führt bei Verwendung der probabilistischen Prognosen aufgrund höherer Unsicherheiten zu höheren maximal zu berücksichtigenden Auslastungen.

Abbildung 6.2-4: Umgesetzte Wirkleistungs-Anpassungsmaßnahmen im gesamten Jahr in Abhängigkeit des Prognosehorizonts und berücksichtigten Sicherheitsniveaus



Quelle: FGH

Abbildung 6.2-4 zeigt das Gesamtergebnis zu kontrahierender Flexibilitätsprodukte bei Berücksichtigung eines 70-%- bzw. 90-%-Sicherheitsniveaus unter Beachtung der Vorlaufzeiten von 30 Minuten bzw. zwei Stunden. Die ggü. anderen Flexibilitäten nachrangig umzusetzende Anpassung vorrangberechtigter marktseitiger Flexibilitäten wird dabei separat dargestellt. Es zeigt sich, dass mit zunehmendem Sicherheitsniveau der Umfang der umzusetzenden Maßnahmen erheblich ansteigt. Weiterhin fällt auf, dass der Prognosehorizont im hier untersuchten Beispiel einen erheblichen Einfluss auf die umzusetzenden Maßnahmen bei gleichbleibender Sicherheit hat.

Für eine Vorlaufzeit von zwei Stunden führt eine Erhöhung des Sicherheitsniveaus von 70 % auf 90 % zu einer Verdopplung der notwendigen Maßnahmen. Zudem können für diesen Fall beim hier unterstellten Szenario für rund ein Fünftel der notwendigen Maßnahmen keine passenden Flexibilitätsprodukte kontrahiert werden. Bei einer Vorlaufzeit von 30 Minuten können hingegen nahezu alle zu erwartenden Engpässe durch marktseitige Flexibilität verhindert werden.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass bei einer Umsetzung der enera Lösung und des Flexibilitätsmarkts eine kurze Vorlaufzeit im Netzbetrieb gewählt werden sollte. Damit kann der Bedarf an notwendigen Maßnahmen reduziert werden.

LITERATURVERZEICHNIS

Akiba, T., Sano, S., Yanase, T., Ohta, T., & Koyama, M. (August 2019). Optuna: A Next-generation Hpyerparameter Optimization Framwork. *Applied Data Science Track Paper*.

C. Pellinger, T. S. (2016). *Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030 -- Hauptbericht.* München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft eV (FfE).

Deutsche Industrienorm (DIN). (2011). *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen, DIN EN 50160.*

Deutscher Bundestag. (2009). *Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze.* Berlin.

Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN). (2017). *FNN Hinweis: Spitzenkappung - ein neuer planerischer Freiheitsgrad.*

Gils, H. C. (2015). Balancing of intermittent renewable power generation by demand response and thermal energy storage. Dissertation, Universität Stuttgart.

Heitkoetter, W., Medjroubi, W., Vogt, T., & Agert, C. (2020). Regionalised heat demand and power-to-heat capacities in Germany -- An open dataset for assessing renewable energy integration. *Applied Energy*(259).

Heitkoetter, W., Schyska, B., Schmidt, D., Medjroubi, W., Vogt, T., & Agert, C. (2020). Assessment of the regionalised demand response potential in Germany using an opensource tool and dataset. *Advances in Applied Energy*.

Kies, A., Schyska, B., & von Bremen, L. (2016). The demand side management potential to balance a highly renewable European power system. *Energies, 9(11)*.

Kleinhans, D. (2014). Towards a systematic characterization of the potential ofdemand side management. Von https://arxiv.org/abs/1401.4121 abgerufen

Klobasa, M. (2007). Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten. Dissertation, ETH Zürich.

Pfeifer, P., Tran, J., Berns, M., Krahl, S., & Moser, A. (2020). Modellierung robuster repräsentativer synthetischer Mittelspannungsnetze. *16. Symposium Energieinnovation, Graz*.

Pfeifer, P., Tran, J., Krahl, S., & Moser, A. (2020). Modelling of uncertainty for smart grid congestion management. *CIRED 2020 Berlin Workshop*.

Steurer, M. (2017). Analyse von Demand Side Integration im Hinblick auf eineeffiziente und umweltfreundliche Energieversorgung. Dissertation, Universität Stuttgart.

Tran, J., Pfeifer, P., Krahl, S., & Moser, A. (2020). A deep reinforcement learning approach for simulating the strategic bidding behavior of distributed flexibilities in smart markets. *CIRED Workshop*. Berlin.

Tran, J., Wirtz, C., Pfeifer, P., Wursthorn, D., Vennegeerts, H., & Moser, A. (2019). Modelling of synthetic power distribution system in consideration oft the local electricity supply task. *25th International Conference on Electricity Distribution, Madrid/Spain*.

MARKTORIENTIERTE NETZNUTZUNG IN EINEM AKTIVEN VERTEILNETZ

FGH

Für die Betrachtung der zukünftigen Netzbetriebsplanung müssen verschiedene Aspekte durch den Netzbetreiber berücksichtigt werden. Besonders die Kundenstruktur und die Netznutzung werden sich stark ändern. Dieser Entwicklung kann mit einer entsprechenden Modellierung und Vorhersage Rechnung getragen werden. Die FGH hat daher im Rahmen von enera ein Modell zur Simulation des zukünftigen Netzkundenverhaltens entwickelt. Mit

Hilfe dieses Modells können dabei folgende Punkte abgebildet werden, was den Netzbetreiber im zukünftigen Netzbetrieb unterstützt:

- die Flexibilisierung bestehender Anlagen und neuer Verbraucher (Sektorenkopplung) im Netz,
- die Teilnahme von Netznutzern an überregionalen Strommärkten und dem regionalen Flexibilitätsmarkt

und

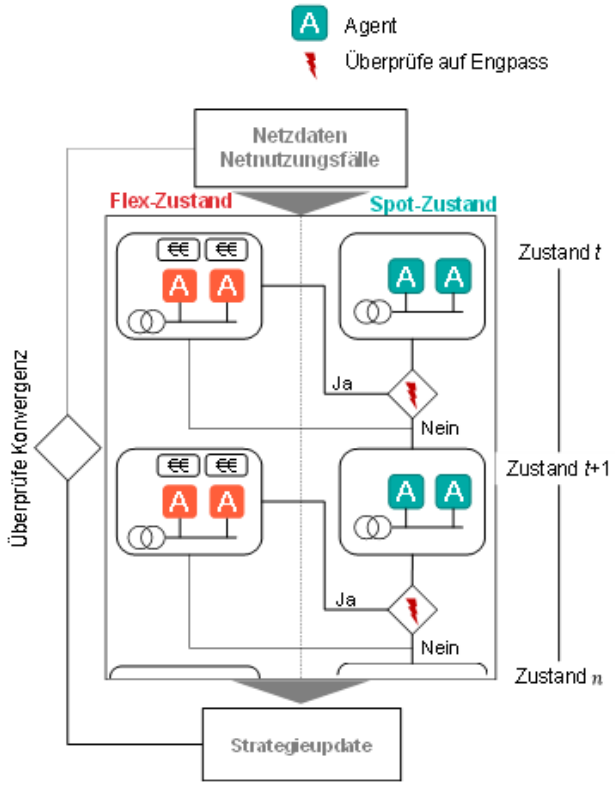
- die Erkennung von individuellem netzengpassverschärfenden Kundenverhalten (Inc-Dec Gaming, siehe Abschnitt 7.4).

Getrieben wird diese Entwicklung durch die Einführung des in enera entwickelten enera Flexmarktes. Ergänzend zum überregionalen Strommarkt entstehen durch diesen regionalen Flexibilitätsmarkt neue Preisanreize. Diese beeinflussen das Verhalten flexibler Erzeuger und Verbraucher im Netz. Gleichzeitig sind jedoch Nachfrage, Angebot und somit Preisbildung am enera Flexmarkt stark von lokaler Netzstruktur und Flexibilitätsliquidität abhängig. Das bedeutet, dass das Erzeugungs- und Verbrauchsverhalten flexibler Netzkunden in gegenseitiger Wechselwirkung zum resultierenden Preis am Flexibilitätsmarkt steht. Durch den direkten Einfluss der Marktteilnehmer auf die Preisbildung des Flexibilitätsmarktes können über strategisches Bieten (z. B. Inc-Dec Gaming) die Erlöse einzelner Akteure gesteigert werden. Strategisches Bietverhalten erhöht die Gesamtsystemkosten und kann zu einer Gefährdung der Netzsicherheit führen. Daher gilt es dieses Verhalten zu prognostizieren, um präventiv Gegenmaßnahmen einleiten zu können. Da sie jedoch durch lokale Netzstrukturen und Wechselwirkungen mit anderen Marktakteuren beeinflusst werden, unterscheiden sie sich von Netz zu Netz. Aufgrund großer Unterschiede zwischen deutschen Verteilnetzen können allerdings keine generellen Aussagen getroffen werden. Für jeden Netzbetreiber ist daher eine eigene Vorhersage der Netznutzung notwendig.

In einem Stromnetz sind unterschiedliche Akteure aktiv, die alle eigene Ziele verfolgen. Daher kommt für die hier genutzte Prognose ein Multi-Agenten-System zum Einsatz. Dieses unterteilt komplexe Probleme in kleinere Teilaufgaben. Die Teilaufgaben werden autonomen Agenten, den Netznutzern und -betreibern, zugeordnet. Jeder Agent entscheidet in Abhängigkeit von vielfältigen Einflüssen aus seiner Umwelt, welche Maßnahmen er zur Erreichung seiner Ziele ergreift. Die Agenten müssen miteinander konkurrieren oder kooperieren, um das aus ihrer Sicht beste Gesamtergebnis zu erzielen.

In dem hier angewandten Modell soll der Einfluss des enera Flexmarkts auf den Netzbetrieb untersucht werden. Kundenanlagen im Verteilnetz können daher am konventionellen Strommarkt und lokalen Flexibilitätsmarkt agieren. Der Verteilnetzbetreiber als Agent hat das Ziel, sein Netz sicher und zu minimalen Gesamtkosten zu betreiben. Analog zum enera Flexmarkt wird dieser im Modell nur bei einem drohenden Engpass durch den Netzbetreiber aktiviert. Dort können dann flexible Agenten ein beliebiges Maß an Flexibilität zu einem selbstbestimmten Preis anbieten. Der Netzbetreiber trifft dann die bestmögliche Auswahl aus den verfügbaren Angeboten zur Beseitigung der Engpässe.

Abbildung 6.2-5: Agentenmodell zur Simulation des Netzkundenverhaltens am überregionalen Strommarkt und lokalen Flexibilitätsmarkt



Quelle: FGH

In dem in Abbildung 6.2-5 dargestellten Modell sehen sich Agenten verschiedenen Entscheidungen gegenüber. Sie werden dabei von vielen Faktoren beeinflusst, wie z. B. der lokalen Netzsituation und dem Verhalten der anderen Agenten. Aufgrund der großen Komplexität dieses Modells musste ein neuer Lösungsansatz entwickelt werden, um dieses Problem überschaubar zu lösen. In enera wurde daher ein Ansatz aus dem Bereich des Reinforcement Learning für dieses Modell entwickelt und erprobt (Tran, Pfeifer, Krahl, & Moser, 2020). Dabei erlernen Agenten Strategien basierend auf ihren Entscheidungen.

Das entwickelte Modell wurde für ein Jahr an einem synthetischen Mittelspannungsnetz getestet. Hierfür dienten in Summe 9 Monate als Trainingszeitraum und 3 Monate als Testzeitraum. In der folgenden Tabelle 6.2-1 sind die im Mittelspannungsnetz vorliegenden Verbraucher und Erzeuger abgebildet:

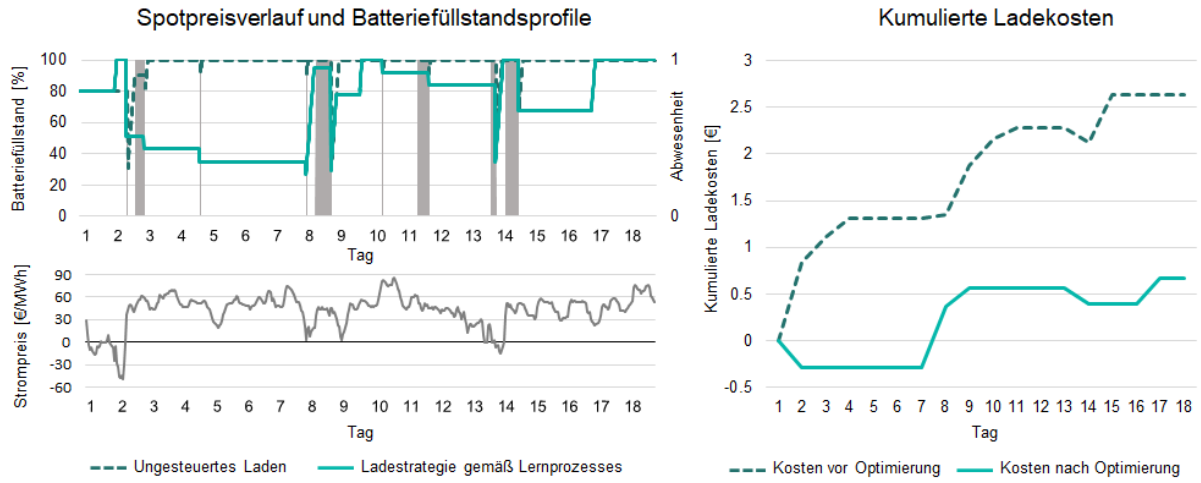
Tabelle 6.2-1: Charakteristika des betrachteten Mittelspannungsnetzes

Netznutzer	Leistung
Erzeuger	In Summe 67 MW
Verbraucher	In Summe 35 MW
Speicher	2 Speicher mit 10 MWh
Transformatorleistung	35 MW

Quelle: FGH

Zunächst soll anhand der Simulation des Spotmarkt-orientierten Verhaltens der Agenten die Funktionsweise des Verfahrens plausibilisiert werden. Dazu ist im Folgenden eine detaillierte Ergebnisdarstellung eines E-Mobilitätsagentens dargestellt. Ziel des Agentens ist das Erlernen einer kostenminimalen Ladestrategie, unter Berücksichtigung der Mobilitätsnutzung und Standzeiten des Fahrzeuges. Abbildung 6.2-6 zeigt den Spotmarktpreisverlauf, die Batteriefüllstandsprofile bei ungesteuertem Laden (dunkel gestrichelt) und bei optimierter Ladestrategie (hell) und die kumulierten Ladekosten. Graue Bereiche markieren die Nutzungszeit des Fahrzeuges. Die Ergebnisse zeigen, dass der Agent in der Lage ist, eine Strategie zu erlernen, um seine Ladekosten zu minimieren. Im ungesteuerten Fall wird das E-Fahrzeug nach jeder Nutzung sofort geladen. Bei der erlernten Ladestrategie werden Batteriereserven effizienter genutzt, um zu günstigen Spotmarktpreisen zu laden.

Abbildung 6.2-6: Spotpreisverlauf und Batteriefüllstandsprofile (links) und kumulierte Ladekosten (rechts)



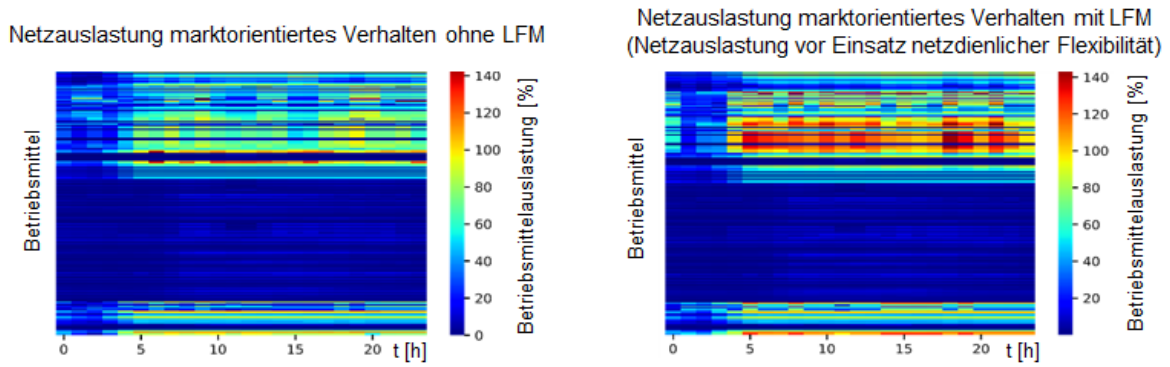
Quelle: FGH

Für die Untersuchung der Wechselwirkungen eines enera Flexmarktes und dem resultierenden Verhalten verschiedener Flexibilitätsanbieter wurde das Mittelspannungsnetz neben den flexiblen Speichern um weitere Flexibilitätsanbieter ergänzt. Dazu wurden jeweils 10 Netznutzer aus den Kategorien

Windenergieerzeugungsanlage, Industrie, Wärmepumpe und Elektromobilität mittels eines lernenden Agenten modelliert.

Abbildung 6.2-7 zeigt die Ergebnisse nach Abschluss des Lernprozesses der Agenten für einen ausgewählten Tag des Testzeitraumes. Die Abbildung zeigt links die Netzauslastung bei einem rein Spotmarkt-orientierten Verhalten der Agenten und rechts unter Berücksichtigung des lokalen enera Flexmarktes. Bei der Simulation der Agenten mit alleiniger Betrachtung des Spotmarktes ist an einigen Netzbetriebsmitteln eine erhöhte Auslastung – und im Einzelfall auch Überlastung – zu beobachten. Die Ergebnisse mit dem Flexmarkt zeigen im Vergleich punktuell signifikant höhere Netzauslastungen und Überlastungen auf. Es wird ersichtlich, dass die flexiblen Agenten lernen, die Netzauslastungen zu antizipieren. In Zeiten von drohenden Netzengpässen verstärken oder erzeugen sie diese mit ihrem Verhalten, um die Erlöse am enera Flexmarkt zu erhöhen. Aus Sicht der Agenten konnte somit eine Maximierung ihrer Belohnung erreicht werden. Die Darstellung beider Ergebnisse verdeutlicht, dass eine erhöhte Netzauslastung sich nicht allein über ein verändertes Verhalten der Flexibilitäten durch Spotmarktpreisanreize erklären lässt. Vielmehr kann in Wechselwirkungen mit exogenen Größen, wie z. B. bereits bestehender hoher Netzauslastung, der zeitlichen Liquidität am Flexmarkt und der lokalen Netzstruktur, das Verhalten der Flexibilitäten an einem Flexmarkt zu einer Verstärkung der Netzengpässe mittels Gaming führen.

Abbildung 6.2-7: Netzauslastung nach Lernprozess bei Vermarktungsmöglichkeit am Spotmarkt (links) und Netzauslastung nach Lernprozess bei Vermarktungsmöglichkeit am Spot- und Flexmarkt (rechts)



Quelle: FGH

Die Ergebnisse zeigen, dass das entwickelte Modell in der Lage ist, das zukünftige Netzkundenverhalten individuell und unter Berücksichtigung lokaler Netzstrukturcharakteristiken zu simulieren. Unter Voraussetzung geeigneter technischer und regulatorischer Rahmenbedingungen kann das verstärkt marktpreisorientierte Kundenverhalten zukünftig zu einer veränderten Netznutzung und durch Bieterstrategien – bei gleichbleibender Netzdimensionierung – zu vermehrten Engpässen und höheren Systemkosten führen.

Um strategisches Bieterverhalten bei der Umsetzung eines enera Flexmarktes zu vermeiden, kann das entwickelte Tool dazu genutzt werden, kritische Netzsituationen zu identifizieren. Mit dieser Erkenntnis können im Anschluss präventive Maßnahmen (z. B.

Netzausbau) geplant und umgesetzt werden. Das Tool kann zudem dazu beitragen, Anpassungen des Flexmarktdesigns und deren Wirksamkeit neu zu bewerten, und es bietet somit eine Möglichkeit, über regulatorische Änderungen gezielt Bieterverhalten zu unterbinden.

LITERATURVERZEICHNIS

Akiba, T., Sano, S., Yanase, T., Ohta, T., & Koyama, M. (August 2019). Optuna: A Next-generation Hpyerparameter Optimization Framwork. *Applied Data Science Track Paper*.

C. Pellinger, T. S. (2016). *Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030 -- Hauptbericht.* München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft eV (FfE).

Deutsche Industrienorm (DIN). (2011). *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen, DIN EN 50160.*

Deutscher Bundestag. (2009). *Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze.* Berlin.

Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN). (2017). *FNN Hinweis: Spitzenkappung - ein neuer planerischer Freiheitsgrad.*

Gils, H. C. (2015). Balancing of intermittent renewable power generation by demand response and thermal energy storage. Dissertation, Universität Stuttgart.

Heitkoetter, W., Medjroubi, W., Vogt, T., & Agert, C. (2020). Regionalised heat demand and power-to-heat capacities in Germany -- An open dataset for assessing renewable energy integration. *Applied Energy*(259).

Heitkoetter, W., Schyska, B., Schmidt, D., Medjroubi, W., Vogt, T., & Agert, C. (2020). Assessment of the regionalised demand response potential in Germany using an opensource tool and dataset. *Advances in Applied Energy*.

Kies, A., Schyska, B., & von Bremen, L. (2016). The demand side management potential to balance a highly renewable European power system. *Energies, 9(11)*.

Kleinhans, D. (2014). Towards a systematic characterization of the potential ofdemand side management. Von https://arxiv.org/abs/1401.4121 abgerufen

Klobasa, M. (2007). Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten. Dissertation, ETH Zürich.

Pfeifer, P., Tran, J., Berns, M., Krahl, S., & Moser, A. (2020). Modellierung robuster repräsentativer synthetischer Mittelspannungsnetze. *16. Symposium Energieinnovation, Graz*.

Pfeifer, P., Tran, J., Krahl, S., & Moser, A. (2020). Modelling of uncertainty for smart grid congestion management. *CIRED 2020 Berlin Workshop*.

Steurer, M. (2017). Analyse von Demand Side Integration im Hinblick auf eineeffiziente und umweltfreundliche Energieversorgung. Dissertation, Universität Stuttgart.

Tran, J., Pfeifer, P., Krahl, S., & Moser, A. (2020). A deep reinforcement learning approach for simulating the strategic bidding behavior of distributed flexibilities in smart markets. *CIRED Workshop.* Berlin.

Tran, J., Wirtz, C., Pfeifer, P., Wursthorn, D., Vennegeerts, H., & Moser, A. (2019). Modelling of synthetic power distribution system in consideration oft the local electricity supply task. *25th International Conference on Electricity Distribution, Madrid/Spain.*

6.3. Wechselwirkungen zwischen Verteil- und Übertragungsnetz

Die in enera entwickelten innovativen Lösungsansätze leisten einen Beitrag zu einem sicheren Netzbetrieb und der Integration erneuerbarer Energien. Zwar sind sie in erster Linie im Verteilnetz angesiedelt, dennoch entfalten sie einen Einfluss darüber hinaus auf das Übertragungsnetz. Denn durch einen aktiven Verteilnetzbetrieb und den Einsatz innovativer Netzbetriebsmittel verändert sich die herrschende Spannung am Umspannwerk zur höheren Netzebene. Es stellt sich somit die Frage, ob der Einfluss auf das Umspannwerk zu positiven oder negativen Effekten für das Übertragungsnetz führt.

Im konventionellen Stromsystem zeichneten sich Verteilnetze durch einen Bezug von Wirk- und Blindleistung aus dem Übertragungsnetz aus. Ihr Einfluss auf die Spannungshaltung im Übertragungsnetz konnte somit gut abgeschätzt werden. Durch den Ausbau erneuerbarer Energien und das Auftreten neuer Verbraucher ändert sich dies jedoch. Die vorrangig stabilisierende Wirkung von Verteilnetzen auf das Übertragungsnetz ist somit nicht mehr zwangsläufig gegeben. Sie wird sich jedoch nicht einfach umkehren. Dies hängt mit der wachsenden Verantwortung der Verteilnetzbetreiber zusammen. Sie tragen die Systemverantwortung im Rahmen der Verteilnetze und sollten daher eine Spannungshaltung in den Verteilnetzen gewährleisten (§§ 14 – 16a EnWG). Somit wird sich der Verteilnetzbetrieb zukünftig immer aktiver gestalten. Im Rahmen dessen kommen die innovativen Betriebsmittel und Betriebsweisen zum Einsatz, wie sie im Rahmen von enera entwickelt wurden.

Durch diesen aktiven Verteilnetzbetrieb ist für Übertragungsnetzbetreiber schwer vorhersehbar, welche Spannung am Transformator zwischen Übertragungs- und Verteilnetz herrschen wird. Es ist somit nicht unmittelbar klar, ob sich Übertragungsnetzbetreiber zukünftig auf negative oder positive Effekte an diesen Schnittstellen einstellen müssen. In diesem Kapitel widmen sich zwei Studien des IAEW und der FGH dieser Frage.

KERNAUSSAGEN

In der Studie des IAEW (Kapitel 6.3.1) wurde untersucht, welche Auswirkungen eine aktive Betriebsweise der Verteilnetze auf den Wirk- und Blindleistungsbezug von Verteilnetzen aus dem Übertragungsnetz hat. Durch den Einsatz spannungsregelnder Netzbetriebsmittel, wie bspw. regelbarer Transformatoren, können spannungsbedingte Engpässe durch

Maßnahmen im Verteilnetz behoben werden. Ein Rückgriff auf das Übertragungsnetz zur Spannungshaltung wird somit seltener und es ist unklar, wie sich die aktive Betriebsweise auf die Spannungshaltung im Übertragungsnetzbetrieb auswirkt. Die in enera durchgeführten Untersuchungen analysieren, wie sich aktive Verteilnetze während eines Störfalls im Übertragungsnetz, der zu einer plötzlichen Spannungsänderung führt, verhalten. Dabei wurde untersucht, inwiefern aktive Verteilnetze auch auf das Übertragungsnetz eine spannungsstabilisierende Wirkung haben können.

Hierfür wurden spannungs- (Q(U)) und wirkleistungsabhängige (Q(P)) Blindleistungsregelungen von EE-Anlagen und rONTs untersucht, die in einem aktiven Verteilnetzbetrieb zum Einsatz kommen können. Bei einem simulierten Störfall im Übertragungsnetz zeigte sich, dass sich insbesondere durch eine Q(U)-Regelung der EE-Anlagen in allen betrachteten Szenarien ein spannungsstabilisierender Effekt im Übertragungsnetz realisieren lässt.

Darüber hinaus haben die Untersuchungen gezeigt, dass in einigen betrachteten Szenarien bei einer Q(P)-Regelung im Vergleich zu einer Q(U)-Regelung automatisch stufbare Netzkuppeltransformatoren häufiger stufen. Dadurch kommt es zu einer Entkopplung der Knotenspannungen im Verteil- und Übertragungsnetz. Die spannungsstabilisierende Wirkung von Verteilnetzen auf das Übertragungsnetz reduziert sich folglich. Dieser Effekt zeigt sich insbesondere in windgeprägten Netzregionen.

Welche Effekte die enera Lösung in unterschiedlichen Verteilnetztypen auf das Übertragungsnetz entfaltet, wurde in enera durch die FGH untersucht. Im Rahmen dieser Untersuchung wurden unterschiedliche repräsentative Verteilnetztypen erstellt. Diese bilden stellvertretend die Bandbreite der verschiedenen Verteilnetztypen in Deutschland ab. Darunter unterscheiden sich die Netztypen besonders in Hinblick auf die Last- und Einspeisesituation. Diese können somit unterschiedliche Bedarfe für Anpassungsmaßnahmen aufweisen. Besonders in ländlichen Netzen mit hoher EE-Leistung sind oft mehr Maßnahmen notwendig als in städtischen Netzen mit einem hohen Verbrauch.

Für die unterschiedlichen Verteilnetztypen wurde anschließend mit Hilfe des ebenso in enera entwickelten Softwaretools (Kapitel 6.2) der Netzbetrieb simuliert. Die durchgeführte Untersuchung der Auswirkung deutschlandweit aktiver Verteilnetze auf das Übertragungsnetz zeigt, dass der Einfluss sich insbesondere durch eine Änderung der vertikalen Last zeigt. Diese wird zum großen Teil durch Maßnahmen zur Behebung von erzeugungsseitigen Engpässen verursacht. Die veränderten vertikalen Lasten können durch eine höhere Unsicherheit – z. B. aufgrund längerer Prognosehorizonte in der Betriebsplanung der Verteilnetze – verschärft werden.

Wie die technischen Analysen zeigen, kann der aktive Verteilnetzbetrieb zu einer Beeinflussung der höheren Netzebenen führen. Damit ergibt sich aus regulatorischer Sicht die Notwendigkeit, die Koordination des Netzbetriebs über die verschiedenen Netzebenen hinweg sicherzustellen. Wie die Analysen in AP8 in enera gezeigt haben, reicht für diese Koordination nicht nur der reine Informationsaustausch zwischen den Netzbetreibern aus, vielmehr bedarf es auch einer Abstimmung der Anreize der Netzbetreiber. Hier setzt die

regulatorische Handlungsempfehlung 8.3.2 „Cost-Sharing-Mechanismen in der Netzbetreiberkoordination für die Lösung von Anreizproblemen“ an.

6.3.1. Auswirkungen von Spannungsregelungen im Verteilnetz auf die Spannungshaltung im Übertragungsnetz

IAEW DER RWTH AACHEN UNIVERSITY

Die Integration von Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien (EE-Anlagen) führt in den Verteilnetzebenen zunehmend zu lokalen Spannungserhöhungen. Damit ein sicherer Netzbetrieb hierdurch nicht gefährdet wird, kommen zunehmend Netzbetriebsmittel zum Einsatz, die diese Spannungserhöhung kompensieren. Zu diesen Betriebsmitteln gehören unter anderem EE-Anlagen, die Blindleistung bereitstellen, oder automatisch stufbare Transformatoren, wie regelbare Ortsnetztransformatoren, die das nutzbare Spannungsband im Netz erweitern. In der enera Modellregion wurden diese beiden Optionen im aktiven Verteilnetzbetrieb erfolgreich erprobt (siehe Kapitel 6).

Bisher konnten der Einfluss der Verteilnetzebenen auf die Spannungshaltung im Übertragungsnetz relativ einfach abgeschätzt werden. Das spannungsabhängige Verhalten der Verteilnetzebenen wurde lediglich von dem Verhalten der angeschlossenen Verbraucher beeinflusst, für die häufig ein spannungsunabhängiger Leistungsbezug als Worst-Case-Abschätzung angenommen wurde. Durch den Zubau der spannungsregelnden Netzbetriebsmittel in den Verteilnetzebenen weisen diese jedoch ein zunehmend spannungsabhängiges Verhalten auf. Das bedeutet, der Wirk- und Blindleistungsbezug des Verteilnetzes aus dem Übertragungsnetz ändert sich in Abhängigkeit der Spannung am Netzverknüpfungspunkt. Inwieweit dieses veränderte Verhalten der Verteilnetze die Spannungshaltung im Übertragungsnetz beeinflusst, wurde im Rahmen des enera Projektes simulativ untersucht. Dabei liegt der Fokus der durchgeführten Untersuchungen auf dem Einfluss der Verteilnetze in Störfällen, die zu einer plötzlichen Spannungsänderung im Übertragungsnetz führen. Die in enera durchgeführten Untersuchungen analysieren, ob aktive Verteilnetze, wie sie in enera erprobt wurden, das Übertragungsnetz stabilisieren können oder ob zusätzliche Maßnahmen ergriffen werden müssen, um eine destabilisierende Wirkung der Verteilnetze zu reduzieren.

Das spannungsabhängige Verhalten der Verteilnetze hängt von verschiedenen Einflussfaktoren ab, die die Übertragbarkeit der in einer Region gewonnen Erkenntnisse auf eine andere Region beeinflussen:

1. Im Verteilnetz angeschlossene spannungsregelnde bzw. blindleistungsregelnde Netzbetriebsmittel:
   Neben automatisch stufbaren Transformatoren werden in den Verteilnetzebenen insbesondere die Wechselrichter von EE-Anlagen zur Blindleistungsbereitstellung bzw. Spannungsregelung eingesetzt. Somit beeinflusst die Anzahl an EE-Anlagen, die in einem Verteilnetz angeschlossen sind, direkt die Anzahl im Verteilnetz angeschlossener spannungsregelnder Netzbetriebsmittel. Folglich ist zu untersuchen, inwieweit sich die Ergebnisse von Verteilnetzen mit einer unterschiedlichen EE-Durchdringung unterscheiden.

2. Blindleistungsregelung von EE-Anlagen:
   Es haben sich verschiedene Regelverfahren etabliert, die eine netzstützende Blindleistungsregelung von EE-Anlagen sicherstellen sollen. Diese umfassen eine spannungsabhängige sowie eine wirkleistungsabhängige Blindleistungsbereitstellung. Verteilnetzbetreiber können beim Anschluss der EE-Anlagen das Regelungsverfahren vorgeben, nach dem die EE-Anlagen ihre Blindleistungsbereitstellung anpassen sollen. Es ist folglich zu untersuchen, inwieweit die gewählten Regelungsverfahren die Ergebnisse und somit die Übertragbarkeit der Erkenntnisse beeinflussen. Durch die Betrachtung unterschiedlicher Regelungsverfahren lässt sich außerdem ableiten, welche Regelungsverfahren aus Sicht des Übertragungsnetzes ein netzdienlicheres Verhalten aufweisen.

3. Die elektrische Distanz der spannungsregelnden Netzbetriebsmittel zum Netzverknüpfungspunkt:
   Die Wirkung einer spannungsregelnden Maßnahme nimmt mit steigender elektrischer Distanz ab. Umso niedriger die Anschlussebene der spannungsregelnden Netzbetriebsmittel ist, desto höher ist die elektrische Distanz zum Übertragungsnetz. Bei EE-Anlagen bestimmt meist die Anlagengröße die Anschlussebene der Anlage, weshalb PV-Anlagen meist in der NS- und MS-Ebene und Windenergieanlagen meist in der MS- und HS-Ebene angeschlossen werden. Folglich ist fraglich, inwieweit die Ergebnisse windgeprägter Verteilnetze (wie die enera Modellregion) auf PV-geprägte Verteilnetze übertragbar sind.

Im Rahmen von enera wurde untersucht, wie sehr die einzelnen Faktoren das spannungsabhängige Verhalten der Verteilnetze beeinflussen und welche Verteilnetze aus Sicht des Übertragungsnetzes ein stabilisierendes Verhalten aufweisen.

METHODISCHES VORGEHEN

Um die Auswirkungen von spannungsregelnden Netzbetriebsmitteln im Verteilnetz auf das Übertragungsnetz zu untersuchen, wurde am Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft der RWTH Aachen (IAEW) ein Simulationsverfahren entwickelt, welches die dynamischen Regelungsvorgänge im Zeitbereich von wenigen Sekunden bis zu mehreren Minuten im Verteil- und Übertragungsnetz abbilden kann. Zu diesen dynamischen Vorgängen zählen das spannungsabhängige Verhalten von Verbrauchern, Spannungsregelungen von EE-Anlagen und konventionellen Kraftwerken, Transformatorstufungen, Schaltvorgänge von Kompensationsanlagen sowie spannungsbedingte Netztrennungen von EE-Anlagen. Diese Vorgänge müssen modelliert werden, da sie das spannungsabhängige Verhalten der Verteilnetze sowie des Übertragungsnetzes beeinflussen und wesentliche Auswirkungen auf die Spannungshaltung im Übertragungsnetz haben.

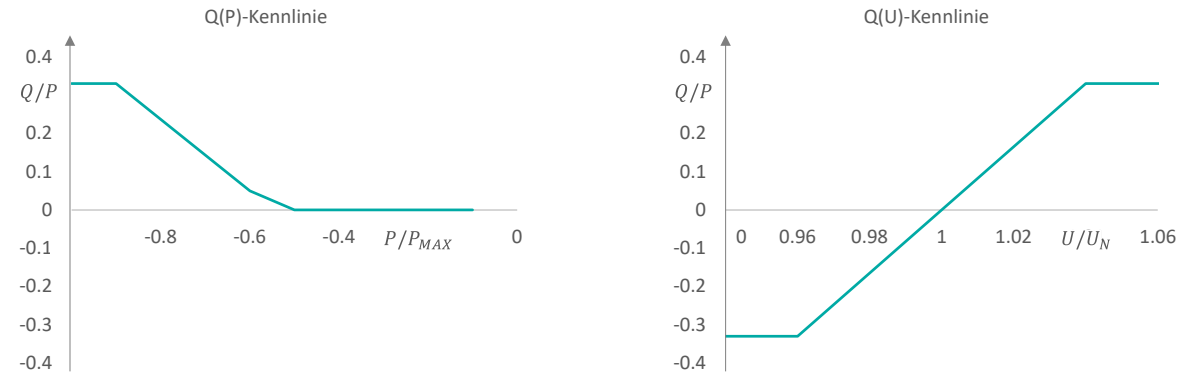
Zu den relevanten spannungs- und blindleistungsregelnden Betriebsmitteln in den Verteilnetzebenen gehören die Blindleistungsregelung von EE-Anlagen sowie automatisch stufbare Netzkuppeltransformatoren, bspw. ein rONT, deren Wirksamkeit im Rahmen des enera Projektes in Feldtests und simulativen Untersuchungen aufgezeigt wurde (siehe

Kapitel 6.1.1). Das modellierte Regelungsverhalten dieser Komponenten wird im Folgenden erläutert.

SPANNUNGSREGELUNG VON EE-ANLAGEN

Erneuerbare Erzeugungsanlagen sind über Wechselrichter an das elektrische Netz angeschlossen. Diese Wechselrichter ermöglichen es, dass EE-Anlagen weitestgehend unabhängig von ihrer aktuellen Wirkleistungseinspeisung Blindleistung bereitstellen können. Das Blindleistungspotenzial der EE-Anlagen ist hierbei nur durch die thermischen Belastungsgrenzen der Wechselrichter begrenzt. Bisher wurde die Blindleistungseinspeisung von EE-Anlagen insbesondere genutzt, um von der Wirkleistungseinspeisung der EE-Anlage hervorgerufenen Spannungserhöhungen entgegenzuwirken. Das heißt bei einer hohen Wirkleistungseinspeisung der EE-Anlage, die zu einer lokalen Spannungserhöhung führt, sollte die EE-Anlage spannungssenkende Blindleistung einspeisen. Für ein solches Blindleistungsregelungskonzept eignet sich die Regelung auf einen festen Leistungsfaktor oder eine wirkleistungsabhängige Blindleistungsregelung. Bisher wurde bei EE-Anlagen in der NS- und MS-Ebene meist auf einen festen Leistungsfaktor von cosφ=0.95 geregelt. Die neuen Anschlussbedingungen geben als Alternative auch eine Q(P)-Kennlinie zur Blindleistungsregelung an, wie sie in Abbildung 6.3-1 dargestellt ist. Diese Blindleistungsregelungskonzepte führen jedoch insbesondere in Verteilnetzen mit einer hohen EE-Durchdringung zu hohen Blindleistungsflüssen, weshalb zunehmend auch eine spannungsabhängige Blindleistungsregelung, wie die in Abbildung 6.3-1 dargestellte Q(U)-Kennlinie, empfohlen wird. Wechselrichter können innerhalb mehrerer Millisekunden einen vorgegebenen Sollwert anfahren. Um jedoch unerwünschte Wechselwirkungen zu vermeiden, werden meist Verzögerungszeiten von 10 Sekunden oder mehr bei der Blindleistungsregelung von EE-Anlagen berücksichtigt. [1]

Abbildung 6.3-1: Q(P)-Kennlinie (rechts) und Q(U)-Kennlinie (links) nach VDE-AR-N 4110



Quelle: IAEW

[1] VDE–AR-N 4110 (VDE-AR-N 4110) Anwendungsregel: 2018-11, Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung). VDE. Ausgabe: 2018-11

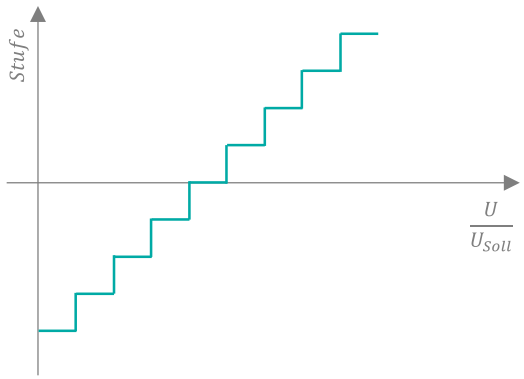
AUTOMATISCH STUFBARE NETZKUPPELTRANSFORMATOREN

Durch automatisch stufbare Netzkuppeltransformatoren, wie beispielsweise rONT, können die Knotenspannungen zweier Netzebenen weitestgehend entkoppelt voneinander

geregelt werden. Durch die Entkopplung der Spannungsebenen kann verhindert werden, dass sich Spannungsbandverletzungen über mehrere Spannungsebenen ausbreiten bzw. sich sogar verstärken. Automatisch stufbare Netzkuppeltransformatoren verändern hierfür abhängig von der Spannung am Netzverknüpfungspunkt ihr Übersetzungsverhältnis, so dass die unterseitige Spannung des Transformators immer auf den vorgegebenen Sollwert geregelt wird. Aufgrund der diskreten Stufungsstellung der Transformatoren berücksichtigt die Transformatorregelung dabei eine, wie in Abbildung 6.3-2 dargestellte, treppenförmige Regelungskennlinie. Um die Anzahl der Stufungsvorgänge und mögliche Wechselwirkungen mit spannungsregelnden Betriebsmitteln zu reduzieren, berücksichtigen Transformatorregelungen meist Tot- und Verzögerungszeiten im Bereich von mehreren Sekunden. Das bedeutet, dass eine Spannungsbandverletzung erst mehrere Sekunden am spannungsgeregelten Knoten anliegen muss, bevor der Transformator gestuft wird.

Durch die Stufung des Netzkuppeltransformators ändert sich darüber hinaus der Wirk- und Blindleistungsbezug der unterlagerten Netzebene, wodurch die Spannung in den überlagerten Netzebenen beeinflusst wird.

Abbildung 6.3-2: Regelungskennlinie eines automatisch stufbaren Transformators



Quelle: IAEW

UNTERSUCHUNGSRAHMEN

Da dynamische Simulationsverfahren mit einem hohen Rechenaufwand verbunden sind, kann nicht das gesamte deutsche Übertragungs- und Verteilnetz geschlossen simuliert werden. Um die Auswirkungen spannungsabhängiger Verteilnetze auf das Übertragungsnetz untersuchen zu können, wird das gesamte deutsche Übertragungsnetz und jeweils ein 110-kV-Netzgebiet betrachtet. Darüber hinaus werden erzeugungsstarke Mittelspannungsnetze durch repräsentative MS-Netzmodelle detailliert abgebildet, um auch die Einflüsse von spannungsregelnden Netzbetriebsmitteln in der Mittelspannungsebene zu berücksichtigen. Die unterlagerten NS-Netze werden aggregiert abgebildet. Diese Netzmodelle werden jeweils für eine vorgegebene Last-/Einspeisesituation für einen Zeitraum von 5 Minuten dynamisch simuliert. Nach wenigen Sekunden wird ein kontinuierlicher Anstieg des Blindleistungsbezugs einer Last simuliert (Störung), welche direkt ans Übertragungsnetz angeschlossen ist. Durch diesen Anstieg des Blindleistungsbezugs steigt die Spannung am entsprechenden Übertragungsknoten entsprechend an. Alle relevanten Regelungsvorgänge im Verteil- und Übertragungsnetz,

welche durch den Störfall angeregt wurden, sollten innerhalb der simulierten 4 Minuten nach dem Störfall abgeklungen sein.

In den einzelnen simulativen Untersuchungen sollen die Auswirkungen zunehmend spannungsabhängiger Verteilnetze auf das Übertragungsnetz untersucht werden. Als erste Vergleichsrechnung wird daher zunächst das Übertragungsnetz mit weitestgehend spannungsunabhängigen unterlagerten Verteilnetzen simuliert. In dieser Vergleichsrechnung werden alle spannungs- bzw. blindleistungsregelnden Netzbetriebsmittel in den Verteilnetzebenen vernachlässigt.

Diese werden in allen darauffolgenden Sensitivitätsuntersuchungen explizit abgebildet, dabei werden jedoch die oben genannten Einflussfaktoren variiert und mit einander kombiniert.

Zunächst werden zwei verschiedene Szenarien betrachtet, die sich hinsichtlich ihrer EE-Durchdringung unterschieden. Es wird ein Szenario mit einer EE-Durchdringung von 74 % und ein Szenario mit einer EE-Durchdringung von 82 % simuliert, das entspricht dem Enera Worst Case Szenario für die Stützjahre 2030 und 2040. Durch diese Sensitivitätsrechnung kann folglich untersucht werden, inwieweit die Erkenntnisse für Verteilnetze aus dem Jahr 2030 auch auf zukünftige Verteilnetze übertragbar sind. Die Anlehnung der Untersuchung an das Worst Case Szenario soll zeigen, welcher minimale Effekte in Zukunft zu erwarten wäre.

Darüber hinaus wird in den Sensitivitätsuntersuchungen der Einfluss der Blindleistungsregelungen der EE-Anlagen auf das Übertragungsnetz untersucht. Dafür wird die dynamische Simulation jedes Verteilnetzes jeweils mit einer Q(P)-Kennlinienregelung und einer Q(U)-Kennlinienregelung der EE-Anlagen durchgeführt.

Außerdem wird jeweils ein PV-geprägtes sowie ein Wind-geprägtes 110-kV-Netz simuliert, um zu untersuchen, inwieweit diese Verteilnetze hinsichtlich ihres spannungsabhängigen Verhaltens vergleichbar sind.

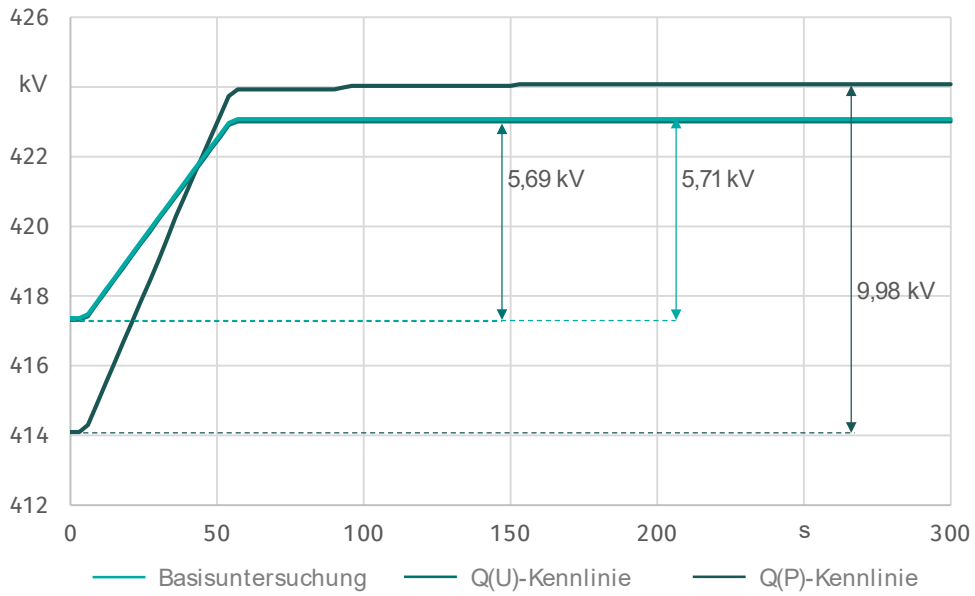
UNTERSUCHUNGSERGEBNISSE

WINDGEPRÄGTES NETZ - 74% EE SZENARIO

Abbildung 6.3-3 zeigt den Spannungsverlauf am Anschlussknoten der Last, deren Blindleistungsbezug kontinuierlich erhöht wird (Störungsort). Innerhalb der ersten Minute steigt die Spannung um ca. 5 kV an. Eine Q(U)-Regelung in den Verteilnetzebenen beeinflusst den Spannungsverlauf am Anschlussknoten im Vergleich zur Basisuntersuchung nur geringfügig. Im Gegensatz dazu zeigt sich jedoch, dass eine Q(P)-Regelung in den Verteilnetzebenen den störungsbedingten Spannungsanstieg verstärkt. Dies ist jedoch im Wesentlichen auf die automatische Stufung der Netzkuppeltransformatoren zwischen HS- und MS-Ebene zurückzuführen, die bei einem Spannungsanstieg im Übertragungsnetz so stufen, dass die Spannung in der MS-Ebene möglichst auf dem gleichen Spannungsniveau gehalten wird. Bei einer Q(U)-Regelung der EE-Anlagen wirkt bereits die spannungsabhängige Blindleistungsregelung der EE-Anlagen einem Spannungsanstieg in den unterlagerten Netzebenen entgegen, so dass insgesamt weniger automatisch stufbare Netzkuppeltransformatoren gestuft werden.

Sowohl eine Q(P)- als auch eine Q(U)-Kennlinienregelung der EE-Anlagen sind in Kombination mit automatisch stufbaren Netzkuppeltransformatoren geeignet, um in den Verteilnetzebenen spannungsbedingte Engpässe zu beheben und Spannungssprünge abzufangen. Während eine Q(U)-Regelung in den Verteilnetzebenen sogar auch im Übertragungsnetz den Spannungsanstieg leicht reduzieren kann, führt eine Q(P)-Regelung bzw. die resultierende Stufung der Netzkuppeltransformatoren zu einem verstärkten Spannungsanstieg im Übertragungsnetz.

Abbildung 6.3-3: Spannungsverlauf am Fehlerort für Untersuchungsszenario 1

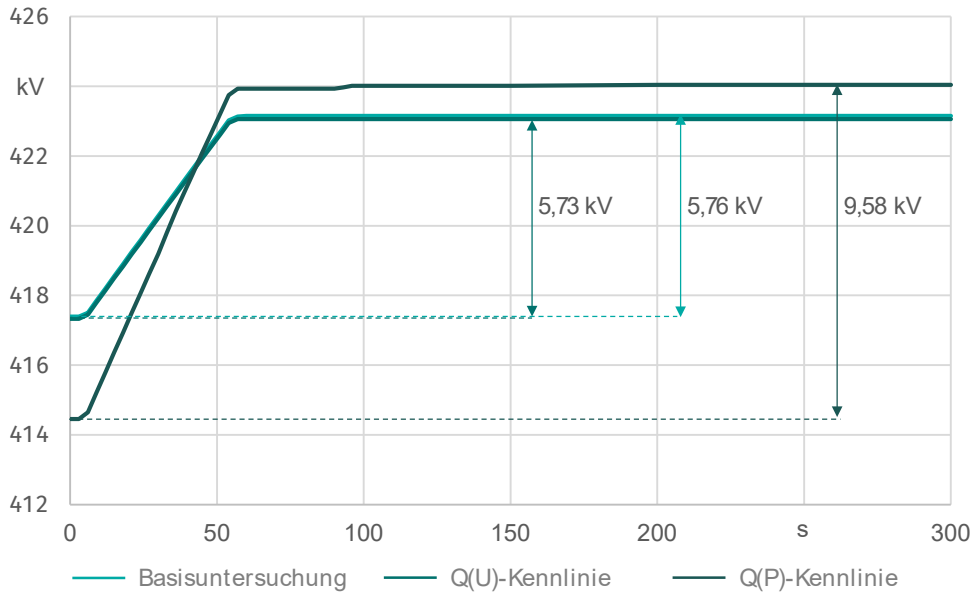


Quelle: IAEW

UNTERSUCHUNG 2: WINDGEPRÄGTES NETZ - 82% EE SZENARIO

Dieses Untersuchungsszenario unterscheidet sich von Untersuchungsszenario 1 lediglich durch die erhöhte Durchdringung von EE-Anlagen. Durch die erhöhte EE-Durchdringung und die damit einhergehende geringere Anzahl konventioneller Kraftwerke ist der Spannungsanstieg in Folge des Störfalls in der Basisuntersuchung leicht höher als in dem Szenario mit geringerer EE-Durchdringung. Die in Untersuchung 1 auftretenden Effekte zeigen sich jedoch auch in diesem Untersuchungsszenario. Bei einer erhöhten EE-Durchdringung kann eine Q(U)-Regelung den Spannungsanstieg im Übertragungsnetz im Vergleich zur Basisuntersuchung etwas weiter reduzieren als bei geringerer EE-Durchdringung. Dies ist in Abbildung 6.3-4 zu sehen, in der der Spannungsverlauf am Störungsort abgebildet ist. Auch in diesem Szenario führt eine Q(P)-Regelung in den Verteilnetzebenen zu einem verstärkten Stufen der Netzkuppeltransformatoren, wodurch wiederum der störungsbedingte Spannungsanstieg im Übertragungsnetz verstärkt wird. Insgesamt reduziert sich in diesem Szenario aber auch bei einer Q(P)-Regelung der EE-Anlagen der Spannungsanstieg im Übertragungsnetz verglichen zu dem Szenario mit geringerer EE-Durchdringung.

Abbildung 6.3-4: Spannungsverlauf am Fehlerort für Untersuchungsszenario 2



Quelle: IAEW

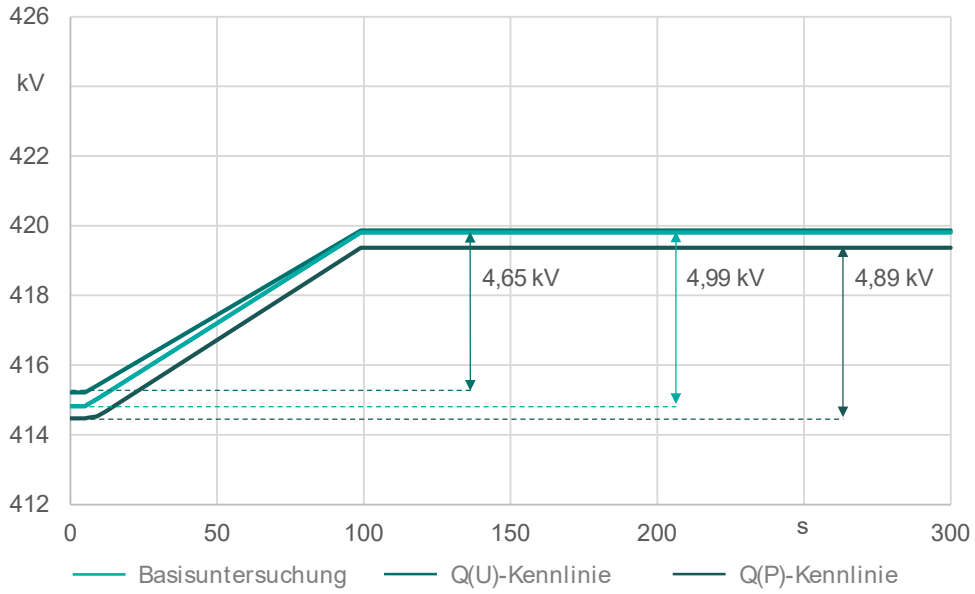
UNTERSUCHUNG 3: PV-GEPRÄGTES NETZ - 74% EE SZENARIO

In dieser Untersuchung wird ein unterlagertes PV-geprägtes HS-Netz detailliert modelliert. Im Gegensatz zu dem in Untersuchung 1 und 2 betrachteten Netzgebiet zeigt sich in diesem Netzgebiet bereits ein stärkerer Einfluss einer Q(U)-Regelung auf die Spannung am Störungsort im Normalbetrieb, wie Abbildung 6.3-5 zeigt. Bei einer Q(U)-Regelung der EE-Anlagen in den unterlagerten Netzebenen liegt die Spannung am Fehlerort ca. 0.5 kV über der Spannung am Fehlerort im Basisfall. Der erhöhte Blindleistungsbezug der Last lässt die Spannung am Störungsort in der Basisuntersuchung und im Falle einer Q(U)-Regelung in etwa auf den gleichen Wert ansteigen. Der absolute Spannungsanstieg ist im Falle einer Q(U)-Regelung folglich, wie auch in Untersuchung 1 und 2, etwas geringer. In dem PV-geprägten Netzgebiet führt auch eine Q(P)-Regelung der EE-Anlagen im Vergleich zur Basisuntersuchung zu einem geringeren störungsbedingten Spannungsanstieg im Übertragungsnetz. Darüber hinaus werden in dem PV-geprägten Netzgebiet sowohl bei einer Q(U)-Regelung als auch bei einer Q(P)-Regelung der EE-Anlagen insbesondere automatisch stufbare Netzkuppeltransformatoren, die die MS- und NS-Ebene koppeln, gestuft. Hingegen werden im windgeprägten Netzgebiet (Untersuchung 1 und 2) insbesondere automatisch stufbare Netzkuppeltransformatoren zwischen der HS- und MS-Ebene in Folge der Störung gestuft. Durch den Vergleich der Untersuchungsergebnisse zeigt sich, dass die automatische Stufung der Transformatoren zwischen der MS- und NS-Ebene einen geringeren Einfluss auf die spannungsstützende Wirkung der unterlagerten Netzebenen hat als die automatische Stufung der Netzkuppeltransformatoren zwischen HS- und MS-Ebene.

Auch in PV-geprägten Netzen eignet sich sowohl eine Q(U)-Regelung von EE-Anlagen als auch eine Q(P)-Regelung der EE-Anlagen in Kombination mit automatisch stufbaren

Netzkuppeltransformatoren zur Behebung spannungsbedingter Netzengpässe in den Verteilnetzebenen.

Abbildung 6.3-5: Spannungsverlauf am Fehlerort für Untersuchungsszenario 3

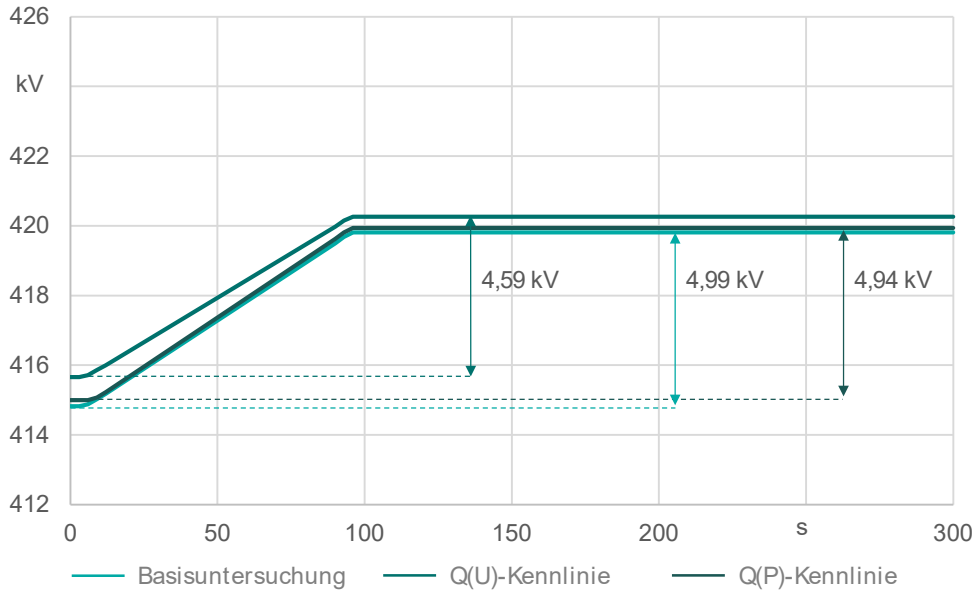


Quelle: IAEW

UNTERSUCHUNG 4: PV-GEPRÄGTES NETZ - 82% EE SZENARIO

In diesem Untersuchungsszenario wird die EE-Durchdringung für das in Untersuchungsszenario 3 betrachtete Netz erhöht. Wie auch im windgeprägten Netzgebiet kann eine Q(U)-Regelung der EE-Anlagen in einem Szenario mit höherer EE-Durchdringung einem Spannungsanstieg im Übertragungsnetz besser entgegenwirken als in einem Szenario mit geringerer EE-Durchdringung. Im Gegensatz hierzu nimmt der störungsbedingte Spannungsanstieg im Übertragungsnetz bei Verwendung einer Q(P)-Regelung der EE-Anlagen bei einer erhöhten EE-Durchdringung leicht zu. Der Spannungsanstieg am Störungsort ist aber weiterhin geringer als der Spannungsanstieg in der Basisuntersuchung, wie Abbildung 6.3-6 zeigt.

Abbildung 6.3-6: Spannungsverlauf am Fehlerort für Untersuchungsszenario 4



Quelle: IAEW

FAZIT

Spannungs- und wirkleistungsabhängige Blindleistungsregelungen von EE-Anlagen sowie automatisch stufbare Netzkuppeltransformatoren eignen sich sowohl im Normalbetrieb als auch nach einem Störfall im Übertragungsnetz zur Behebung spannungsbedingter Engpässe in den Verteilnetzebenen. Während in den Basisuntersuchungen, in denen keine aktive Spannungshaltung in den Verteilnetzebenen unterstellt wird, durchaus spannungsbedingte Netzengpässe in den Verteilnetzebenen in Folge des Störfalls auftreten, können diese in den beiden Ausgestaltungsvarianten eines aktiven Verteilnetzbetriebs engpassfrei betrieben werden.

Dabei lassen sich für die betrachteten Netzgebiete die folgenden Beobachtungen festhalten. Eine Q(U)-Regelung der EE-Anlagen kann die Anzahl automatischer Stufungsvorgänge von Netzkuppeltransformatoren reduzieren, wodurch die unterlagerten Netzebenen den störungsbedingten Spannungsanstieg im Übertragungsnetz reduzieren können. Dieser Effekt zeigt sich sowohl in dem Wind- als auch in dem PV-geprägten Netzgebiet, die in den durchgeführten Untersuchungen betrachtet wurden. Eine höhere EE-Durchdringung führt in den durchgeführten Untersuchungen dazu, dass eine Q(U)-Regelung der EE-Anlagen einem störungsbedingten Spannungsanstieg besser entgegenwirken kann. Die Anwendung einer Q(P)-Regelung führt jedoch in dem windgeprägten Netzgebiet, in dem die EE-Anlagen tendenziell eine kürzere elektrische Distanz zum Übertragungsnetz und damit auch zum Störungsort aufweisen, zu einem erhöhten Spannungsanstieg am Störungsort. Dies ist jedoch insbesondere auf die, durch den Störfall ausgelösten, automatischen Stufungsvorgänge der Netzkuppeltransformatoren zwischen HS- und MS-Ebene zurückzuführen. Auch bei Annahme einer Q(P)-Regelung reduziert sich der störungsbedingte Spannungsanstieg im Übertragungsnetz bei einer erhöhten EE-Durchdringung. In dem PV-geprägten Netzgebiet führt auch eine Q(P)-Regelung der EE-

Anlagen im Vergleich zur Basisuntersuchung zu einem geringeren störungsbedingten Spannungsanstieg im Übertragungsnetz.

Während eine Q(U)-Regelung einen störungsbedingten Spannungsanstieg im Übertragungsnetz in allen betrachteten Untersuchungsszenarien reduzieren kann, lässt sich bei einer Q(P)-Regelung keine für alle betrachteten Szenarien gültige Aussage treffen. Das spannungsunabhängige Verhalten der Blindleistungsregelung führt dazu, dass in Folge von Störungen vermehrt automatische Stufungsvorgänge von Netzkuppeltransformatoren angeregt werden, um die Spannung in den Verteilnetzen innerhalb der zulässigen Grenzwerte zu halten. Im windgeprägten Netzgebiet erhöht dies den Spannungsanstieg im Übertragungsnetz, während im PV-geprägten Netzgebiet der störungsbedingte Spannungsanstieg im Übertragungsnetz reduziert werden kann.

6.3.2. Wirkung eines aktiven Netzbetriebes auf Verteilnetze in ganz Deutschland

FGH

Die deutschen Verteilnetze und ihre Versorgungsaufgabe unterscheiden sich stark voneinander. Lastintensiven dicht besiedelten Regionen stehen seit jeher ländliche Regionen mit schwacher Stromnachfrage gegenüber. Vor allem in ländlichen Regionen ist jedoch eine deutliche Zunahme installierter Leistung von Photovoltaik- und Windenergieanlagen zu verzeichnen. Auch ist zukünftig mit einer zunehmenden Stromnachfrage durch neue Verbraucher im Wärme- und Verkehrssektor zu rechnen. Um eine übergreifende Bewertung der im Rahmen von enera entwickelten konzeptionellen und technischen Lösungen zu ermöglichen, sind über die Modellregion hinausgehende Studien erforderlich. Diese können die entwickelten Lösungen auf ein gesamtdeutsches System übertragen und dabei die regionalen Besonderheiten mitberücksichtigen.

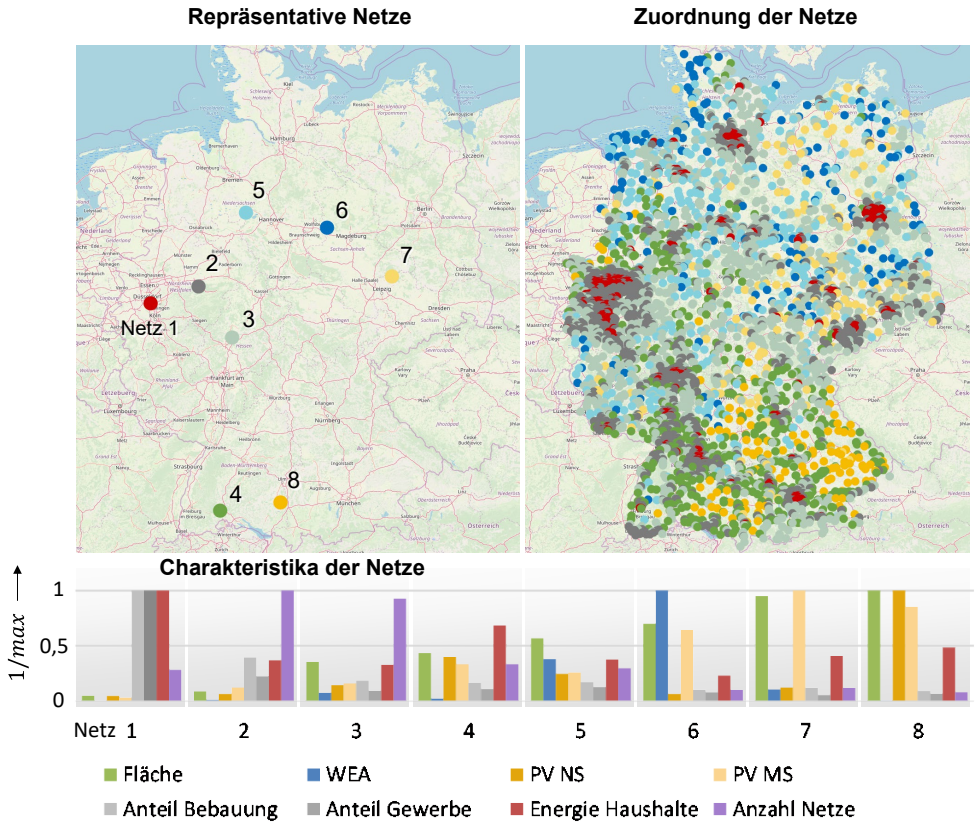
Für diese übergreifenden Untersuchungen sind Netzmodelle notwendig, die neben der Netztopologie auch die Kundenstruktur sowie deren Verhalten abbilden. Durch einen Beitrag der FGH wurden deshalb auf Basis der enera Szenarien des Öko-Instituts, siehe Kapitel 3, repräsentative Verteilnetze erstellt. Die Netze unterscheiden sich hierbei regional und in Abhängigkeit des betrachteten Szenarios. Im Rahmen der hier durchgeführten Systemstudie wurden diese Netzmodelle in Verbindung mit der von der FGH entwickelten Netzbetriebssimulation (siehe Kapitel 6.2) eingesetzt.

ERSTELLUNG REPRÄSENTATIVER VERTEILNETZMODELLE

Daten zur Topologie deutscher Verteilnetze sind Betriebsgeheimnisse der Netzbetreiber. Deshalb sind sie nicht umfassend öffentlich zugänglich. Auch durch den Fokus der Studie auf die Jahre 2030 und 2050 ist eine Verwendung heutiger Netzdaten nicht zielführend. Ein geeigneter Ansatz ist es deshalb, Verteilnetze synthetisch zu erzeugen. Dabei kann die Vielfältigkeit der Netze und ihre Entwicklung berücksichtigt werden. Hierzu wurde ein Modell entwickelt, um regional aufgeschlüsselte Netze zu erstellen. Grundlage dafür sind öffentlich verfügbare Datensätze und Register. Diese Daten lassen sich in Abhängigkeit des betrachteten Szenarios regionalspezifisch anpassen bzw. vorgeben. Um eine realistische lokale Aufschlüsselung zu ermöglichen, werden öffentlich verfügbare Strukturdaten

ausgewertet. Unter Anwendung eines angepassten Tourenplanungsalgorithmus wird letztendlich die Netzstruktur aufgebaut (Tran, et al., 2019).

Abbildung 6.3-7: Oben links: Repräsentative Netze der Cluster, oben rechts: Zuordnung der Netze zu den Clustern, unten: Charakteristika der repräsentativen Netze



Quelle: FGH, Quelle der Karten: Openstreetmap.org

Typische Untersuchungen zukünftiger Netze verwenden oft wenige nicht repräsentative Netztypen (städtisch, ländlich usw.). Aufgrund der großen Unterschiede zwischen den deutschen Verteilnetzen lassen sich so jedoch nur begrenzt allgemeingültige Aussagen ableiten. Um sich der tatsächlichen Versorgungs- und Netzstruktur heutiger Netze anzunähern, wurde daher eine Clusteranalyse durchgeführt. Dazu wurden repräsentative Netzregionen abgeleitet, auf deren Basis dann in einem zweiten Schritt synthetische Netzmodelle erstellt wurden. Dazu wurden öffentlich verfügbare Daten für alle deutschen 4.500 Netzgebiete als Merkmale definiert. Die betrachteten Merkmale umfassen:

- Fläche des Netzgebietes
- Anteil an Bebauung und Gewerbe
- installierte Leistung von Windenergieanlagen und Photovoltaikanlagen nach Spannungsebene

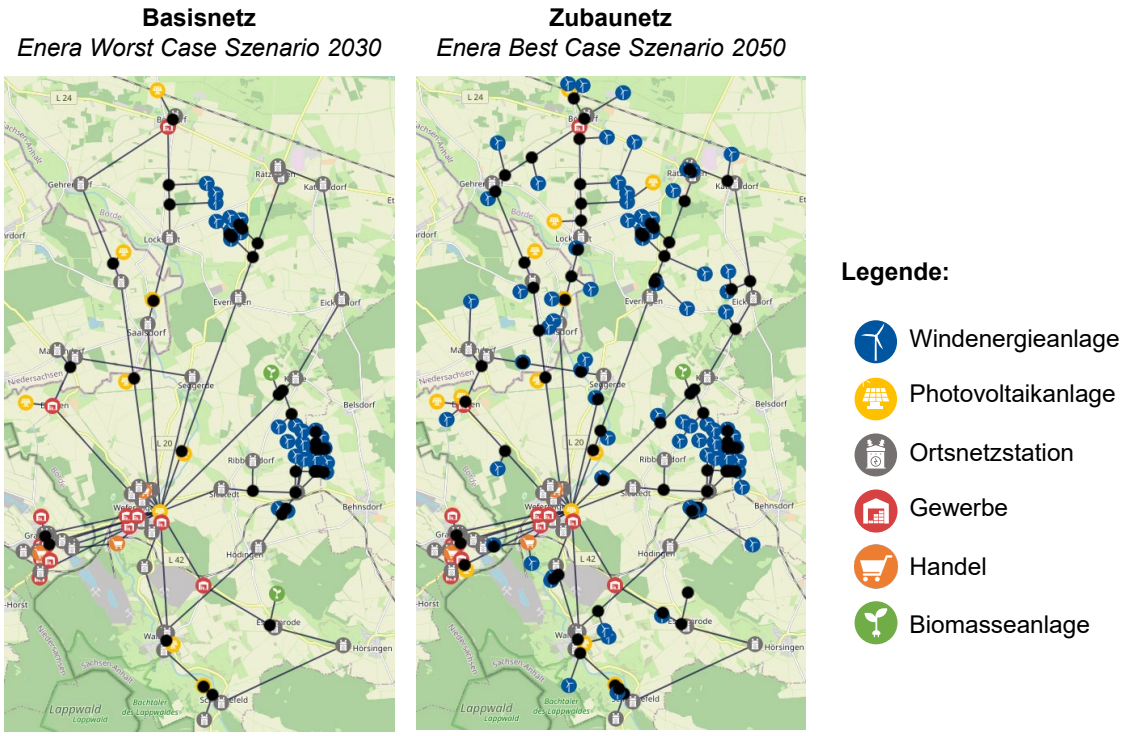
sowie

- der abgeschätzte Jahresenergieverbrauch der Haushalte des Netzgebiets

Diese Merkmale sind die Dimensionen des Clusteralgorithmus, nach deren Ausprägung die Netze gruppiert werden. Die Durchführung der Clusteranalyse unter Verwendung verschiedener Algorithmen und Clustergrößen sowie unter Einbezug der Szenarien wird in (Pfeifer, Tran, Berns, Krahl, & Moser, 2020) detailliert dargestellt.

Als Ergebnis zeigt Abbildung 6.3-7 links die Verortung der resultierenden acht repräsentativen Netze, rechts die Zuordnung aller Netze zu den Clustern und unten die normierte Aufschlüsselung der Merkmale sowie der Häufigkeit der einzelnen Netze. Es zeigt sich eine Durchmischung von seltenen ausgeprägten Netzen (bspw. Netz 1 und 8) und häufigen Durchschnittsnetzen (Netz 2 und 3). Städte sind klar erkennbar, ebenso die Aufteilung nach Windenergie im Norden und Photovoltaik im Süden.

Abbildung 6.3-8: Zubaualgorithmus am Beispiel des Netzes 6



Quelle: FGH, Quelle der Karten: Openstreetmap.org

In Abbildung 6.3-8 ist exemplarisch das Netz 6 in seiner Grundform für das Enera Worst Case Szenario im Jahre 2030 sowie als Zubaunetz für das optimistische Enera Best Case Szenario 2050 (vgl. Artefakt „enera Roadmap und enera Szenarien“) dargestellt. Um konsistente Entwicklungspfade zu gewährleisten, wurde ein Netzzubaualgorithmus entwickelt. Dieser baut neue Anlagen auf Basis der bereits bestehenden Netzstruktur zu. Für das dargestellte Netz betrifft das überwiegend neu angeschlossene Windenergieanlagen im dünn besiedelten nördlichen Teil des Netzgebiets. Zudem wurden bestehende Netzbetriebsmittel verstärkt, wenn die Auslastung in einzelnen Netznutzungsfällen einen Grenzwert von 125 % Auslastung vor Umsetzung etwaiger betrieblicher Anpassungsmaßnahmen überschreitet.

Für alle berücksichtigten Netzkunden werden Zeitreihen in viertelstündiger Auflösung für ein Jahr erstellt. Dies umfasst:

- Windenergieanlagen
- Photovoltaikanlagen
- Biomasseanlagen
- Gewerbliche Verbraucher an der Mittelspannung
- Private Haushalte oder gewerbliche Verbraucher an der Niederspannung
- Wärmepumpen
- Elektrofahrzeuge

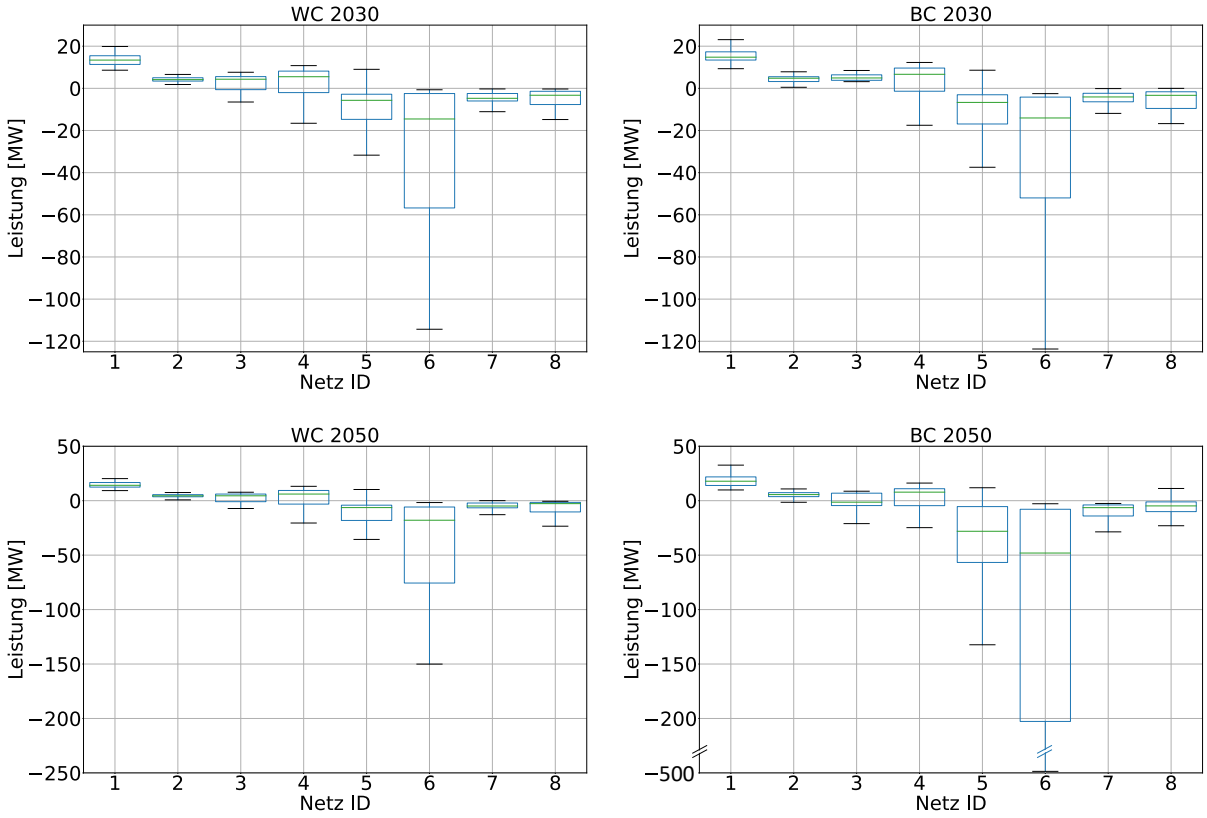
Die Zeitreihen basieren dabei u. a. auf regional aufgeschlüsselten Wetter- und Temperaturdaten und bilden so räumliche Korrelationen realistisch ab. Mit diesen Zeitreihen und der Verwendung typischer Betriebsmitteltypen erfolgen für alle Netzdatensätze anschließend Leistungsflussberechnungen. Die Topologie der Netze wird auf Basis dieser Rechnungen bei auftretenden deutlichen Überlastungen verstärkt. Dazu kommen Parallelleitungen und -transformatoren zum Einsatz.

Der resultierende Datensatz umfasst dann 96 verschiedene Netztopologien (8 repräsentative Netze für 3 Stützjahre und 4 Szenarien) inkl. Zeitreihen der Netznutzung. Der erzeugte detaillierte Datensatz stellt gegenüber dem typischen Vorgehen von Forschungsprojekten eine Besonderheit des Projektes enera dar. Anstatt in typischen Kategorien – etwa städtisch, vorstädtisch und ländlich – zu denken, werden mehr Details und so die Vielfalt tatsächlicher Netze berücksichtigt. Durch Anwendung wissenschaftlicher Methoden zur Auswahl von repräsentativen Netzen wird dabei auch die Grundgesamtheit adäquat berücksichtigt. Der Datensatz stellt so eine geeignete Basis für die durchgeführte Systemstudie dar, die im Folgenden näher beschrieben wird. Darüber hinaus werden die Netzmodelle und Zeitreihen auch Partnern im Projekt zu Verfügung gestellt, wodurch in den übergreifenden Systemstudien konsistente Aussagen gewährleistet werden.

Quantifizierung der Auswirkungen eines aktiven Verteilnetzbetriebs für ganz Deutschland

Im Rahmen einer Systemstudie wird das in Kapitel 6.2 beschriebene Verfahren für den zukünftigen Netzbetrieb eingesetzt. Ziel dieser Untersuchung ist es, die Auswirkungen eines aktiven Verteilnetzbetriebs für ganz Deutschland zu quantifizieren. Besonders der Einfluss netzspezifischer und regionaler Besonderheiten auf auftretende Engpässe und Anpassungsmaßnahmen werden so bewertet. Erste Ergebnisse aus der Systemstudie werden nachfolgend vorgestellt.

Abbildung 6.3-9: Leistungsflüsse über HS/MS-Umspannstation, Auswertung stündlicher Mittelwerte eines Jahres



Quelle: FGH

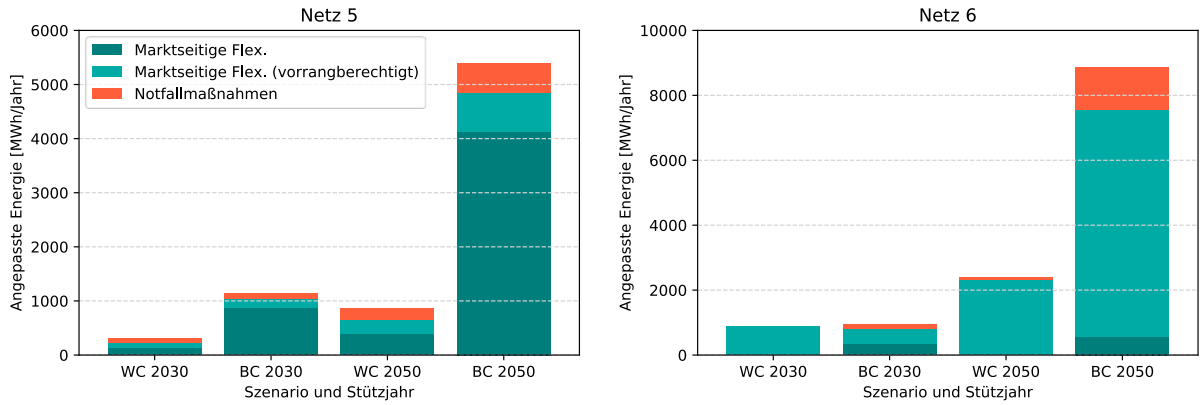
Zunächst wird in Abbildung 6.3-9 eine Auswertung der Leistungsflüsse über die HS/MS-Umspannstationen für alle Netze für die Jahre 2030 und 2050 gezeigt. Gegenübergestellt werden jeweils die Enera Best Case (BC) und Enera Worst Case (WC) Szenarien. Die Box-Plot-Diagramme zeigen an den Whiskern jeweils die Maximalwerte und in den Boxen die mittleren 50 % der Daten. Positive Werte sind hierbei als Nettoleistungsbezug des Netzes zu verstehen. Zu sehen ist, dass in den Enera Best Case Szenarien sowohl die rückgespeiste Energie in Starkeinspeisesituationen als auch die bezogene Energie in Starklastsituationen deutlich zunimmt. Zu erkennen sind zudem die Unterschiede in den jeweiligen Netzen. In städtischen Netzen nimmt die Last durch die Zunahme an Elektrokraftfahrzeugen sowie Wärmepumpen zu. In ausgedehnten ländlichen Netzen sind höhere Rückspeisemengen zu verzeichnen, die durch den Zubau an EE-Anlagen begründet werden können. Das Netz 6 nimmt hierbei aufgrund der erheblichen Mengen an Erzeugungsleistung von Windenergieanlagen eine Sonderrolle ein.

Nachfolgend werden die Ergebnisse durch Anwendung des Verfahrens zur Simulation des Netzbetriebs vorgestellt. Dabei greifen Netzbetreiber auf Flexibilität vom enera Flexmarkt zu, um kritische Netzzustände zu beheben. Dazu wurde angenommen, dass Flexibilitäten aufgrund von Verschiebepotenzialen bei der Aufladung von Elektrofahrzeugen, der Nutzung von Wärmepumpen und Heimspeichern anteilig zu 50 % ihrer Maximalleistung zu Verfügung stehen. Darüber hinaus wird auch eine Anpassung der Leistung der EE-Anlagen als marktseitige Flexibilität betrachtet. Dies erfolgt, aufgrund der unsicheren

Einspeiseprognose zum Zeitpunkt der Angebote, mit einem pauschalen Abschlag und somit nur in Höhe von 50 % der zu dem Zeitpunkt prognostizierten Einspeisung. Zudem wird der Einspeisevorrang der EE-Anlagen berücksichtigt. Flexibilitätsprodukte auf Basis von abgeregelter EE-Erzeugungsleistung werden daher mit einem pauschalen Kostenfaktor von 3 beaufschlagt. Weiterhin wird die vollständige Abregelung der EE-Anlagen als nachgelagerte Notfallmaßnahme berücksichtigt, die im Falle nicht hinreichender Flexibilitätsprodukte die Netzsicherheit gewährleistet.

Für alle Netze und Szenarien werden Prognosezeitreihen für die Dimensionen Last, Windenergie und Photovoltaik erstellt. Diese dienen als Eingangsgröße für die Netzbetriebssimulation. Um den Einfluss der Vorlaufzeiten der Betriebsplanung zu untersuchen und so den Effekt verschiedener Marktzeitpunkte der Flexibilitätsmärkte zu bewerten, wurden zwei Prognosen für verschiedene Prognosegüten und -horizonte erstellt und betrachtet: eine Prognose höherer Güte mit einer durchschnittlichen Wurzel der Summe der mittleren Fehlerquadrate (*root-mean-square-error*, RMSE) von 3,8 % (entspricht einem sehr kurzfristigen Prognosehorizont typischerweise < 1 h) sowie eine Prognose niedrigerer Güte mit einem durchschnittlichen RMSE von 9 % (entspricht etwa einem Prognosehorizont von wenigen Stunden). Zudem wird ein Sicherheitsniveau von 90 % unterstellt.

Abbildung 6.3-10: Umfang angepasster Energie nach Typ für die Netze 5 und 6 (Sicherheitsniveau: 90 %, Zeitraum: 1 Jahr)



Quelle: FGH

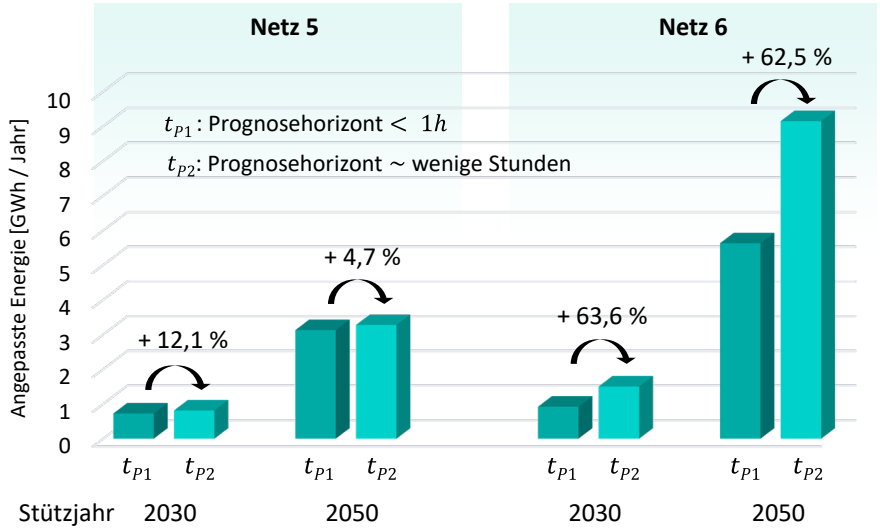
Abbildung 6.3-10 zeigt die im simulierten Jahreslauf kontrahierten Mengen an Flexibilitätsprodukten. Diese sind nach vorrangberechtigter Erzeugungsleistung aus EE-Anlagen und sonstigen marktseitigen Flexibilitäten getrennt dargestellt. Zudem wird der Einsatz nachrangiger Notfallmaßnahmen ausgewiesen. Betrachtet werden das durchschnittlich ausgeprägte Netz 5 sowie das ländliche, ausgedehnte und windintensive Netz 6 für die Jahre 2030 und 2050 jeweils für die Enera Best Case und Enera Worst Case Szenarien. Die Untersuchung verwendet dabei die Prognose für einen Prognosehorizont < 1 h.

Zunächst ist für beide Netze für das Jahr 2050 im Enera Best Case Szenario ein erheblicher Mehrbedarf an netzbetrieblichen Anpassungsmaßnahmen festzustellen. Dies ist insbesondere auf den massiven Ausbau der EE-Anlagen, aber auch auf den Zubau an

neuartigen Lasten zurückzuführen. Für das Netz 5 zeigt sich, dass der überwiegende Bedarf an Maßnahmen gedeckt werden kann, ohne auf Flexibilität von erneuerbaren Energien zurückzugreifen. Der Anteil an Flexibilität, der technisch ein Abregeln der vorrangberechtigten Erzeugungsleistung auf Basis von EE-Anlagen erfordert, ist hingegen gering. Dies gilt insbesondere für die Enera Best Case Szenarien.

Durch die Unterschiede der Netznutzung und Netztopologie ergeben sich je nach Netz stark unterschiedliche Bedarfe an Anpassungsmaßnahmen. So ist im windgetriebenen ländlichen Netz 6 der Anteil an vorrangberechtigten Flexibilitäten deutlich höher – aus dem einfachen Grund, dass hier keine hinreichenden alternativen Flexibilitätspotenziale verfügbar sind.

Abbildung 6.3-11: Notwendige Wirkleistungs-Anpassungsmaßnahmen in Abhängigkeit des Prognosehorizonts, Durchschnitt über beide betrachtete Szenarien (Sicherheitsniveau: 90 %, Zeitraum: 1 Jahr)



Quelle: FGH

Abbildung 6.3-11 zeigt zusammenfassend für beide hier betrachteten Netze durchschnittlich über beide betrachteten Szenarien die angepasste Energie für den gesamten Jahreslauf. Gegenübergestellt werden dabei die Vorlaufzeiten der Betriebsplanung von t < 1 h sowie von t im Bereich weniger Stunden. Es fällt auf, dass der Prognosehorizont bereits im Stützjahr 2030 einen erheblichen Einfluss auf den Umfang umzusetzender Maßnahmen hat. Dies gilt insbesondere für Netze mit hohen Anteilen dargebotsabhängiger EE-Erzeugung. Während im durchmischt genutzten Netz 5 eine vergleichsweise geringe Zunahme der notwendigen Anpassungsmaßnahmen festzustellen ist, fällt die Zunahme beim windgeprägten Netz 6 mit über 60 % sehr deutlich aus.

Bei der Übertragung der enera Lösungen auf Deutschland kann somit gesagt werden, dass eine kurze Zeitspanne zwischen Kontrahierung und Abruf der Flexibilitäten vorteilhaft ist. Dadurch kann eine geringere Menge an durchzuführenden Anpassungsmaßnahmen erreicht werden. Besonders in Netzen mit hohen Anteilen volatiler Erzeugung ist dieser Effekt signifikant.

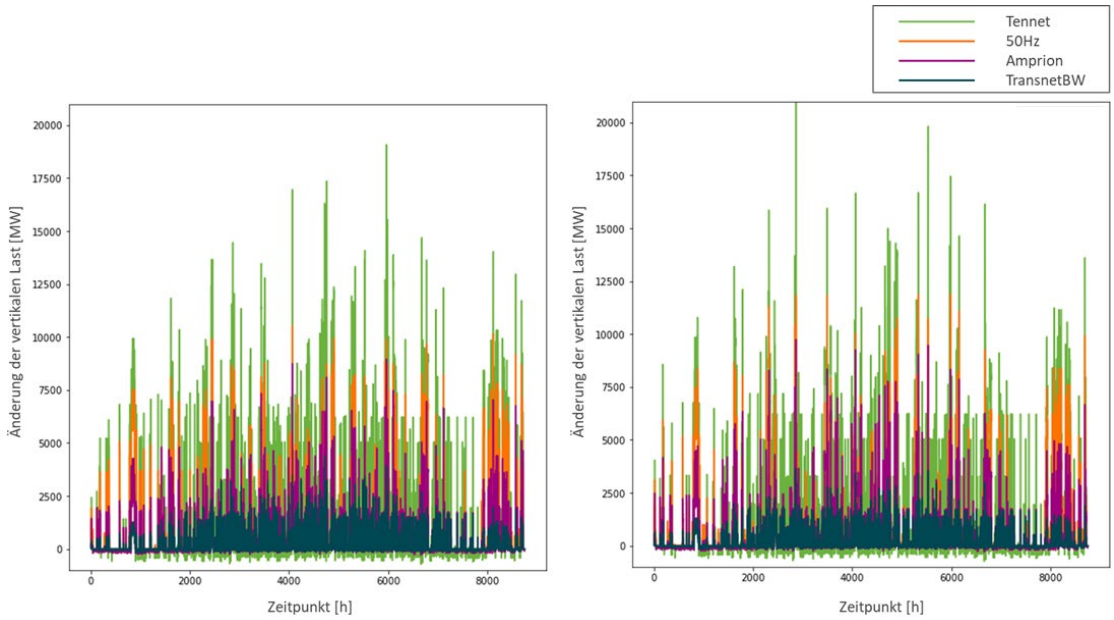
Auswirkung deutschlandweit aktiver Verteilnetze auf die Regelzonenbilanz der Übertragungsnetze

Im Rahmen einer zweiten Systemstudie war es das Ziel, allgemeine Wirkungszusammenhänge zwischen dem aktiven Netzbetrieb der Verteilnetze und dessen Auswirkung auf das Übertragungsnetz zu analysieren. Physikalisch stellen sich die Auswirkungen vor allem als Einfluss auf die vertikale Last an der Schnittstelle zum Übertragungsnetz dar. Somit wird mit dem Eingreifen der Verteilnetzbetreiber die Regelzonenbilanz beeinflusst und deren Prognostizierbarkeit erschwert. Hierbei stellt sich insbesondere die Frage, mit welcher Genauigkeit die vertikale Last mit welchen Vorlaufzeiten geschätzt oder vom Verteilnetzbetreiber gestellt werden kann.

Um spezifische Aussagen zu den vier deutschen Übertragungsnetzgebieten zu treffen, erfolgte zunächst eine Zuordnung der ca. 4.500 Verteilnetze zu den Übertragungsnetzgebieten. Die den Übertragungsnetzgebieten zugrundeliegenden Verteilnetze wurden anschließend analog zur ersten Systemstudie über die synthetisch erstellten repräsentativen Verteilnetze abgebildet.

Aufbauend auf den Ergebnissen der Simulationen eines aktiven Netzbetriebs für die acht repräsentativen Verteilnetze Deutschlands (siehe Abschnitt „Quantifizierung der Auswirkungen eines aktiven Verteilnetzbetriebs für ganz Deutschland“) wurde die zeitliche Änderung der Leistungsbilanz an der Schnittstelle zum Hochspannungsnetz ausgewertet. Durch eine Aggregation der vertikalen Lastzeitreihe aller unterlagerten repräsentativen Verteilnetze pro Übertragungsnetzgebiet können – unter Berücksichtigung von Kompensationseffekten gegenläufiger Maßnahmen aus verschiedenen Verteilnetzen – allgemeine Aussagen für die Übertragungsnetzbetreiber getroffen werden. Nachfolgend werden exemplarische Ergebnisse für das Enera Best Case Szenario und das Stützjahr 2050 vorgestellt. Abbildung 6.3-12 zeigt die zeitliche Veränderung der Leistungsbilanz für die vier Übertragungsnetzbereiche. Links werden die Ergebnisse für den Prognosehorizont 1 Stunde dargestellt und rechts für den Prognosehorizont 2 Stunden.

Abbildung 6.3-12: Jährlicher Verlauf der vertikalen Laständerung der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber für die Prognosehorizonte 1 Stunde (links) und 2 Stunden (rechts)



Quelle: FGH

Die Ergebnisse zeigen, dass die Änderung der vertikalen Last hauptsächlich in positiver Richtung erfolgt. Die Maßnahmen im Netzbetrieb definieren sich überwiegend durch eine Reduktion der Einspeisung oder eine Erhöhung von Last. Die Engpässe in den Verteilnetzen werden somit häufiger durch einen Erzeugungsüberschuss verursacht. Auch saisonale Effekte sind im zeitlichen Verlauf der vertikalen Laständerungen erkennbar. Durch den ausgeprägten Einfluss erneuerbarer Erzeugungsanlagen auf den resultierenden Maßnahmenumfang lassen sich unterschiedliche Höhe und Verlauf der aggregierten Leistungsbilanzen zwischen den Übertragungsnetzgebieten erklären. Tennet und 50Hz mit einem hohen Anteil an PV- und Windenergieerzeugung zeigen entsprechend tendenziell einen höheren Umfang an bilanziellen Änderungen auf als Amprion und TransnetBW. Der Einfluss eines längeren Prognosehorizonts zeigt sich punktuell. Vereinzelt sind im Vergleich zum 1 Stunden Prognosehorizont höhere Spitzen der Leistungsbilanz für den Prognosehorizont 2 Stunden zu erkennen. Grundsätzlich zeigen beide Simulationsergebnisse jedoch ein ähnliches Niveau.

Die Ergebnisse dieser Systemstudie zeigen, dass ein deutschlandweit aktiver Verteilnetzbetrieb zu einer Änderung der vertikalen Last zum Übertragungsnetz führt. Diese Änderungen sind hauptsächlich auf den Anstieg erneuerbarer Energien zurückzuführen. Der Einfluss zunehmender Lasten ist im Vergleich dazu gering. Die Unsicherheit kann in Abhängigkeit der Versorgungssituation punktuell zu einer Erhöhung der vertikalen Laständerung führen. In Abhängigkeit des Systemzustandes des Übertragungsnetzes kann zukünftig eine Diskussion bzgl. einer Anforderung an die vertikale Last, etwa situationsabhängige Grenzen, sinnvoll sein.

LITERATURVERZEICHNIS

Akiba, T., Sano, S., Yanase, T., Ohta, T., & Koyama, M. (August 2019). Optuna: A Next-generation Hpyerparameter Optimization Framwork. *Applied Data Science Track Paper*.

C. Pellinger, T. S. (2016). *Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030 -- Hauptbericht.* München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft eV (FfE).

Deutsche Industrienorm (DIN). (2011). *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen, DIN EN 50160.*

Deutscher Bundestag. (2009). *Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze.* Berlin.

Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN). (2017). *FNN Hinweis: Spitzenkappung - ein neuer planerischer Freiheitsgrad.*

Gils, H. C. (2015). Balancing of intermittent renewable power generation by demand response and thermal energy storage. Dissertation, Universität Stuttgart.

Heitkoetter, W., Medjroubi, W., Vogt, T., & Agert, C. (2020). Regionalised heat demand and power-to-heat capacities in Germany -- An open dataset for assessing renewable energy integration. *Applied Energy*(259).

Heitkoetter, W., Schyska, B., Schmidt, D., Medjroubi, W., Vogt, T., & Agert, C. (2020). Assessment of the regionalised demand response potential in Germany using an opensource tool and dataset. *Advances in Applied Energy*.

Kies, A., Schyska, B., & von Bremen, L. (2016). The demand side management potential to balance a highly renewable European power system. *Energies, 9(11).*

Kleinhans, D. (2014). Towards a systematic characterization of the potential ofdemand side management. Von https://arxiv.org/abs/1401.4121 abgerufen

Klobasa, M. (2007). Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten. Dissertation, ETH Zürich.

Pfeifer, P., Tran, J., Berns, M., Krahl, S., & Moser, A. (2020). Modellierung robuster repräsentativer synthetischer Mittelspannungsnetze. *16. Symposium Energieinnovation, Graz.*

Pfeifer, P., Tran, J., Krahl, S., & Moser, A. (2020). Modelling of uncertainty for smart grid congestion management. *CIRED 2020 Berlin Workshop*.

Steurer, M. (2017). Analyse von Demand Side Integration im Hinblick auf eineeffiziente und umweltfreundliche Energieversorgung. Dissertation, Universität Stuttgart.

Tran, J., Pfeifer, P., Krahl, S., & Moser, A. (2020). A deep reinforcement learning approach for simulating the strategic bidding behavior of distributed flexibilities in smart markets. *CIRED Workshop.* Berlin.

Tran, J., Wirtz, C., Pfeifer, P., Wursthorn, D., Vennegeerts, H., & Moser, A. (2019). Modelling of synthetic power distribution system in consideration oft the local electricity supply task. *25th International Conference on Electricity Distribution, Madrid/Spain*.

7. Der enera Flexibilitätsmarkt als Koordinationsmittel für den netzdienlichen Einsatz dezentraler Flexibilität

Der enera Flexmarkt ist der im enera Projekt erarbeitete Ansatz eines marktlichen Redispatches für Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber. Er hat zum Ziel, auf einer zentralen Plattform das Angebot und die Nachfrage nach dezentraler Flexibilität zusammenzubringen und ihren Einsatz im Netzbetrieb zu ermöglichen. Das Marktdesign basiert auf dem von der EPEX entwickelten Strom-Spotmarkt-Design, was den Zugang und die Nutzung für Marktteilnehmer erleichtern soll. Besonders lastseitige Flexibilität, die in einem regulatorischen oder kostenbasierten Redispatch nur schwer angesprochen werden kann, kann durch den marktlichen Charakter des enera Flexmarkts erschlossen werden. Flexible Verbraucher lassen ihre Präferenz und Kosten in ihr Angebot mit einfließen. Diese Informationen können nur schwer in einem Top-Down organisierten Redispatch für jeden einzelnen Verbraucher erhoben werden.

Durch den Ausbau erneuerbarer Energien kommt es einerseits zu einem erhöhten Flexibilitätsbedarf. Andererseits nimmt auch die Zahl flexibilisierbarer Stromverbraucher zu, und die neuen Flexibilitätsanbieter gewinnen an Relevanz. Heute ist das Potenzial von dezentraler Flexibilität (bspw. Batteriespeicher oder Wärmepumpen) noch überschaubar. Deren Anzahl wird jedoch in Zukunft stark ansteigen. Da der Einsatz konventioneller Großkraftwerke immer weiter abnehmen wird, wird dezentrale Flexibilität nicht nur im Verteilnetzbetrieb, sondern auch auf Übertragungsnetzebene zunehmend eine wichtige Rolle einnehmen (Ott 2018).

Die Koordination dezentraler Flexibilität für das Netz kann verschieden gestaltet sein, und es werden unterschiedliche Vorschläge dazu diskutiert. Grob lassen sich diese in marktliche und nicht-marktliche Ansätze unterteilen. Marktliche Ansätze, wie der enera Flexmarkt, sollen Angebot und Nachfrage im gesamten Stromsystem oder in einer bestimmten Region zusammenbringen. In ihrer Ausgestaltung unterscheiden sich diese Modelle teilweise stark voneinander. Aufgrund der Möglichkeit ihrer breiten Anwendung stehen marktliche Modelle im Zentrum der Diskussion, um das Erschließen von Flexibilität für Netzbetreiber zu ermöglichen. Neben dem regulatorischen Redispatch stehen Marktmodellen alternative Lösungsansätze wie das Quotenmodell oder eine Reihe an spezialisierteren Einzelfalllösungen gegenüber[9]. Bei marktlichen Modellen stehen die Anbieter von Flexibilität in einem Wettbewerb zueinander. Somit entstehen Anreize, Flexibilitätskosten zu senken. Technologische Innovationen können daraus resultieren. Die Voraussetzung dafür ist, dass es zu keinen Einschränkungen des herrschenden Wettbewerbs kommt. Dies muss durch eine passende Gestaltung des Marktdesigns gewährleistet werden.

Durch den enera Flexmarkt sollen Flexibilitätsoptionen erschlossen werden, zu denen Netzbetreiber im aktuellen Rechtsrahmen keinen Zugang haben. So ist im heutigen System der netzdienliche Einsatz von Speichern noch eher unüblich. Im Stromsystem der Zukunft

[9] Für einen Überblick über Koordinationsmechnismen für den Einsatz von Flexibilität für das Netz siehe Vogel und Bauknecht 2020.

werden diese jedoch eine wichtige Rolle bei der Gewährleistung der Systemsicherheit einnehmen. Auch ist der enera Flexmarkt eine mögliche Ausgestaltungsform der in der EU-Strombinnenmarktsverordnung angestrebten marktlichen Beschaffung von Redispatchmaßnahmen (Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union 2019). Die im enera Projekt gesammelten Erfahrungen zum marktlichen Redispatch haben somit auch über Deutschland hinaus Relevanz.

DER ENERA FLEXMARKT UND ANDERE KOORDINATIONSANSÄTZE FÜR DEN NETZDIENLICHEN EINSATZ VON FLEXIBILITÄT

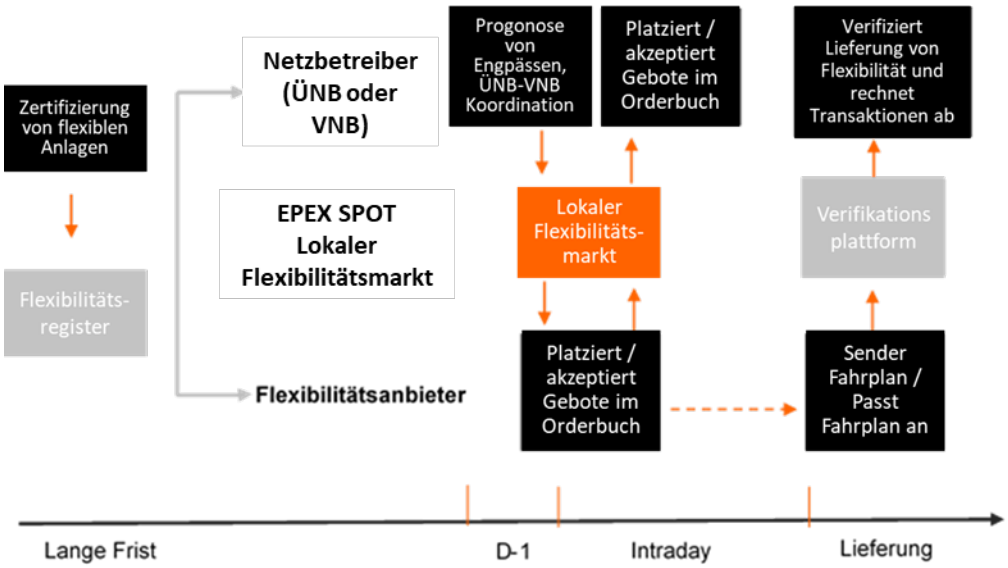
In den folgenden Kapiteln wird die Funktionsweise des enera Flexmarkts dargestellt. Dazu werden der Handelsprozess und der Marktablauf beschrieben (Kapitel 7.2). Auch die Konzepte der Nachweisführung (Kapitel 7.3) und des Market-Monitorings als Maßnahme gegen mögliches wettbewerbsverzerrendes Verhalten werden erläutert (Kapitel 7.4). Ergänzend dazu werden Erfahrungen von Stakeholdern mit dem enera Flexmarkt dargestellt (Kapitel 7.5) und es wird der enera Flexmarkt vor dem Hintergrund der zukünftigen Redispatch-2.0-Regelung betrachtet (Kapitel 7.6). Abschließend werden verschiedene Systemeffekte des enera-Flexmarktes modellgestützt analysiert (Kapitel 7.7).

Um das identifizierte Potenzial des enera Flexmarkts zukünftig zu heben, bedarf es allerdings einiger Anpassungen im regulatorischen Rahmen, wie in Kapitel 8.3 genauer dargestellt wird. Zum einen bedarf es neuer Anreize, um die effektive Koordination der Netzbetreiber sicherzustellen. Dies gilt unabhängig davon, welcher Koordinationsmechanismus genau genutzt wird. Darüber hinaus sollten Markteintrittsbarrieren, wie sie aktuell etwa durch das Abgabe- und Umlagesystem insbesondere für nachfrageseitige Flexibilitätsanbieter entstehen, abgebaut werden. Auch durch die aktuellen Regelungen des EEG kann es zu Verzerrungen im Marktangebot kommen, welche durch die Empfehlung zur Einführung von Side Payments potenziell geheilt werden können. Als besonders zentral in der aktuellen Debatte erscheinen mögliche Verzerrungen durch strategisches Verhalten an regionalen Flexibilitätsmärkten. Um dieser Herausforderung zu begegnen, wird die Einführung eines Monitoring-Prozesses als eine weitere zentrale Handlungsoption empfohlen, um das Potenzial des enera Markts zukünftig zu heben.

7.1. Der enera Marktplatz für Flexibilität

Der Marktplatz des enera Flexmarkts wurde im Rahmen des enera Projektes gemeinsam von Projektpartnern konzeptualisiert und entwickelt. Die EPEX SPOT nahm dabei eine besondere Rolle ein, da sie den Markt umsetzte und betrieb. Das Ziel der Arbeit war es, den Abruf von Flexibilität gemäß des in enera erarbeiteten Marktdesigns zu ermöglichen. Prozesse, Produkte und IT-Systeme des enera Marktes orientieren sich am etablierten, überregional organisierten Intraday Markt. Durch die Orientierung der Systeme und Prozesse an den bestehenden Großhandelsmarkt wurde der Aufwand der Anbindung und operativen Nutzung des Flexibilitätsmarktes für Marktteilnehmer erheblich reduziert, was zu einer Senkung der Markteintrittsbarrieren führt.

Abbildung 7.1-1: Der enera Markt im Zeitablauf der Kurzfristmärkte



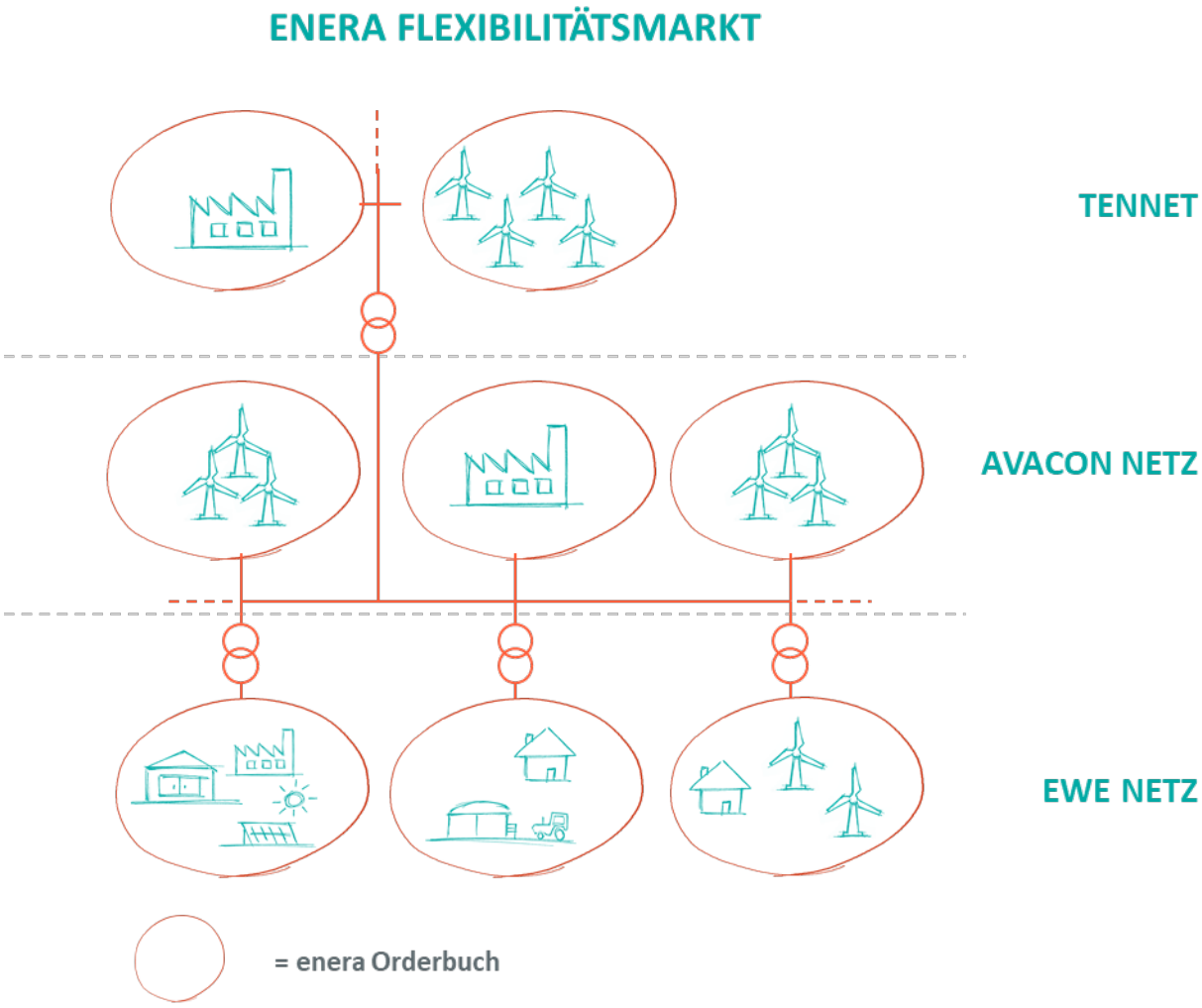
Quelle: enera, EPEX SPOT

Die Funktionsweise des lokalen Flexibilitätsmarktes kann anhand der Zeitachse der in der oberen Abbildung dargestellten Ereignisse erläutert werden: Allen voran erteilt der anschließende Netzbetreiber einmalig eine Zertifizierung für die Flexibilitätsanlagen, die als Berechtigung für die Teilnahme am enera Flexmarkt dient. Die Voraussetzung für diese Berechtigung ist vor allem der Abruf der Anlagen durch Netzbetreiber und das Erfüllen ausreichender technischer Anforderungen für die Erbringung von Flexibilität.

Mit dem Beginn des Marktprozesses erstellen die Netzbetreiber regelmäßig Netzengpassprognoserechnungen, um so möglichst frühzeitig im Intraday-Zeitbereich Engpässe in ihrem Netz zu detektieren. Anschließend werden der ermittelte Flexibilitätsbedarf und ihre Zahlungsbereitschaft an die Handelsplattform übermittelt. Auf der anderen Seite stellen die Flexibilitätsanbieter (Betreiber oder Vermarkter) ihre verfügbare Flexibilität sowie Angebotspreise ein. Dabei kann es sich um erneuerbare und nicht-erneuerbare Flexibilität handeln, die zu verschiedenen Lieferzeitpunkten und -perioden erbracht wird (15 und 60 Minuten).

Damit ersichtlich ist, welche Flexibilität zur Behebung eines Netzengpasses eingesetzt werden kann, wird diese einem regionalen Orderbuch zugeordnet. Flexibilität eines Orderbuchs befindet sich in einem bestimmten Marktgebiet. Jedes Marktgebiet stellt dabei eine engpassfreie Zone dar, in der alle Flexibilitätsoptionen die gleiche Sensitivität auf einen Netzengpass haben. Bei einem drohenden Engpass können Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber so Angebote für Flexibilität in einem passenden Orderbuch abgeben.

Abbildung 7.1-2: Beispielhafte Darstellung verschiedener Marktgebiete am enera Flexmarkt



Quelle: enera

Nachdem Angebot und Nachfrage an die Handelsplattform übermittelt wurden, werden diese nach Kauf oder Verkauf, Preislimit und Zeitpunkt des Eingangs für jeden Preis geordnet und gegenübergestellt. Stimmt ein Gebot zur Flexibilitätsnachfrage mit einem Gebot zur Bereitstellung von Flexibilität überein, informiert die Handelsplattform die Marktteilnehmer und ein Geschäft kommt zustande. Werden innerhalb des Handelszeitraumes Gebote nicht ausgeführt, werden diese storniert oder bleiben bis zu ihrem Ablauf im Orderbuch.

Der Handel am enera Flexmarkt öffnet um 15 Uhr des Vortages (D-1) und endet 5 Minuten vor Lieferstart. Dies ermöglicht den Handel von Flexibilität bis kurz vor der Lieferung, was vor allem aufgrund sich ändernder Prognosen wichtig ist. Analog zum Intraday Markt ist ein kontinuierlicher Handel auf dem enera Markt möglich. In der Praxis werden die Netzbetreiber jedoch nur bei einem erwarteten Engpass auf dem Markt aktiv. Anschließend an den Handel ist der Flexibilitätsanbieter verpflichtet, die Flexibilität entsprechend den Produktspezifikationen zu liefern.

Um die ordnungsgemäße Erbringung dieser Flexibilität zu überprüfen, wurde in enera ein Prozess zur Nachweisführung entwickelt und angewandt. Grundlage dafür sind Messdaten am betreffenden Einspeisepunkt der erbringenden Anlage. Der Prozess der Nachweisführung auf der so genannten Nachweisplattform wird genauer in Kapitel 7.3 erläutert.

EPEX SPOT ALS UNABHÄNGIGER FLEXIBILITÄTSMARKTBETREIBER

Der enera Marktplatz erfüllt eine zentrale Rolle für den Handel und die Aktivierung von Flexibilität innerhalb des hier beschriebenen Marktprozesses. Er bringt die koordinierte Flexibilitätsnachfrage der Netzbetreiber (Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber) mit den Flexibilitätsangeboten der Flexibilitätsanbieter zusammen. In diesem Zusammenhang agiert die EPEX SPOT als unabhängiger Flexibilitätsmarktbetreiber, der eigene Marktregeln und -prozesse in Einklang mit den Erwartungen und Möglichkeiten der Netzbetreiber und Flexibilitätsanbieter entwickelt, bereitstellt und überwacht.

Ähnlich wie bei der Organisation des Großhandelsmarktes ist der unabhängige Betrieb des Flexibilitätsmarktes ein zu präferierendes Betreibermodell, da es höchste Neutralitäts- und Transparenzstandards ermöglicht:

- Ein umfassend neutraler Intermediär zwischen Netzbetreiber als Käufer und Flexibilitätsanbieter als Verkäufer, insbesondere in Hinblick auf Unbundling-Vorschriften für Netzbetreiber
- Ein anonymer Markt mit transparenten Prozessen und Preissignalen, der die Entwicklung neuer Flexibilitätsressourcen fördert

Der Marktplatz wurde während der Pilotphase vom erfahrenen Market Operations Team der EPEX SPOT 24 Stunden, sieben Tage die Woche betrieben. So wurde sichergestellt, dass Marktteilnehmer jederzeit die notwendige Unterstützung erhalten und das System zu jeder Zeit effizient zur Verfügung steht.

DIE DEMONSTRATIONSPHASE DES ENERA FLEXMARKTS IN ZAHLEN

Die Demonstrationsphase des Flexibilitätsmarktkonzeptes als Ganzes und des Marktplatzes im Besonderen wurde erfolgreich vom 4. Februar 2019 bis zum 30. Juni 2020 durchgeführt. Im Laufe des Marktbetriebs konnte so angebotene lokale Flexibilität effizient zentralisiert und in koordinierter Weise von Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern aktiviert werden. Insgesamt wurden mehr als 4.000 Flexibilitätsgebote übermittelt, was zu über 130 Transaktionen geführt hat, in insgesamt 23 lokalen Marktgebieten. Neun Marktteilnehmer haben zum Erfolg des Projekts beigetragen: zwei Verteilnetzbetreiber, ein Übertragungsnetzbetreiber und sechs Flexibilitätsanbieter.

Tabelle 7.1-1: Kennzahlen des enera Flexmarkts

Vermarkter	6
Netzbetreiber	3
Zertifizierte Anlagen	250
Zertifizierte Flexibilitätsdienstleistungen	360 MW
Gehandelte Flexibilität	101,6 MWh
Gebote	4.000
Transaktionen	130

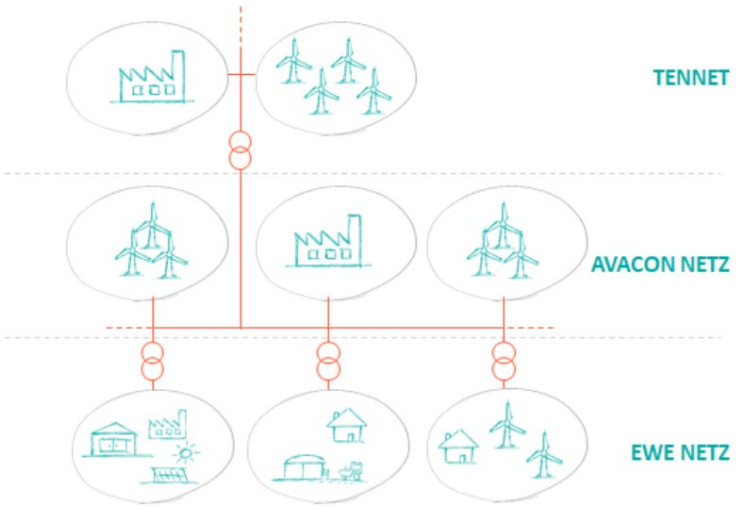
Quelle: enera

7.2. Der enera Netzbetreiber-Koordinationsansatz

Im Rahmen des Projektes enera wurde der sogenannte enera Flexmarkt entwickelt. Auf dieser Marktplattform bieten Erzeuger und Verbraucher Flexibilität an, die Netzbetreiber abrufen können. Im Vorfeld jeder Marktnutzung findet eine Netzbetreiberkoordination statt. Diese geht vom vorgelagerten Netzbetreiber aus und richtet sich an den nachgelagerten Netzbetreiber. Somit soll ein effizienter und effektiver Einsatz marktlich beschaffter Flexibilität garantiert werden. Dieser trägt somit zu einem sicheren und zuverlässigen Stromnetzbetrieb bei.

Die Voraussetzung dafür ist, dass Netzbetreiber den Einsatz dieser Flexibilität abstimmen. Ohne eine enge Kommunikation und Abstimmung zwischen Netzbetreibern können unter Umständen Netzengpässe verursacht werden. Wenn dem kontrahierenden Netzbetreiber im vorgesehenen Marktgebiet keine weiteren Netzbetreiber nachgelagert sind, ist keine Netzbetreiberkoordination nötig. Das Marktgebiet stellt dabei die niedrigste Aggregationsebene des enera Flexmarktes dar. Es umfasst den Trafobereich eines Umspannwerkes und somit die gesamte Flexibilität in diesem Gebiet. Jede dieser Flexibilitätsoptionen hat eine identische Sensitivität auf denselben Netzengpass.

Abbildung 7.2-1: Marktgebiete über Spannungsebenen



Quelle: enera

Bereits zu Projektstart fand ein Austausch zwischen den Netzbetreibern statt. Dabei tauschten sich diese über die Beschaffenheiten ihrer Netze aus. Netzbetreiber mit vermaschten Stromnetzen[10] übermittelten dabei eine Sensitivitätsmatrix an die vorgelagerten Netzbetreiber. Diese enthält Informationen zur Sensitivität von Flexibilitätsoptionen im Standardschaltzustand aller Netzverknüpfungspunkte. Sie umfasst somit sämtliche Marktgebiete des Netzbetreibers. Über etwaige Änderungen dieser Sensitivitäten stimmen sich die jeweils betroffenen Netzbetreiber laufend ab.

Wenn nun ein vorgelagerter Netzbetreiber Flexibilität am enera Flexmarkt kontrahieren möchte, müssen zunächst sämtliche nachgelagerte Netzbetreiber ihre Freigabe erteilen. Der kontrahierungswillige Netzbetreiber übermittelt den nachgelagerten Netzbetreibern seine Anfrage zur Marktnutzung in einem gemeinsam festgelegten Datenformat.

Sind mehrere nachgelagerte Netzbetreiber involviert, muss diese Anfrage spätestens dreißig Minuten vor Marktnutzung und frühestens sechs Stunden vor Ende der Erbringung der Flexibilität dem jeweils nachgelagerten Netzbetreiber zugehen. Gibt es nur einen nachgelagerten Netzbetreiber, kann die Anfrage erst 15 Minuten vor Marktnutzung dem nachgelagerten Netzbetreiber übermittelt werden. Zu übermittelnde Informationen sind der Nutzungszeitraum, das/die betreffenden Marktgebiete und die prognostizierte Menge der Flexibilität in MW je 15-minütigem Intervall.

Der nachgelagerte Netzbetreiber berechnet etwaige Kapazitätsbeschränkungen und teilt diese dem vorgelagerten Netzbetreiber mit. Die Kapazitätsbeschränkungen entsprechen den nutzbaren Kapazitätsbändern des Netzes. Diese dürfen durch die Marktnutzung nicht vom vorgelagerten Netzbetreiber überschritten werden. Mit Mitteilung an den vorgelagerten erteilt der nachgelagerte Netzbetreiber insoweit die notwendige Freigabe für den Flexabruf.

Betrifft die geplante Flexibilitätserbringung einen in zweiter Ebene nachgelagerten Netzbetreiber, erhält dieser eine Anfrage durch den nachgelagerten Netzbetreiber erster Ebene. Diesem werden dabei die nötigen Informationen übermittelt. Jeder nachgelagerte Netzbetreiber übermittelt dem vorgelagerten Netzbetreiber die verfügbaren Kapazitätsbänder. Stimmen die verfügbaren Kapazitätsbänder mehrerer nachgelagerter Netzbetreiber für ein Marktgebiet/Trafobereich nicht vollständig überein, wird dem vorgelagerten Netzbetreiber nur die minimale Freigabekapazität der jeweiligen Richtung freigegeben.

Jeder Netzbetreiber kann von seinem direkt nachgelagerten Netzbetreiber verlangen, dass seine Anfrage innerhalb von 15 Minuten beantwortet wird, es sei denn, der nachgelagerte Netzbetreiber muss seinerseits nachgelagerte Netzbetreiber in den Koordinationsprozess einbinden. In diesem Fall verlängert sich die Antwortzeit insgesamt entsprechend der zusätzlich zu involvierenden Netzbetreiber um je 15 Minuten.

Im folgenden Abschnitt wird der erklärte Prozess anhand eines Beispiels dargestellt:

[10] In einem vermaschten Stromnetz sind einzelne Netzknoten mit mehreren anderen Netzknoten verbunden.

Im Netzgebiet von TenneT tritt ein Engpass auf. TenneT durchläuft daraufhin die gesamte Kaskade der Netzbetreiberkoordination, um am enera Flexmarkt tätig werden zu können. Der Prozess, der dadurch bei den Netzbetreibern ausgelöst wird, wird am Beispiel von EWE NETZ bildlich in Abbildung 7.2-2 dargestellt.

1. TenneT teilt seinem nachgelagerten Netzbetreiber (Avacon Netz) eine Engpassmeldung mit. Ziel ist die Auflösung der Engpasssituation durch Flexibilität des enera Flexmarkts. Dazu versendet TenneT eine E-Mail mit einer XML-Datei, die Informationen über den Engpasszeitraum, betroffene Netzknoten sowie den geplanten Handelszeitraum mit den benötigten Flexibilitätsmengen (15-minütige Intervalle) enthält.

2. Avacon ermittelt die für die Engpassbehebung in Frage kommenden enera Marktgebiete. Avacon teilt dem nachgelagerten Netzbetreiber EWE NETZ die Engpassmeldung von TenneT sowie die ermittelten Marktgebiete mit. Dies geschieht via E-Mail, die relevanten Daten befinden sich im Anhang dieser Mail in einer sogenannten XML-Datei.

3. Die XML-Datei wird automatisiert von der Mail gelöst und auf einem eigens dafür eingerichteten Server abgelegt.

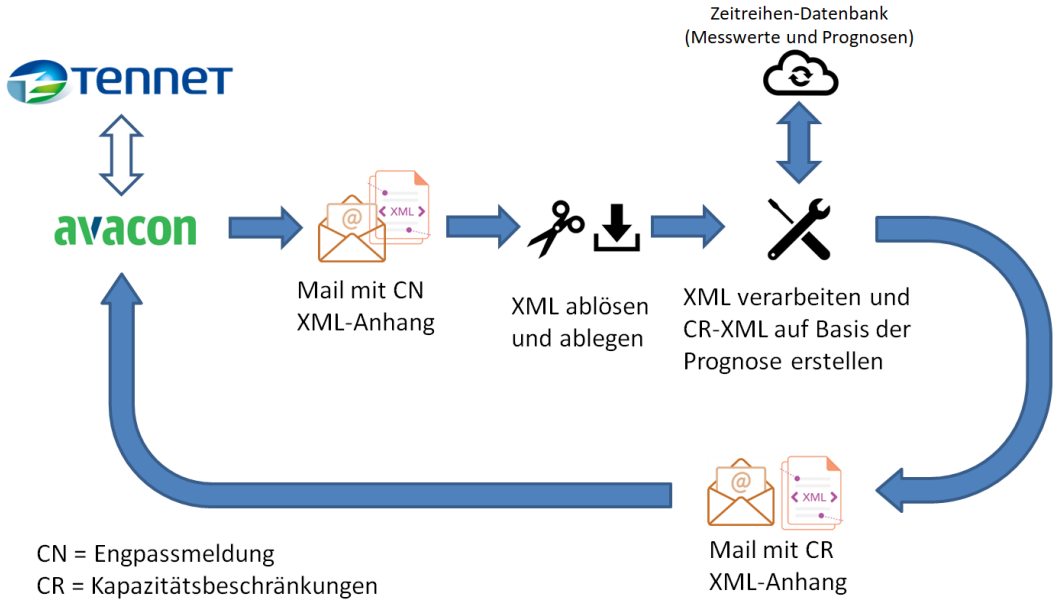
4. Für die in der XML-Datei genannten Marktgebiete werden mittels der Einspeise- und Lastprognosen aus einer Zeitreihendatenbank Kapazitätsbeschränkungen innerhalb der Marktgebiete errechnet. Auf Basis der ersten XML-Datei und den errechneten Beschränkungen wird eine zweite XML-Datei mit Kapazitätsbeschränkungen erstellt.

5. Die Kapazitätsbeschränkungen werden durch EWE NETZ dem vorgelagerten Netzbetreiber Avacon Netz mitgeteilt. Dies erfolgt erneut per E-Mail, in deren Anhang sich die erzeugte XML-Datei befindet.

6. Avacon Netz wiederholt diesen Prozess und ermittelt wiederum Kapazitätsbeschränkungen.

7. Avacon Netz teilt dem anfragenden Netzbetreiber TenneT die verfügbaren Kapazitäten je Marktgebiet via E-Mail mit angehängter XML-Datei mit.

Abbildung 7.2-2: Prozessablauf der Netzbetreiberkaskade bei EWE Netz



Quelle: enera

Die Netzbetreiberkoordination, die im Rahmen des enera Flexmarktes entwickelt wurde, ist eine der Kernerrungenschaften des Projektes und wird auch über das Projektende von enera hinaus Bestand haben. Dieser Prozess wird im Rahmen des Redispatch 2.0 in sehr ähnlicher Form weiterbetrieben werden. Die beteiligten Netzbetreiber EWE NETZ, Avacon Netz und TenneT TSO haben somit Grundsätze für die zukünftige Engpassbewirtschaftung in Deutschland geschaffen und bewiesen, dass der in enera geschaffene Prozess massentauglich ist.

NETZBETREIBERKOORDINATION LITERATUREINORDNUNG

Der in enera entwickelte Ansatz zur Netzbetreiberkoordination ist einer von verschiedenen Vorschlägen für die Koordination zwischen Netzbetreibern. Außerhalb des enera Projekts wurden weitere Vorschläge für die Kommunikation zwischen Netzbetreibern gemacht. So untersuchen verschiedene europäische Forschungsprojekte eine mögliche Gestaltung des Informationsaustausches zwischen Netzbetreibern, die im Folgenden kurz dargestellt werden sollen.

Das europäische Forschungsprojekt *SmartNet* hatte bis Juni 2019 das Ziel, ÜNB-VNB-Koordinationskonzepte für die Erschließung von Dienstleistungen dezentraler Flexibilität zu vergleichen. Betrachtet wurden fünf verschiedene Marktmodelle, bei denen sich die von den Netzbetreibern übernommenen Rollen und Verantwortungen voneinander unterschieden. Auch kamen je andere Ansätze für die Beschaffung von Flexibilität zum Einsatz. Das Ergebnis einer Kosten-Nutzen-Analyse zeigte, dass besonders gemeinsame Marktmodelle, ähnlich dem enera Flexmarkt, einen Nutzen für das System erzeugen. In dem von *SmartNet* vorgeschlagenen Modell werden zunächst Netzengpässe durch den Verteilnetzbetreiber aufgelöst. In einem zweiten Schritt kommt Flexibilität für

Übertragungsnetze zum Einsatz, um die restlichen Engpässe zu beheben (Morch et al. 2019). Dabei ist besonders zu beachten, dass der Zugriff der Netzbetreiber auf Flexibilität nicht die Funktionalität des Netzes anderer Betreiber beeinflusst (Migliavacca et al. 2018).

Im Forschungsprojekt *CoordiNet* werden die vorgeschlagenen Ansätze des *SmartNet*-Projekts genauer betrachtet (Kessels et al. 2019). Die Autoren der Studie betrachten unter anderem den Datenaustausch zwischen den Netzbetreibern. Sie weisen darauf hin, dass sich dieser an deren definierter Rolle orientieren sollte. Daten sollten daher so ausgetauscht werden, dass Netzbetreiber ihre Rolle erfüllen können. Ein auf Übertragungsnetzbetreiber fokussiertes Modell unterscheidet sich somit im Datenaustausch stark von einem Modell, in dem Verteilnetzbetreiber für das Beheben von Netzengpässen zuständig sind.

Das Projekt *EU-SysFlex* definiert hingegen eine neue Rolle, die die direkte Kommunikation zwischen den Netzbetreibern zum Zwecke der Netzengpassauflösung nicht mehr notwendig macht: Der Optimisation Operator (OO). Der OO sammelt die notwendigen Informationen der Netzbetreiber und Flexibilitätsanbieter. Basierend darauf plant er die Auflösung der auftretenden Netzengpässe. Es kann dabei einen zentralen OO geben. Ebenso ist jedoch denkbar, dass mehrere OO für verschiedene Netzbereiche zuständig sind (Magois et al. 2020).

Der *TSO-DSO Report* betrachtet gemeinsame Ansätze von ÜNB und VNB bei der Bewirtschaftung von Netzengpässen. Er empfiehlt einen gemeinsamen Ansatz, um ein effektives und kosteneffizientes Ergebnis zu erhalten. Grundlage dessen könnte ein Flexibilitätsregister sein, das Informationen zu Flexibilitätsoptionen und deren Wirkungen auf die Netzbereiche enthält. Auch in dieser Untersuchung wird betont, dass das Handeln der Netzbetreiber nicht den Netzbetrieb des jeweils anderen beeinträchtigen sollte und dass möglichst viele Akteure an der Engpassbewirtschaftung teilnehmen können (CEDEC et al. 2019).

Wie zu sehen ist, sind für die Kommunikation zwischen Netzbetreibern verschiedene Modelle denkbar. In die Gruppe dieser Modelle reiht sich der enera Ansatz der Netzbetreiberkoordination ein.

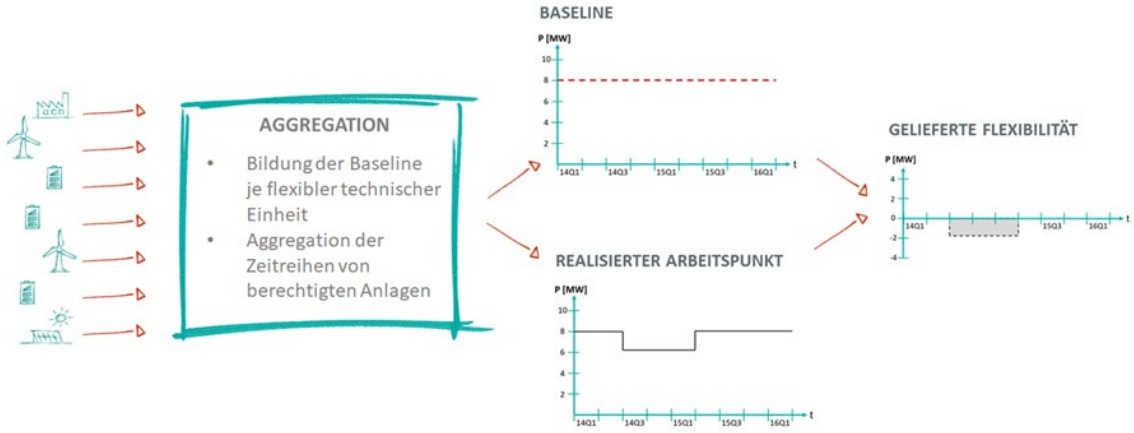
7.3. Nachweisführung und Nachweisplattform

Durch die Kontrahierung von Flexibilität am enera Flexmarkt verpflichtet sich ein Vermarkter gegenüber dem kontrahierenden Netzbetreiber, die kontrahierte Menge an Flexibilität durch flexible technische Einheiten zu erbringen. Um die ordnungsgemäße Lieferung dieser Flexibilität nachvollziehen und verifizieren zu können, wurde im Rahmen des enera Flexmarktes ein Prozess zur Nachweisführung implementiert. Als Tool für die Umsetzung dient dabei die sogenannte Nachweisplattform. Die Nachweisplattform ist eng mit der Smart Data and Service Plattform des Netzbetreibers verbunden. Aus dieser bezieht sie laufend verschiedene Eingangsdaten, die zur Verifikation der abgeschlossenen Handelsgeschäfte benötigt werden.

Die zu ermittelnde, tatsächlich erbrachte Flexibilität entspricht dem realisierten Arbeitspunkt abzüglich der sogenannten Baseline. Der realisierte Arbeitspunkt gibt die

kumulierte gemessene Ist-Leistung aller flexiblen technischen Einheiten eines Vermarkters innerhalb eines Orderbuches wieder. Die Baseline hingegen stellt die Erzeugung oder den Verbrauch eines Anbieters dar, der ohne die Flexibilitätserbringung stattfinden würde. Sowohl der realisierte Arbeitspunkt als auch die Baseline müssen zunächst anhand verschiedener Eingangsdaten ermittelt werden. Eine schematische Darstellung des enera Nachweisprozesses ist in Abbildung 7.3-1 zu sehen.

Abbildung 7.3-1: Schematische Darstellung des Nachweisprozesses



Quelle: enera

Da am enera Flexmarkt verschiedene Anlagentypen Flexibilität anbieten, sind verschiedene Prozesse der Baseline-Ermittlung notwendig. Fahrplanfähige Anlagen sind unabhängig von ihrer Technologie jene, die ihre Erzeugung oder ihren Verbrauch planen und beeinflussen können. Das können klassische Kraftwerke sein. Ebenso sind dies flexible Verbraucher oder Speicher. Diese Anlagen übermitteln ihren geplanten Fahrplan vor der Erbringung der Flexibilität.

Nicht-fahrplanfähige Anlagen sind Erzeuger, deren Stromerzeugung von Wind und Sonne abhängen. Die zukünftige Produktion oder Baseline kann durch Prognosen hergeleitet werden. Damit es in der Nachweisführung jedoch zu möglichst geringen Abweichungen von der tatsächlichen Erzeugung kommt, können diese Anlagen ihre realisierte Erzeugung nach der Erbringung von Flexibilität übermitteln.

Die erfolgte Erzeugung oder Verbrauch wird dann auf Basis von Messdaten ermittelt. Sie wird anschließend mit der gemeldeten Baseline verglichen. Die Differenz zwischen diesen Zeitreihen ist die erbrachte Flexibilität und die Grundlage für die Abrechnung des Flexibilitätstrades. Kommt es zu einer verschuldeten Abweichung von der kontrahierten Flexibilität, kann eine Pönale erhoben werden. Eine nicht-verschuldete Abweichung hingegen wird nicht bestraft, da sie durch einen Eingriff des Netzbetreibers verursacht wird. Das ist etwa beim Einspeisemanagement der Fall.

7.4. Maßnahmen für einen effizienten Marktbetrieb

Damit das Marktergebnis des enera Flexmarkts so effizient wie möglich ist, müssen verschiedene Maßnahmen ergriffen werden. Diese wurden teilweise im Rahmen der Demonstrationsphase umgesetzt und stellen ansonsten Empfehlungen für eine zukünftige Implementierung eines solchen Flexmarktes dar. Sie sind Teil des Marktdesigns und stellen sicher, dass die Flexibilitäts-Merit-Order auf den tatsächlichen Grenzkosten der Flexibilitätserbringung basiert und der Einspeisevorrang erneuerbarer Energien nicht verletzt wird. Darüber hinaus ist ein Market Monitoring notwendig, um strategisches Verhalten zu verhindern. Genaue regulatorische Handlungsempfehlungen finden sich in Kapitel 8.3.3.

Side Payments und Preisobergrenzen

Neben lastseitiger Flexibilität und Speichern bieten ebenso erneuerbare Erzeuger eine Reduktion ihrer Einspeisung als Flexibilität auf dem enera Flexmarkt an. Wird auf einem lokalen Flexibilitätsmarkt sowohl Flexibilität aus EEG- als auch aus Nicht-EEG-Anlagen gehandelt, kann es zu einer Marktverzerrung kommen, die auf das Bieterverhalten der Flexibilitätsvermarktung von EEG-Anlagen zurückzuführen ist. Als Teil der Flexibilitätsgebote auf dem Flexibilitätsmarkt werden auch die EEG-Marktprämien eingepreist, da bei einer freiwilligen Abregelung einer EEG-Anlage die Marktprämien nicht mehr durch die Netzbetreiber gezahlt werden. Anlagenbetreiber betrachten den Ausfall dieser Zahlung als Opportunitätskosten und fordern eine Entschädigung in Form höherer Marktgebote. Aus Sicht des Netzbetreibers handelt es sich bei den Marktprämien jedoch nicht um reale Zusatzkosten, da diese auch anfallen, wenn die EEG-Anlagen nicht über den Flexibilitätsmarkt abgeregelt werden. In diesem Fall werden die Marktprämien aus dem EEG-Konto gezahlt und erhöhen die Gesamtsystemkosten.

Um die Verzerrungen in den Geboten von EEG-Anlagen zu vermeiden, wurde das Konzept der „Side Payments“ entwickelt. Das Konzept sieht Zahlungen außerhalb des Flexibilitätsmarktes vor, die bei dem Zuschlag einer Flexibilität aus EEG-Anlagen an den entsprechenden Anlagenbetreiber gezahlt werden. Der Umfang der Zahlungen ergibt sich durch die jeweilige Höhe der Marktprämie der EEG-Anlage. Dies führt dazu, dass die Gebote der EEG-Anlagen nur die tatsächlich relevanten Kosten widerspiegeln, das Marktergebnis damit effizienter wird und Verzerrungen vermieden werden. Infolgedessen wird die Marktprämie vom Flexibilitätsmarkt externalisiert, und es entsteht eine unverzerrte Flexibilitäts-Merit-Order. Alle Gebote stellen dann echte Zusatzkosten dar, die durch den Einsatz der Flexibilität entstehen. Eine detaillierte Beschreibung findet sich in (Höckner et al. 2020).

Zudem wird die Einführung von Preisobergrenzen zur Begrenzung von Marktmacht empfohlen. Als Marktmacht wird die Möglichkeit eines Unternehmens bezeichnet, aufgrund seiner marktbeherrschenden Stellung die Marktpreise signifikant über das wettbewerbliche Preisniveau zu heben. Ursachen für marktbeherrschende Stellungen können unter anderem die große Marktdominanz einzelner Unternehmen sowie lokale Netzengpässe sein, die zu einem eingeschränkten Wettbewerb in den Engpassregionen führen. Die Existenz einer marktbeherrschenden Stellung allein ist nicht problematisch,

jedoch entsteht bei freier Preisbildung ein Anreiz für die Anbieter, ihre entsprechende Position auszunutzen, um höhere Erlöse zu erzielen. Dies kann zum einen durch überhöhte Preisforderungen (economic withholding) oder zum andern durch Zurückhalten günstiger Kapazitäten zur Erzielung höherer Marktpreise (physical withholding) erfolgen. Im Fall regionaler Flexibilitätsmärkte sind aufgrund der eingeschränkten Anzahl an Flexibilitätsoptionen Anbieter mit marktbeherrschender Stellung zu erwarten.

Durch die Einführung von Preisobergrenzen lässt sich das daraus resultierende Marktmachtpotenzial deutlich verringern, da der Spielraum für erhöhte Preisforderungen gedeckelt wird. Im Falle eines regionalen Flexibilitätsmarkts mit Side Payments können Preisobergrenzen in Höhe des Monatsmarktwertes der vorhandenen EEG-Anlagen die Gebote effektiv begrenzen (vgl. Höckner et al. 2020). Durch diese Preisobergrenzen wird das Marktmachtpotenzial der Teilnehmer eingeschränkt und gleichzeitig wird sichergestellt, dass der Flexibilitätsmarkt kein schlechteres Ergebnis liefert als der Status Quo der Abregelung und Entschädigung von EEG-Anlagen. Eine „Wohlfahrtsverbesserung“ im Vergleich zum Status Quo ist damit zwar nicht garantiert, aber die im Markt erzielbaren, begrenzten Margen für die Marktteilnehmer geben einen ökonomischen Anreiz zur marktbasierten Bereitstellung von Flexibilität im Gegensatz zu einer rein kostenbasierten Lösung, bei der alle Margen abgeschöpft werden.

Im demonstrierten enera Flexmarkt wurden ebenfalls Preisobergrenzen eingeführt, jedoch vorrangig aus einem anderen Grund: Sie boten einen pragmatischen Ansatz um sicherstellen, dass der Einspeisevorrang erneuerbarer Energien auch im enera Flexmarkt bestehen bleibt. Diese Preisgrenzen gelten für alle Anbieter von Flexibilität, die keine erneuerbare Energieanlage betreiben. Die Obergrenze hat die Höhe der günstigsten anbietenden EE-Anlage. Sie stellt somit sicher, dass andere Flexibilität zu einem niedrigeren Preis anbieten. Im Engpassfall wird somit zunächst diese Flexibilität durch Netzbetreiber abgerufen, bevor ein Zugriff auf erneuerbare Flexibilität stattfindet. Es hat sich jedoch gezeigt, dass die durch die Preisobergrenzen in dieser Höhe gedeckelten Preise nicht ausreichen, um die wirtschaftliche Teilnahme von Nicht-EE-Flexibilität zu erlauben (siehe auch 7.4). Zudem würden durch die Einführung von Side Payments die Kosten der EEG-Anlagen sinken, und somit auch eine Preisobergrenze, insofern sie dazu dient, deren Einspeisevorrang sicherzustellen. Für eine zukünftige Umsetzung des enera Flexmarktes ist die Abwägung zwischen dem Einspeisevorrang erneuerbarer Energien und wirtschaftlichen Überlegungen, wie den Kosten der Engpassbehebung, sorgfältig durchzuführen.

Die Einführung von Side Payments und Preisobergrenzen ist ebenso Teil der regulatorischen Handlungsempfehlungen in Abschnitt 8.3.3.

Market Monitoring zur Identifikation von strategischem Verhalten in Flexibilitätsmärkten

Die intensiv geführte Debatte zum Increase-Decrease (Inc-Dec) Gaming im Zusammenhang mit Redispatch-Märkten ist vor allem auf die Veröffentlichung von (Hirth und Schlecht 2019) zurückzuführen. In diesem Papier wurde strategisches Verhalten bei Einführung eines zweiten nachgelagerten Redispatch-Marktes zur Auflösung von Netzengpässen untersucht. Der regionale Flexibilitätsmarkt, wie er in enera implementiert wurde, kann im weiteren

Sinne als eine Ausgestaltungsform eines solchen Redispatch-Marktes gesehen werden. Die Problematik des strategischen Verhaltens gilt somit auch für den enera-Flexmarkt. In enera wurde eine Form des Market Monitoring als ein Konzept zur Begrenzung des Inc-Dec Gaming entwickelt. Im Rahmen des Market Monitoring erfolgt eine Überwachung des Marktergebnisses und des Verhaltens der Marktteilnehmer.

Im Folgenden soll das Problem des Inc-Dec Gamings kurz erläutert werden und wie der Ansatz des Market Monitoring zur Problemlösung beiträgt.

ENGPASSAUFLÖSUNG UND INC-DEC GAMING

Der Handel im Spotmarkt findet ohne Einschränkungen statt. Das Stromnetz als physikalische Grundlage der Stromversorgung wird im Marktprozess nicht berücksichtigt. Das Ergebnis dieser rein grenzkostenbasierten Optimierung kann somit zu Netzengpässen führen, die im Nachgang aufgelöst werden müssen. Eine Möglichkeit der Netzengpassauflösung ist der regulatorische Redispatch, bei dem Netzbetreiber die Erzeugung von Kraftwerken korrigieren, bis Netzrestriktionen eingehalten werden. So wird es aktuell im deutschen Stromsystem praktiziert.

Eine andere Möglichkeit, die auch auf europäischer Ebene im Rahmen der Verordnung über den Strombinnenmarkt (Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union 2019) zukünftig eingeführt werden soll, ist der marktliche Redispatch. Dabei wird in einem dem Spotmarkt nachgelagerten Markt Flexibilität angeboten, auf die Netzbetreiber zur Engpassauflösung zurückgreifen können. Im Unterschied zum Spotmarkt hat dieser Redispatch-Markt eine regionale Komponente, die Anbieter Regionen zuordnet, die einen Einfluss auf den Netzengpass entfalten können. Unweigerlich ergeben sich daraus für jede der Regionen vom Spotmarkt unabhängige Preise. Als Inc-Dec Gaming wird nun die Aktivität von Marktteilnehmern verstanden, sich in Antizipation dieses nachgelagerten Redispatch-Marktes auf dem Spotmarkt strategisch zu positionieren, um die Erlöse auf beiden Märkten zu maximieren (vgl. Hirth und Schlecht 2019).

Kommt es zu einem Netzengpass, wird das System in zwei Regionen unterteilt: eine Überschussregion und eine Mangelregion. Zur Auflösung des Netzengpasses ist es notwendig, in der Überschussregion die geplante Stromerzeugung zu reduzieren. In der Mangelregion ist hingegen eine Erhöhung der Stromerzeugung notwendig. Übertragungsnetzbetreiber müssen dafür nun die notwendige Ausgleichsenergie am Redispatch-Markt beschaffen. Für die beiden identifizierten Regionen bilden sich nun unterschiedliche Preise auf dem Redispatch-Markt. Für die Überschussregion bildet sich ein Preis unter dem für das Gesamtsystem gebildeten Strompreis, in der Mangelregion hingegen darüber.

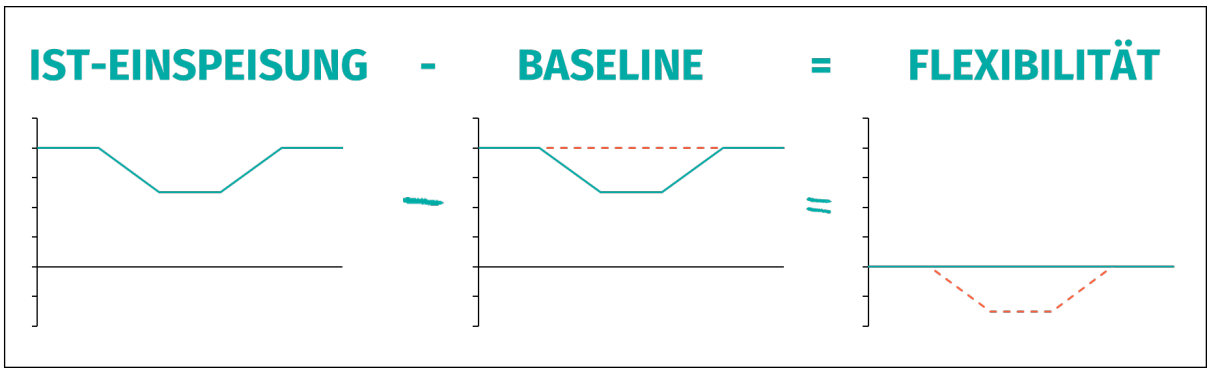
Um Inc-Dec Gaming handelt es sich nun, wenn Marktteilnehmer die Preisunterschiede auf diesen Märkten bei ihrem Gebotsverhalten berücksichtigen. Erzeuger in der Überschussregion, die auf dem Spotmarkt aufgrund zu hoher Grenzkosten unter sonstigen Umständen nicht zum Zuge gekommen wären, bieten zu niedrigeren Preisen an, um somit einen Zuschlag zu bekommen. Physikalisch kann diese zusätzliche geplante Erzeugung aufgrund des Netzengpasses allerdings nicht integriert werden. Um den Netzengpass aufzulösen, ist der Netzbetreiber nun gezwungen, die vom selben Kraftwerk im Redispatch-Markt angebotene Reduktion der Stromerzeugung zu kaufen. Durch die Einführung des

nachgelagerten Redispatch-Markts für Kraftwerksbetreiber besteht in Überschussregionen nun die Möglichkeit, ohne einen tatsächlichen Kraftwerkseinsatz einen Gewinn zu erzielen. In der Mangelregion funktioniert dies auf umgekehrtem Weg. Kraftwerksbetreiber bieten hier über dem sich bildenden Marktpreis an. Somit kommen sie nicht zum Einsatz. Der Netzbetreiber muss nun Erzeugung auf dem Redispatch-Markt erwerben, um so die Nachfrage in der Mangelregion zu befriedigen. Dadurch können Kraftwerksbetreiber zu höheren Preisen als ihre Grenzkosten Strom erzeugen, was zu einem ineffizienten Marktergebnis führt.

INC-DEC GAMING IM ENERA MARKT

Ein Unterschied des enera Marktes im Vergleich zum Modell von Hirth et al. ist, dass es sich nicht um zwei aufeinander folgende Marktprozesse (Day-Ahead- und Redispatch-Markt) handelt, sondern um einen Markt, der parallel zum Intraday-Handel stattfindet. Dennoch ist auch auf diesem Markt strategisches Verhalten möglich, was im Folgenden hier kurz dargestellt werden soll.

Abbildung 7.4-1: Ursprünglich geplanter Fahrplan ohne Engpassinformation (grün) und Fahrplan bei Inc-Dec Gaming (orange)



Quelle: enera

Im Falle eines anstehenden Netzengpasses kann ein Anbieter einen Fahrplan an den enera Markt übermitteln, der eine höhere oder niedrigere Fahrweise im Vergleich zur tatsächlich geplanten Erzeugung aufweist. Dies ist die in Abbildung 7.4-1 zu sehende orange Baseline-Linie. Er täuscht somit vor, Strom bereits im Spotmarkt verkauft zu haben, was aufgrund des Netzengpasses physikalisch jedoch nicht möglich ist. Somit wird auf dem enera Flexmarkt eine Reduktion der Erzeugung abgerufen, die auch ohne den enera Flexmarkt realisiert worden wäre. Der Anbieter realisiert somit seine bereits geplante Erzeugung und sichert sich die Flexibilitätszahlung durch die Netzbetreiber.

Auch für einen Verbraucher ist dies möglich. Erwartet dieser einen Engpass, liefert er einen Verbrauchsfahrplan, der keinen oder einen niedrigeren als den geplanten Strombezug für den Engpasszeitraum anmeldet, obwohl er eigentlich mehr Strom bezieht. Durch den vom enera Flexmarkt abgerufenen Mehrverbrauch kommt es somit zu einer zusätzlichen Vergütung seines normalen Strombezugs.

MARKET MONITORING ALS GEGENMAßNAHME

Market Monitoring dient nun als Maßnahme, um strategisches Verhalten zu erkennen und zu adressieren. Dafür müssen die an den enera Flexmarkt übermittelten Fahrpläne

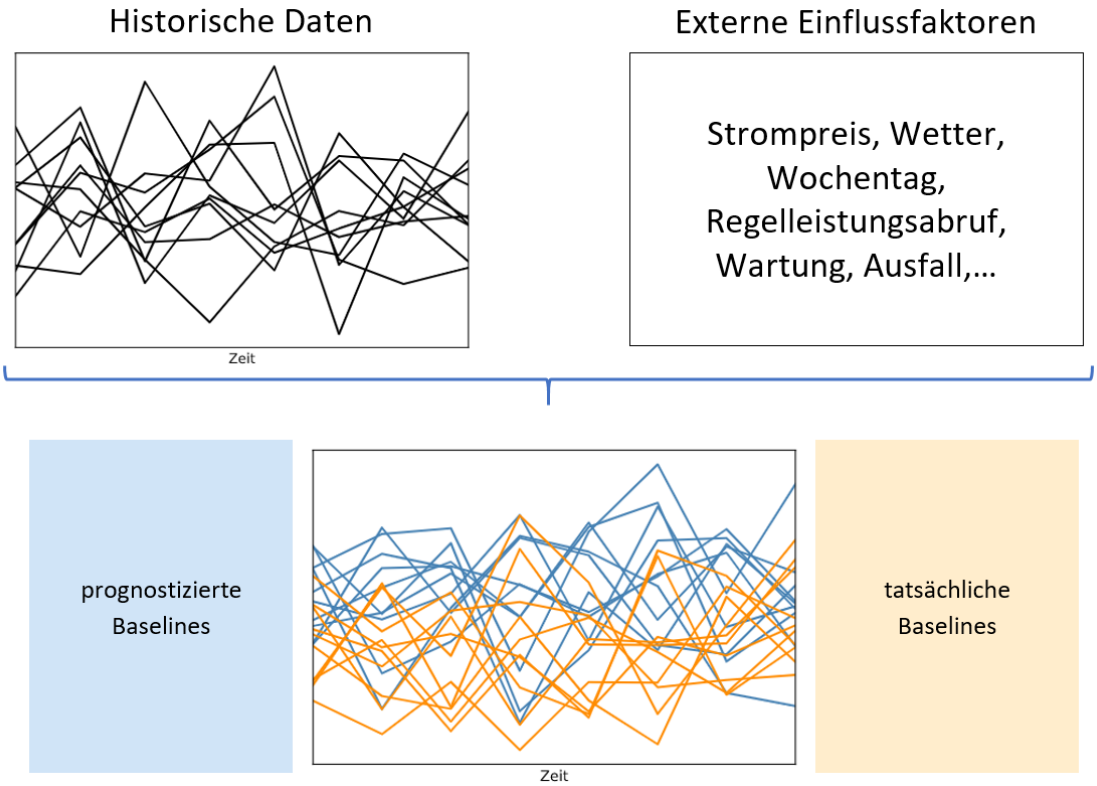
bindenden Charakter haben, also erwartungstreu sein. Sie dürfen zwar aktualisiert werden, der letzte übermittelte Fahrplan muss jedoch eingehalten werden. Ist dies der Fall, lässt sich mit Hilfe statistischer Methoden feststellen, ob erwartete Engpässe zu systematisch unterschiedlichen Fahrplänen führen.

Dies bedeutet nicht, dass die Fahrpläne in Engpasszeiten gleich den Fahrplänen in engpassfreien Zeiten sein müssen. Es müssen weitere Faktoren berücksichtigt werden, die die unterschiedlichen Fahrpläne zu Engpasszeiten erklären könnten, wie z. B. niedrigere Strompreise. Je vielfältiger die Faktoren sind, die die Fahrweise der betrachteten Anlage beeinflussen, desto detaillierter muss auch das Market Monitoring sein. Bei einer Power-to-Gas-Anlage oder einem Speicher mögen der Strompreis und die Regelleistungsbereitstellung als Erklärung für die Fahrweise ausreichen. Bei einer industriellen Last, die Teil einer größeren Prozesskette sein kann, könnten weitere Einflussfaktoren für die Erklärung der geplanten Last herangezogen werden.

Um valide Aussagen über systematische Abweichungen der Baselines in Engpasszeiten zu treffen, welche sich nicht über die weiteren in das Modell eingehenden Variablen erklären lassen, sind hinreichend viele Beobachtungen notwendig. Eine mögliche Market-Monitoring-Variante ist in der folgenden Abbildung 7.4-2 dargestellt.

Zunächst werden basierend auf historischen Baselines und weiteren internen und externen Einflussgrößen prognostizierte Baselines für Engpasszeiträume erstellt. Diese werden dann mit tatsächlich gemeldeten Baselines für diese Zeiträume verglichen. Für diesen Vergleich ist die Prognosegüte der einzelnen prognostizierten Baselines nicht der entscheidende Faktor. Denn über den Vergleich vieler Prognosen mit vielen in Engpasszeiten gemeldeten Baselines können statistisch valide Ergebnisse über systematische Abweichungen erzielt werden.

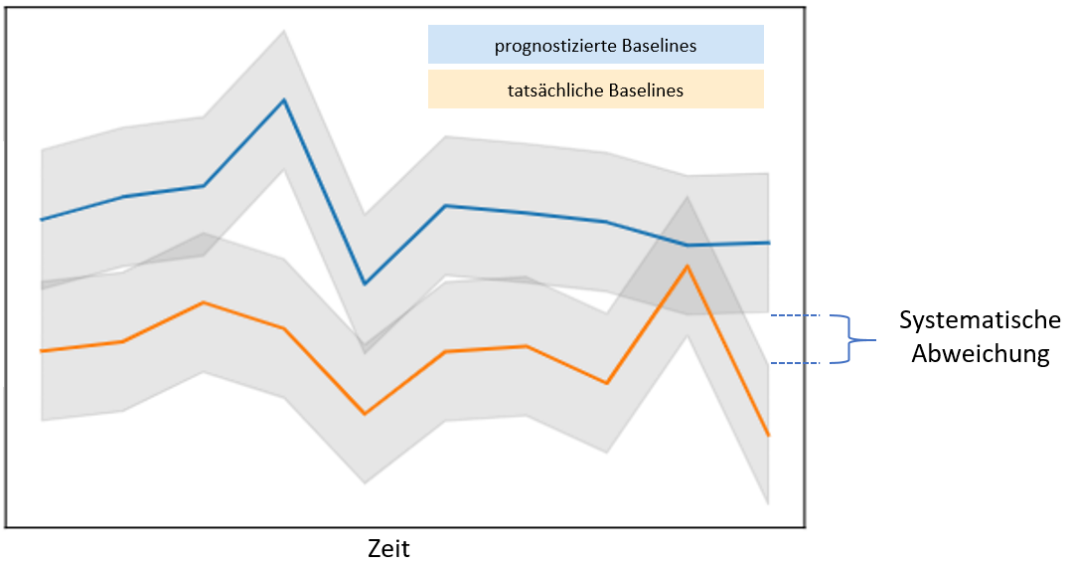
Abbildung 7.4-2: Herleitung von prognostizierten Baselines für das enera Market Monitoring



Quelle: enera

Wird eine systematische Abweichung der gemeldeten Fahrpläne durch das Modell identifiziert, müssen in den Marktregeln festgelegte Sanktionen greifen. Dies kann zum Beispiel den Ausschluss eines Händlers vom Flexibilitätsmarkt oder hohe Strafzahlungen zur Folge haben. Vergleichbare Regelungen sind bereits zur Unterbindung von strategischem Verhalten umgesetzt worden (vgl. Großbritannien, Transmission Constraint License Condition des britischen Regulierers Ofgem) und entfalten bereits durch ihre Existenz eine abschreckende Wirkung („Regulatory Threat“).

Abbildung 7.4-3: Ermittlung einer systemischen Abweichung zwischen prognostizierten und tatsächlichen Baselines während eines Netzengpasses



Quelle: enera

FAZIT

Der enera Flexmarkt demonstriert, dass sich mit Hilfe eines lokalen Flexibilitätsmarktes Engpässe marktbasiert auflösen lassen und bietet somit eine Möglichkeit, die von der EU präferierte Lösung eines marktbasierten Engpassmanagements zu erproben. Dabei kann die Übermittlung von Fahrplänen und die Messung von Ist-Werten zur Erkennung von unerwünschtem Verhalten, insbesondere in Form von Inc-Dec Gaming, genutzt werden. Im Rahmen des Projekts wurde Market Monitoring in Kombination mit sachgerechten Marktregeln, die entsprechende Sanktionsmöglichkeiten beinhalten, als Konzept zur Vermeidung von strategischem Verhalten im enera Flexmarkt erarbeitet. Die Einführung dieser Marktüberwachung ist ebenso Teil der regulatorischen Handlungsempfehlungen in Abschnitt 8.3.3.

7.5.Stakeholder-Erfahrungen mit dem enera Flexmarkt

UDE

Zur Erhebung der Erfahrungen der Teilnehmer des Flexmarktes wurden Interviews mit den Netzbetreibern EWE NETZ und TenneT, den Handelshäusern EWE TRADING, Statkraft, BayWa r.e. und VW Kraftwerke (VWK) sowie der EWE VERTRIEB geführt.

Bei EWE NETZ, EWE TRADING, EWE VERTRIEB und TenneT handelt es sich um Konsortialpartner. Bei den Handelshäusern handelt es sich um Direktvermarkter, welche jeweils eigene Portfolien verwalten. Die EWE VERTRIEB betreibt ein virtuelles Kraftwerk, welches von der EWE TRADING (neben anderen Flexibilitätsoptionen) vermarktet wird. Bei den Handelshäusern handelt es sich auf dem enera Markt um die Anbieter von Flexibilität, die Netzbetreiber sind die Nachfrager.

Als Motivation zur Teilnahme am enera Flexmarkt wurden drei grundsätzliche Faktoren genannt. Für die Netzbetreiber stand die Erschließung kleinteiliger Flexibilität im Vordergrund sowie das Ziel, diese in Kooperation mit anderen Netzbetreibern für das Engpassmanagement nutzbar zu machen. Für die Händler stand die Exploration neuer potenzieller Geschäftsfelder im Vordergrund. Auch sollte eine Reduzierung von Einspeisemanagement-Maßnahmen in ihrem Windportfolio erreicht werden. Das finanzielle Risiko ihres Portfolios soll so reduziert werden. Zwar kommt es zu einer Entschädigung der Anlagenbetreiber, die Kosten für den Bilanzkreisausgleich sind jedoch durch die Direktvermarkter zu tragen.

Das grundsätzliche Marktdesign des enera Flexmarkts wird in Abschnitt 7.1 erläutert. Es orientiert sich eng am Design des Intraday-Marktes und wurde von EPEX SPOT implementiert und betrieben (Intraday-Backend M7). Dies bot viele Vorteile für die Händler, die fast alle das Marktdesign als positiv bewerteten. Durch die Nähe zum heutigen Intraday-Marktdesign können bestehende Systeme der Händler genutzt werden, die bereits im täglichen Geschäft zum Einsatz kommen. So reduzierte sich die Einstiegshürde für die Händler, und ihre im Intraday-Handel gemachten Erfahrungen konnten so auch auf den enera Flexmarkt übertragen werden.

Die Involvierung der EPEX SPOT sowie die Nutzung des etablierten Backends wurde von einigen Teilnehmern aus diesen Gründen sogar als essenziell für ihre eigene Teilnahme beschrieben. Die Nutzung der bestehenden Strukturen hat sich somit als Erfolg erwiesen. Es erscheint auch für zukünftige Einsätze solcher oder ähnlicher Märkte sinnvoll, soweit wie möglich auf bestehenden Strukturen aufzubauen, um die Einstieghürden gering zu halten.

Grundsätzlich ermöglichte die etablierte Plattform auch einen Zugriff über die Programmierschnittstelle der EPEX (API). Über diese können das Auslesen der Orderbücher und das Erstellen von Geboten etc. automatisiert werden. Automatisierter Handel wurde jedoch von keinem Teilnehmer des enera Flexmarkts betrieben. Dafür wurden mehrere Gründe genannt. Zum einen bedeutet die Implementierung eines automatisierten Handels einen enormen Ressourcenaufwand. Es muss nicht nur die Schnittstelle zur Börse bedient werden, auch die im Hintergrund laufenden Prozesse müssen einen automatischen Eingriff zulassen. Diese müssten auf die im enera Flexmarkt erforderliche räumliche Granularität vorbereitet sein. Dies war im Rahmen des Projektes insbesondere für die externen Partner nicht zu leisten.

Eine zweite Hürde stellten die allgemeine Zurückhaltung und Skepsis im Hinblick auf automatisierte Prozesse mit potenziell großen finanziellen Risiken dar. Auch der Status einiger Teilnehmer als Betreiber kritischer Infrastruktur erhöht den Aufwand, der bei einer Automatisierung erforderlich ist. Grundsätzlich zeigten sich die Teilnehmer jedoch bereit und hielten es sogar für notwendig, bei Aussicht auf produktiven Einsatz in eine fortschreitende Automatisierung zu investieren. Würde der enera Flexmarkt als eine Form des marktlichen Redispatch etabliert, ist davon auszugehen, dass Investitionen in Automatisierung vorgenommen würden. Dies dürfte als Nebeneffekt zudem die Liquidität des Flexmarktes auf Anbieterseite erhöhen. Ein automatisiertes Einstellen von Geboten könnte die Transaktionskosten verringern.

Der Aufwand, der für die Einbindung des Flexmarktes und die damit verbundenen Prozesse betrieben wurde, unterscheidet sich zwischen Konsortialpartnern und externen Teilnehmern. Konsortialpartner konnten durch die Projektförderung und ihre eigenen Teilvorhaben mehr Ressourcen für die Einbindung nutzen. Sie konnten so langfristigen Nutzen aus der Teilnahme am Flexmarkt ziehen. Auch wenn der Markt als solches nicht weiterbetrieben wird, können die gemachten Entwicklungen im täglichen oder zukünftigen Geschäft weiter genutzt werden. Als nutzbare Ergebnisse wurden z. B. die Etablierung von Schnittstellen zum Datenaustausch, die Disaggregation der Portfolios, sowie die Netzbetreiberkoordination genannt (siehe auch Abschnitt 7.2).

Von den Netzbetreibern und Händlern wurde angegeben, dass der Markt vor allem als Proof of Concept für die technische Demonstration genutzt wurde. Finanzielle Aspekte standen dort nicht im Fokus. Während der Erprobung stellte sich heraus, dass Netzbetreiber und Anbieter abweichende Preisvorstellungen hatten. Dies stellt bei der tatsächlichen Nutzung des enera Flexmarkts ein Hindernis dar.

Von den Netzbetreibern wurden als interne Zahlungsbereitschaft die Kosten der Alternative zum Flexmarkt – herkömmliches Einspeisemanagement – angesehen. Diese Zahlungsbereitschaft scheint in vielen Fällen deutlich unter den Preisvorstellungen der Händler gelegen zu haben. Vor allem bei Biogas-Anlagen liegen die EEG-Sätze deutlich über den Kosten, die bei der Abregelung von Windkraftanlagen anfallen. Darauf basierende Gebote liegen damit deutlich über der Zahlungsbereitschaft der Netzbetreiber, sofern sich diese an den Einspeisemanagement-Kosten orientiert. Über die Herleitung der Bepreisung von Flexibilität aus Windkraftanlagen im Projektkontext liegen keine Ergebnisse vor.

Über die Projektdauer wurden mögliche Ursachen für die abweichenden Preiserwartungen erarbeitet (vgl. Höckner, Voswinkel, Weber (2020) und Abschnitt 7.4):

- Sieht ein Händler für den Gebotszeitraum als Alternative zur Teilnahme am Flexmarkt nicht das Einspeisemanagement, sondern eine anderweitige Vermarktung, orientieren sich die Gebote an diesen Opportunitätskosten und weichen daher von den Einspeisemanagement-Kosten ab.
- In den Einspeisemanagement-Kosten ist der energetische Ausgleich bei einer Bilanzkreisabweichung nicht enthalten. Wurde dieser bei der Bildung der Gebote berücksichtigt, führt dies ebenfalls zu höheren Geboten.

Dies könnte erklären, wieso viele der zustande gekommenen Trades nach Aussagen der Teilnehmer hauptsächlich dazu dienten, die technische Funktionsfähigkeit zu demonstrieren und die dahinterstehenden Prozesse zu testen. In diesen Fällen waren sie kein „natürlich“ zustande gekommenes Handelsergebnis.

Die Erfahrungen zeigen, dass die Preisvorstellungen aller Parteien stark vom regulatorischen Rahmen abhängen. In diesem Fall haben vermutlich inkonsistente Rahmenbedingungen ein häufigeres Zusammentreffen der Preiserwartungen verhindert. Insbesondere Subventionen für die Einspeisung erneuerbaren Stroms haben einen großen Einfluss auf die von Anbietern angesetzten Preise.

Wie in Abschnitt 7.4 beschrieben, ist die Marktprämie von EEG-Anlagen ein Kostenbestandteil, der für die Preisbildung keine Rolle spielen sollte. Denn die Marktprämie ist in jedem Fall zu zahlen: Bei laufenden Anlagen als Marktprämie und bei abgeregelten Anlagen als Teil der Entschädigung. Geht sie in Gebote mit ein, kann es zu einer Veränderung der Einsatzreihenfolge am Flexibilitätsmarkt kommen. Flexibilität von Biogas-Anlagen, bei denen die Marktprämie einen hohen Wert hat, kann durch diese Einpreisung zu höheren Preisen als Flexibilität von Windenergieanlagen angeboten werden. Dies ist dem regulatorischen Rahmen geschuldet. Für eine zukunftsweisende Lösung ist es daher wesentlich, dass sich Preise unverzerrt von äußeren Einflüssen wie Umlagen, Preisgarantien und ähnlichen Mechanismen bilden können.

Für einen praktischen Einsatz eines Flexibilitätsmarkts wurde von den Händlern als wichtigstes Kriterium eine ausreichende Liquidität genannt. Diese war im Rahmen des Projektes nicht gegeben. Unter anderem ist dies auf die begrenzte regionale Ausdehnung von Flexibilitätsmärkten zurückzuführen. Aufgrund dessen kann nicht davon ausgegangen werden, dass ein Flexibilitätsmarkt mit ähnlicher Liquidität wie der Großhandelsmarkt zustande kommt.

Ein Händler schlug daher den Einsatz von Intermediären oder Market Makern vor, auch um zu gewährleisten, dass Netzbetreiber nicht als Energiehändler auftreten. In Finanzmärkten stehen Market Maker als Käufer oder Verkäufer von Wertpapieren zur Verfügung, wenn sich keine andere Gegenpartei finden lässt. Im Unterschied zu Wertpapieren auf den Finanzmärkten lässt sich Flexibilität jedoch nicht speichern, bis sich ein anderer Käufer oder Verkäufer gefunden hat. Das Potenzial von Market Makern scheint somit begrenzt. Inwieweit dies ein vielversprechender Ansatz ist, könnte Gegenstand weiterer Untersuchungen sein. Da bisher keine adäquaten Lösungsansätze für eine unzureichende Liquidität existieren, ist die Preisgestaltung im Markt besonders wichtig. Besonders einer möglichen Ausübung von Marktmacht ist entgegenzuwirken.

Die Teilnehmer wurden ebenso zu ihren Einschätzungen zu regulatorischen Hürden, die Zukunft von marktbasiertem Redispatch und möglichen Einflüssen auf Investitionen gefragt.

Die Regulierung wurde als Einfluss auf die unterschiedlichen Preisvorstellungen auf Angebotsseite und Nachfrageseite identifiziert. Der Einfluss von Abgaben und Umlagen auf die Wettbewerbsfähigkeit von lastseitiger Flexibilität wird in Abschnitt 8.3.3 näher behandelt. Zudem führen die EEG-Vergütungen zu hohen Preisvorstellungen. Hier könnten zukünftig die in Abschnitt 7.4 besprochenen „Side Payments“ eine Lösung sein.

Die Rolle von marktbasiertem Redispatch im Allgemeinen bzw. Märkten für lokale Flexibilität wie enera im Speziellen wurde ebenfalls thematisiert. Sofern sie sich hierzu schon eine Meinung gebildet hatten, sahen Händler diese Märkte eher als Nebenerwerb denn als Haupteinnahmequelle für flexible Assets wie z. B. Batteriespeicher und Power-to-Gas-Anlagen. Dies wurde damit begründet, dass eine erhebliche Unsicherheit hinsichtlich der langfristigen Perspektive eines solchen Geschäftsmodells besteht – zum einen über die Beständigkeit der Regulierung, zum anderen über die Möglichkeiten der Netzbetreiber, das Geschäftsmodell durch eigene Maßnahmen wie Netzausbau obsolet zu machen. Dies mache Investitionen zum alleinigen Zweck der Bereitstellung von Flexibilität in Engpasssituationen

unattraktiv. Die Antworten zeigen, dass sich ein Flexmarkt auf Dauer nur etablieren wird, wenn die Anreize für den Netzausbau auch im Verteilnetz volkswirtschaftlich sinnvoll gesetzt werden. Ein Teil der Engpässe müsste dafür dauerhaft bestehen bleiben, so dass eine Perspektive für Investitionen besteht. Bei derart „gefestigten" Engpässen ist es jedoch essenziell, dass ein missbräuchliches Marktverhalten, z. B. in Form von strategischen Geboten, durch Marktüberwachung und andere Maßnahmen eingedämmt werden kann.

Mit einigen Teilnehmern wurde über ihre Einschätzung zur Gefahr von strategischem Verhalten in Form von „Inc-Dec Gaming" gesprochen. Die notwendige Vorhersagbarkeit von Engpässen wurde für die enera Region als gegeben angenommen. Einige Teilnehmer sahen es als nicht unwahrscheinlich an, dass strategisches Verhalten durch andere Marktparteien in einem tatsächlich etablierten Markt vorkommen würde. Hier wurde die Notwendigkeit von Gegenmaßnahmen bekräftigt, die bei einer Umsetzung regionaler Märkte für Flexibilität notwendig würden. Eine dieser Maßnahmen kann das in Abschnitt 7.4 vorgestellte Markt-Monitoring sein.

7.6. Der enera Flexmarkt und Redispatch 2.0

EWE

Die Reform des deutschen Redispatch-Regimes zum 01. Oktober 2021 sieht erstmals vor, dass die Netzbetreiber alle Erzeugungsanlagen und Speicher ab 100 kW sowie alle jederzeit fernsteuerbaren Anlagen für das Engpassmanagement einsetzen können und diese kostenbasiert vergütet werden (Redispatch 2.0).

Der enera Flexmarkt wurde dagegen vor dem Hintergrund eines Regulierungsrahmens aufgebaut, in dem nur Anlagen über 10 MW für den existierenden Redispatch-Einsatz zur Verfügung stehen. Durch die Gesetzesänderung besteht für den enera Flexmarkt weiterhin ein Anwendungsbereich, auch wenn sich dieser insbesondere auf Lasten reduziert. Gleichzeitig stellen die Regelungen sowohl Netzbetreiber als auch Vermarkter vor neue technische, prozessuale und organisatorische Herausforderungen. Das enera Projekt hat hier eine wichtige Grundlage gelegt, aus der wertvolle Elemente in das zukünftige Regime übertragen werden können.

Beim Engpassmanagement im Rahmen des Redispatch 2.0 ist eine enge Koordination und Zusammenarbeit der Netzbetreiber über die Spannungsebenen hinweg notwendig, um die Netz- und Versorgungssicherheit mit größtmöglicher Kosteneffizienz zu gewährleisten. In der im Projekt enera entwickelten und erfolgreich demonstrierten Netzbetreiberkoordination konnten die drei beteiligten Netzbetreiber genau diese Herausforderung bereits erproben und die entsprechenden technischen sowie prozessualen Voraussetzungen für eine Nutzung dieses Prozesses über enera hinaus schaffen.

Darüber hinaus werden die Netzbetreiber in Zukunft im Rahmen des Redispatch für die Abwicklung der Abrechnungsprozesse gegenüber den Vermarktern verantwortlich sein. Diese Zuständigkeit wurde auch im Marktdesign des enera Flexmarktes definiert, so dass

die Netzbetreiber auch hier bereits Erfahrungen sammeln und sich auf diese neue Aufgabe vorbereiten konnten.

Um ein effizientes Engpassmanagement mit dem Einsatz von vielen, auch kleineren Erzeugungsanlagen durchführen zu können, bedarf es einer umfassenden und genauen Datengrundlage. Diese umfasst Daten zur Erzeugung/Einspeisung und der Entnahme/Absatz sowie der Prognosen der Netzlast. Der enera Flexmarkt wurde entwickelt, um Angebot und Nachfrage nach regionaler Flexibilität zusammenzubringen. Eine hohe Transparenz über den Flexibilitätsbedarf des Netzbetreibers würde somit auch zu einem effizienten Marktergebnis beitragen.

In enera wurden somit seitens der Vermarkter lokale Last- als auch Erzeugungsprognosen entwickelt, die in eine Netzengpassprognose eingebettet wurden und dem Netzbetreiber bereits einige Tage im Voraus einen zu erwartenden Engpass mitteilten. Andererseits wurden u. a. die virtuellen Kraftwerke der Vermarkter derart ertüchtigt, diese Daten auch zur Nachweisführung der Handelsgeschäfte bereitstellen zu können. Es lassen sich also auch hieraus wichtige Erkenntnisse und Entwicklungen für das zukünftige Redispatch 2.0 nutzen.

Besonders hervorzuheben ist, dass auch durch die bevorstehenden gesetzlichen Änderungen ausschließlich die kostenbasierte Nutzung von Erzeugungsanlagen als Flexibilität zum Engpassmanagement vorgesehen ist. Die Nutzung von Lastflexibilität ist hier nicht berücksichtigt. Dies kann durch ein rein kostenbasiertes Regime auch kaum erschlossen werden, da die Definition von Kosten für Last sehr schwierig ist. In einem zukünftigen dezentralisierten Energiesystem werden beide Arten von Flexibilität für das Engpassmanagement von entscheidender Bedeutung sein. Vor allem Lastflexibilität bietet hier ein bisher ungenutztes Potenzial.

Zur Erschließung dieses ungenutzten Potenzials bietet der enera Flexmarkt auch im zukünftig geänderten rechtlichen Rahmen eine Lösung an. Im Projekt wurde erfolgreich demonstriert, wie neben Erzeugungsanlagen auch Speicher und Lasten ihre Flexibilität über den Markt bereitstellen und damit zum Engpassmanagement beitragen konnten. So könnte auch nach enera und nach der Redispatch-Reform das lastseitige Engpassmanagement den Netzbetreibern ergänzend zum Redispatch 2.0 zur Verfügung stehen. Das in enera entwickelte Marktdesign sowie die technische Umsetzung auf der Handelsplattform bieten hierfür bereits erfolgreich erprobte Lösungsansätze.

Wenn also der marktbasierte Redispatch auf kleine und lastseitige Flexibilitäten angewendet wird und erzeugungsbasierte Anlagen kostenbasiert im Redispatch genutzt werden, entsteht ein Hybridmodell, in dem beide Modelle koexistieren. Durch die Möglichkeit, jede Art von Flexibilität netzdienlich einsetzen zu können, wird nicht nur die Entwicklung neuer Flexibilität angereizt, sondern auch das Potenzial bestehender Flexibilität voll genutzt. Darüber hinaus erlaubt die Integration lastseitiger Flexibilität eine Reifung dieser Technologien, was langfristig zu geringeren Kosten für diese Technologie führt.

Dennoch hat die Umsetzung des Projektes auch gezeigt, dass nicht nur das Marktdesign, sondern auch der regulatorische Rahmen für den Erfolg eines solchen Marktes

entscheidend sind. Die Umsetzung der Marktplattform hat es den Marktteilnehmern ermöglicht, miteinander in den Austausch zu treten und Flexibilität effizient anzubieten und nachzufragen. Für eine Umsetzung eines solchen Marktdesigns auch außerhalb des Projektrahmens müssten sowohl Netzbetreiber als auch Flexibilitätsanbieter die richtigen Anreize haben, Flexibilität marktbasiert bereitzustellen und zu beschaffen. Diese Anreize müssen über eine entsprechend angepasste Regulatorik geschaffen werden, wobei festzustellen ist, dass die Regelungen der SINTEG-V, die nur für den Projektrahmen gelten, nicht ausreichend sind.

7.7.Systemeffekte des enera Flexibilitätsmarkts

Die modellgestützten Untersuchungen, die im Zuge von enera durchgeführt wurden, betrachten die enera Lösung aus unterschiedlichen Perspektiven. Während die Analysen der FGH (Kapitel 6.3.2) und des IAEW (Kapitel 5 und 6.3.1) im Wesentlichen die Effekte der enera Lösung auf den Verteilnetzbetrieb und den Ausbaubedarf im Verteilnetz betrachten, werden in diesem Kapitel folgende Einsatzmöglichkeiten für die enera Lösung untersucht:

- Regionale Anwendbarkeit des enera Flexmarkts aufgrund von potenziellem Einspeisemanagement und regionalen DSM-Potenzialen (Analyse des DLR in Kapitel 7.7.1)
- Effekte durch den strommarktdienlichen Einsatz von dezentraler Flexibilität (Analyse des Öko-Instituts in Kapitel 7.7.2)
- Effekte durch den übertragungsnetzdienlichen Einsatz von dezentraler Flexibilität (Analyse des Öko-Instituts in Kapitel 7.7.3)
- Simulation des enera Flexmarktes in einem Strommarktmodell (Analyse der UDE in Kapitel 7.7.4)

Eine Reduktion der Stromgestehungskosten und der durchschnittlichen Börsenstrompreise durch den strommarktdienlichen Einsatz dezentraler Flexibilitäten zeigt sich in den Studien der UDE und des Öko-Instituts. Dies ist auf eine höhere EE-Integration und eine höhere Auslastung von günstigeren Kraftwerken zurückzuführen. Insbesondere in Zeiten mit hoher Residuallast müssen ohne dezentrale Flexibilitäten teurere Kraftwerke die fehlende Flexibilität auffangen und Strom erzeugen.

Ein Großteil der eingesetzten dezentralen Flexibilität kommt dabei aus neuen Stromanwendungen, wie Wärmepumpen und Elektromobilität. Aufgrund des hohen Speicherwirkungsgrades von Lastmanagement verdrängen diese zum Teil Pumpspeicherkraftwerke aus dem Markt. Wärmepumpen weisen dabei die größten Einsatzzeiten in den Monaten mit geringer Heizlast auf, da hier die bereitgestellte Leistung zur Lastverschiebung am größten ist.

Die niedrigere Abregelung erneuerbarer Energien macht sich auch bei den CO_2-Emissionen bemerkbar. Diese fallen in Deutschland, aber auch im europäischen Gesamtsystem, niedriger aus als bei den vergleichbaren Szenarien ohne enera Flexibilitäten. Des Weiteren ist zu beobachten, dass der Einsatz der enera Flexibilitäten einen reduzierenden Effekt auf die Strompreise hat. Diese steigen zwar mit dem Simulationsjahr an, fallen aber bei den

Szenarien mit Flexibilitäten niedriger aus als bei dem vergleichbaren Szenario ohne Flexibilitäten.

Die über alle Leitungen und Zeitschritte kumulierte Überlastung des Übertragungsnetzes in Deutschland nimmt im Szenarienverlauf von 2030 bis 2050 deutlich zu. Das bedeutet, dass das für alle Szenarien hinterlegte Zielnetz aus dem Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019) noch nicht ausreichend ausgebaut ist, um in der langfristigen Perspektive bis 2050 die Transportaufgabe bewältigen zu können. Mit Hilfe des übertragungsnetzdienlichen Einsatzes der dezentralen Flexibilitäten kann die kumulierte Netzüberlastung jedoch um 10 % bis 15 % reduziert werden. Auch die kumulierte maximale Netzüberlastung aller AC-Leitungen sinkt durch den Einsatz der dezentralen Flexibilitäten im Verlauf eines Jahres. Dies ist ein Hinweis darauf, dass durch den übertragungsnetzdienlichen Einsatz von Flexibilität der Netzausbaubedarf verringert, zumindest aber in Teilen verzögert werden kann.

Auch wenn gezeigt werden konnte, dass der enera Flexmarkt systemweit zu positiven Effekten führt, ist die Relevanz von Flexmärkten regional sehr unterschiedlich. In Regionen, in denen der Ausbau der Verteilnetze durch den Ausbau der erneuerbaren Energie getrieben ist, ist das technische Potenzial nachfrageseitiger Flexibilitäten zwar gering (vergleiche Kapitel 3.2). Gleichzeitig sind die Kosten für den Netzausbau aber vergleichsweise hoch und somit das Interesse, diese Kosten zu reduzieren, besonders stark. Auch können nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen die Integration der erneuerbaren Energien insbesondere in diesen Regionen, die sich offensichtlich gut als Standort für EE-Anlagen eignen, weiter unterstützen. Allerdings müssten, um eine ausreichende Liquidität des enera Flexmarktes zu erreichen, relativ viele solcher Regionen zusammengeschlossen werden, d. h. der Flexmarkt würde sich über relativ viele Regionen und Verteilnetzgebiete erstrecken (vergleiche Kapitel 7.7.1). Gleichzeitig erscheint die Verringerung der Einstiegshürde durch die Nutzung des EPEX Spot backends und die Automatisierung des Handels zur Erhöhung der Liquidität auf der Angebotsseite, wie sie in Kapitel 7.5 erwähnt wurde, besonders wichtig. Anders herum kann sich die möglicherweise geringe Liquidität als Hindernis erweisen, in eher ländlichen, EE-reichen Regionen einen Flexmarkt zu etablieren.

Wie in Kapitel 3.2 dargelegt, beläuft sich das prognostizierte technische Potenzial nachfrageseitiger Flexibilitätsoptionen zur Lasterhöhung deutschlandweit im Jahr 2050 auf maximal rund 57-121 GW. Dabei kommt der größte Anteil häufig aus flexiblen Anwendungen im Haushalt und flexiblen Wärmepumpen. Diese stellen kleinteilige Anlagen dar, die erschlossen und betrieben werden müssen. Um für einen Flexmarkt relevante Größenordnungen zu erreichen, müssen viele dieser kleinen Anlagen zusammengefasst werden. Aus dieser Perspektive bieten sich also insbesondere städtische Regionen an, in denen das technische Potenzial nachfrageseitiger Flexibilitäten aus Haushalten und Wärmepumpen tendenziell hoch ist (Kapitel 3.2).

Wie in Kapitel 5 beschrieben, ist der Einsatz dieser Flexibilitäten in städtischen Regionen besonders effektiv, da sowohl der Einsatz von rONT als auch Spitzenkappung den Netzausbaubedarf im Vergleich zu konventionellem Netzausbau nur geringfügig reduzieren kann. Das Problem der fehlenden Liquidität dürfte hier weniger groß sein. Gleichzeitig könnte der von vielen Marktteilnehmern erwähnten Motivation, kleinteilige Flexibilitäten

zu erschließen und diese in Kooperation mit anderen Netzbetreibern für das Engpassmanagement nutzbar zu machen (Kapitel 7.5), relativ einfach Rechnung getragen werden.

Die Studien des IAEW zum aktiven Verteilnetz haben ebenso gezeigt, dass in eher ländlichen Räumen nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen nur einen geringen Einfluss auf den Ausbaubedarf im Verteilnetz haben. Zur Reduzierung der hier häufig auftretenden Spannungsbandverletzungen spielten vielmehr der Einsatz von rONT und die Spitzenkappung von EE-Anlagen eine Rolle. Insbesondere letztere lasse sich aber durch einen lastseitigen Einsatz von Flexibilität verringern, so dass nachfrageseitige Flexibilität die Integration von EE-Anlagen unterstützen kann.

Ähnliches zeigt sich anhand der Studien der FGH. Folglich könne in einem durchschnittlichen Verteilnetz der überwiegende Bedarf an Maßnahmen gedeckt werden, ohne auf Flexibilität von erneuerbaren Energien zurückzugreifen. In windgetriebenen, ländlichen Netzen hingegen sei der Anteil an vorrangberechtigter Flexibilität deutlich höher. Hier seien keine hinreichenden alternativen Flexibilitätspotenziale verfügbar.

Dort, wo sie vorhanden sind, erfüllen nachfrageseitige Flexibilitäten in Verteilnetzen also im Wesentlichen die folgenden beiden Aufgaben:

1. Vermeidung der Überlastung thermischer Betriebsmittel
2. Vermeidung des Einsatzes EE-seitiger, d. h. vorrangberechtigter Flexibilitäten (Spitzenkappung, Abregelung)

In beiden Fällen können Netzausbaubedarfe reduziert und dadurch Kosten gesenkt sowie die Integration erneuerbarer Energiequellen unterstützt werden.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass Flexibilitätsoptionen das Potenzial haben, die Systemkosten und den Netzausbaubedarf zu reduzieren. Besonders vielversprechend erscheint die Einrichtung eines Flexmarktes in städtischen Regionen, da hier die Märkte relativ leicht mit der notwendigen Liquidität ausgestattet werden können und der positive Effekt des Einsatzes der Flexibilitäten auf den Ausbaubedarf des jeweiligen Verteilnetzes besonders ausgeprägt ist. In ländlichen Regionen erscheinen die Hürden zur Einrichtung eines Flexmarktes im Vergleich dazu höher, weil mehrere Regionen zusammengefasst werden müssten, um die nötige Liquidität zu erreichen. Gleichzeitig sind die errechneten Kosten für den Ausbau ländlicher Verteilnetze und somit die Einsparpotenziale aber höher. Auch würden Flexibilitätsoptionen hier insbesondere die Integration der Erneuerbaren unterstützen, statt die Überlastung thermischer Betriebsmittel zu verhindern, wie es in den städtischen Regionen der Fall wäre.

7.7.1. Regionale Anwendbarkeit des enera Flexmarkts aufgrund von potenziellem Einspeisemanagement und regionalen DSM-Potenzialen

DLR

EINLEITUNG

Nach aktuellen Studien sind Netzengpässe im Übertragungsnetz die Hauptursache für Einspeisemanagement-Einsätze (EISMAN) (Bundesnetzagentur, 2017). Nach Peters u. a. wird

dieses Phänomen mit dem weiteren Ausbau dezentraler erneuerbarer Energien noch weiter zunehmen (Dorothee Peters, Einspeisemanagment in der enera Region 2030, 2019).

Eine Lösung für dieses Problem stellt der in enera entwickelte Flexmarkt dar. Er erschließt dezentrale Flexibilität und macht sie für Netzbetreiber nutzbar. Erneuerbare Überschüsse können durch diese Flexibilität integriert und Netzengpässe vermieden werden. Allerdings sind Regionen sehr unterschiedlich von erneuerbaren Überschüssen betroffen. Auch haben sie unterschiedliche Wirkungen auf Netzengpässe im Übertragungsnetz. Somit ist das Potenzial für einen Einsatz des enera Flexmarkts nicht überall gleich groß.

Dieses Kapitel beschreibt die unterschiedlichen Potenziale für den Einsatz nachfrageseitiger Flexibilität für die Integration erneuerbarer Energien in den Regionen. Dafür kommt ein statistischer qualitativer Ansatz zum Einsatz. Eine quantitative Abschätzung der Effekte des enera Flexmarkts wird im Rahmen der in enera vorgenommenen Netzsimulationen durchgeführt (siehe Kapitel 7.7.2, 7.7.3 & 7.7.4).

METHODIK UND DATEN

Ziel dieses Kapitels ist es, durch einen qualitativen Schätzer Regionen zu identifizieren, in denen der Bedarf nachfrageseitiger Flexibilität besonders groß ist. In diesen Regionen übersteigt die erneuerbare Erzeugung die Stromnachfrage und es besteht nur eine geringe Anbindung an das Übertragungsnetz. Ohne den Einsatz nachfrageseitiger Flexibilität ist es in diesen Regionen notwendig, erneuerbare Erzeugung zu reduzieren (Eisman). Andersherum kommt es in Regionen mit einem Nachfrageüberschuss zu einem Bedarf an erzeugungsseitiger Flexibilität, um einen Nachfrageüberschuss zu decken.

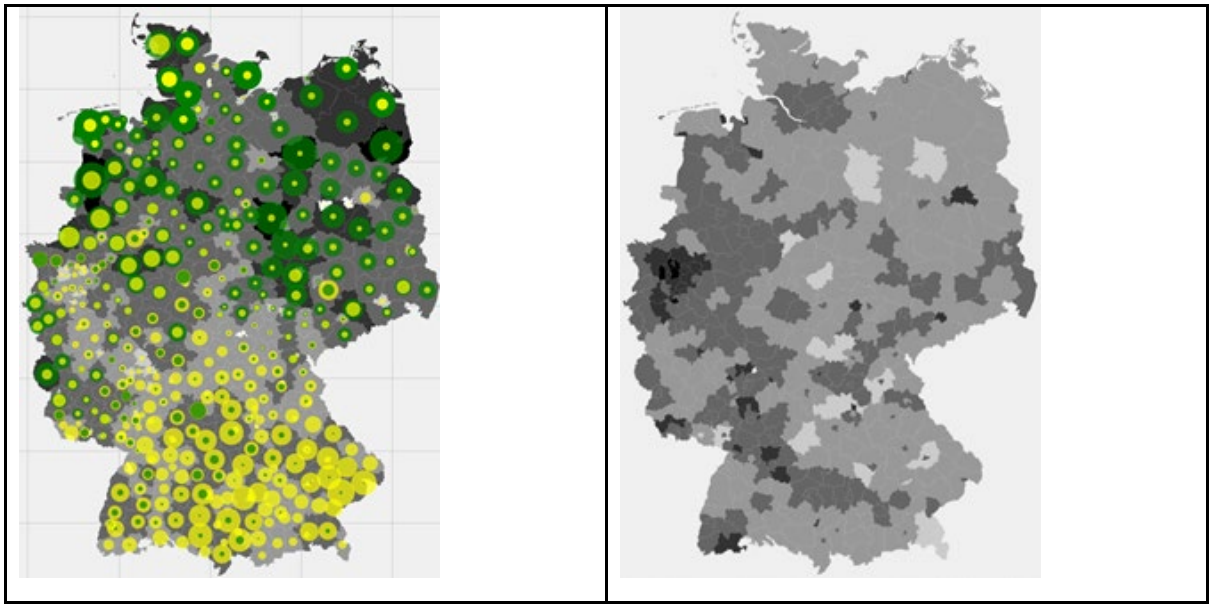
Der qualitative Schätzer beurteilt das Potenzial nachfrageseitiger Flexibilitätsoptionen zur Reduktion des Einspeisemanagements in einzelnen Landkreisen. Die Betrachtung erfolgt dabei aus Sicht des Übertragungsnetzes. Hier sind der Ausbau der erneuerbaren Energien sowie die Erzeugungsspitzen dieser Energiequellen, die aufgrund fehlender Flexibilität und Übertragungskapazitäten abgeregelt werden müssen, die Haupttreiber des Ausbaubedarfs. Effekte wie Spannungsbandverletzungen und die Überlastung thermischer Kraftwerke, wie sie in Verteilnetzen auftreten (vergleiche Kapitel IAEW), werden in dem Schätzer nicht berücksichtigt. Dies wäre nur anhand von Netzsimulationen möglich. Der Schätzer ergibt sich aus dem Verhältnis der in einem Landkreis herrschenden Stromnachfrage und der installierten Erzeugungskapazität als Proxy für die Stromerzeugung. Dieses wird dann mit der Netzanbindung gewichtet. Je kleiner der formulierte Schätzer ausfällt, desto größer schätzen wir das Potenzial für den Einsatz nachfrageseitiger Flexibilität zur Reduktion des Einspeisemanagements.

In Abbildung 7.7-1 sind die installierten Leistungen, der Stromverbrauch der Landkreise und die Netzanbindung dargestellt. Die Daten zum Stromverbrauch basieren auf den Daten der enera Szenarien aus Kapitel 3.1. Sie umfassen die Stromnachfrage aus den Sektoren Haushalt, GHD, Elektromobilität, Wärmepumpen und Industrie für die vier enera Szenarien.

Die Netzanbindung der Landkreise leiten wir aus dem eTraGo-Datensatz (https://github.com/openego/eTraGo) ab. Dieser stellt für Deutschland die Knoten- und Leitungsinformationen der 110 kV-, 220 kV- und 380 kV-Netzebenen öffentlich zur

Verfügung. Für die Erzeugungskapazitäten greifen wir auf die Kraftwerksliste für die erneuerbaren Energien von OPSD (www.open-power-system-data.org) zurück. OPSD sammelt und veröffentlicht dafür die veröffentlichungspflichtigen (laut EEG) Anlagenstammdaten von der Bundesnetzagentur sowie den vier Übertragungsnetzbetreibern in Deutschland.

Abbildung 7.7-1: Installierte Erzeugungskapazität in den Landkreisen (qualitativ); die Kreise zeigen das Verhältnis von Windenergie (grün) zu Photovoltaik (gelb); Rechts: Anbindung der Regionen an das Übertragungsnetz (qualitativ); dunkle Farben zeigen hohe Werte.



Quelle: DLR

Bei der Erzeugungskapazität zeigt sich die bekannte Trennung in einen Wind-dominerten Norden und Osten und einen Photovoltaik-dominierten Süden, wenngleich die Regionen mit den höchsten Kapazitäten häufig Windkraft und Photovoltaik in ähnlich hohen Anteilen aufweisen. Gleichzeitig zeigt sich eine Unterteilung in städtische und eher ländliche Regionen. In städtischen Regionen ist der Anteil der Windkraft häufig niedrig verglichen mit der Photovoltaik-Kapazität.

Eine solche Unterteilung zeigt sich auch bei der Anbindung an das Übertragungsnetz, d. h. der Summe der Leitungskapazitäten über alle drei betrachteten Netzebenen, wenngleich mit anderem Vorzeichen: Die Netzanbindung ist in den Ballungsräumen meist vergleichsweise gut. Die höchsten Werte finden sich hier in Berlin, Bremen, Chemnitz, Erfurt und in den Ballungszentren im Westen. Regionen mit schlechter Anbindung an das Übertragungsnetz finden sich vorrangig in Ost-Deutschland, Schleswig-Holstein sowie in Teilen Niedersachsens, Bayerns und Baden-Württembergs.

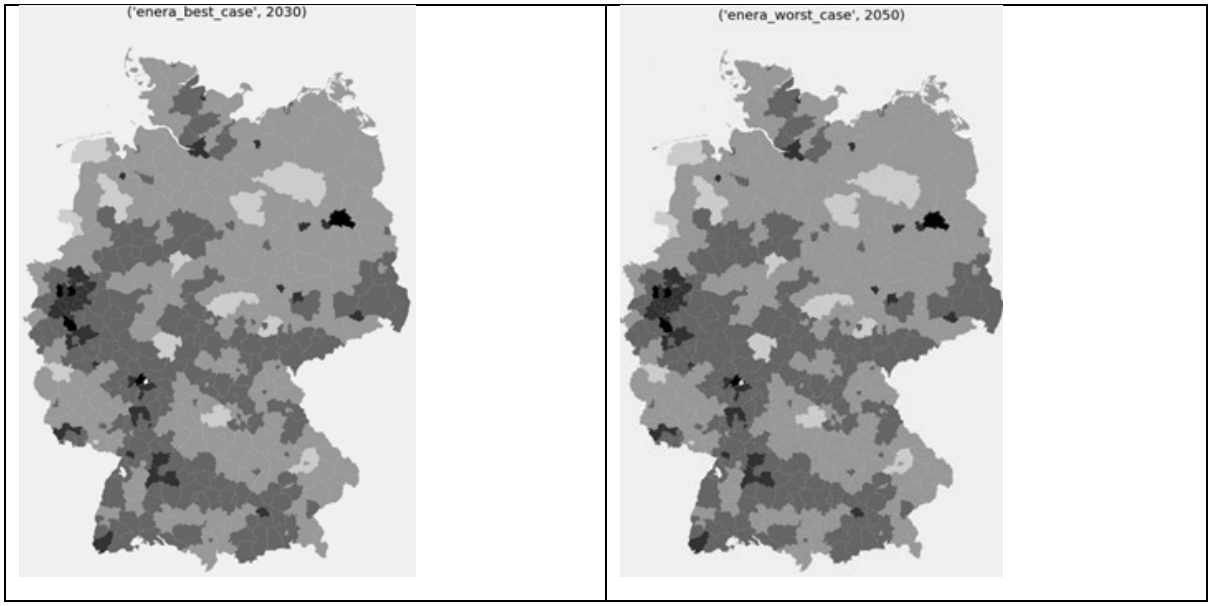
ERGEBNISSE

Mittels des hier verwendeten Ansatzes lassen sich einzelne Regionen, die einen erhöhten Bedarf an nachfrageseitiger Flexibilität erwarten lassen, identifizieren (Abbildung 7.7-2). Zu diesen Regionen gehören die Ostfriesische Halbinsel, das Grenzgebiet zwischen Sachsen-

Anhalt, Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg, das süd-westliche Niedersachsen sowie einzelne Landkreise in Hessen, Thüringen und Bayern. Diese Regionen weisen ein besonders ungünstiges Verhältnis von Last zu Erzeugungskapazität bei gleichzeitig schlechter Anbindung an das Übertragungsnetz auf.

Generell lässt sich feststellen, dass im Norden und Osten der erwartete Bedarf an Flexibilität höher ist als im Süd-Westen. Eine Ausnahme bilden hier die Ballungsräume, die durchweg ein günstigeres Verhältnis von Stromnachfrage zu Erzeugungskapazität aufweisen. Hier spielen Effekte des Verteilnetzes eine größere Rolle (siehe Kapitel 6.3). Gleichzeitig lassen sich für die räumliche Verteilung nur marginale Unterschiede zwischen den Szenarien ausmachen.

Abbildung 7.7-2: Qualitative Beschreibung des Bedarfs an nachfrageseitiger Flexibilität in den Regionen anhand eines statistischen Schätzers; dunkle Farben zeigen hohe Werte; siehe Text für mehr Details.



Quelle: DLR

Neben dem zu erwartenden Bedarf an Flexibilität spielen für die Einrichtung regionaler Flexmärkte die potenziell für einen Einsatz zur Verfügung stehenden Volumina (Leistung und Energie) eine große Rolle. Diese Volumina lassen sich anhand der in Kapitel 3.2 beschriebenen Analyse zum Potenzial nachfrageseitiger Flexibilitätsoptionen in den Regionen abschätzen.

Betrachten wir zum Beispiel die Ostfriesische Halbinsel, d. h. die Landkreise Aurich, Wittmund und Emden, die wie beschrieben einen hohen Bedarf an Flexibilität erwarten lässt. Hier stünden im Best Case Szenario 2030 (2050) für einen Einsatz insgesamt maximal rund 143 MW (324 MW) Leistung zur Erhöhung von Lasten zur Verfügung. Die insgesamt maximal vorziehbare Last entspricht einer Energie von 839 MWh im Jahr 2030 bzw. 1948 MWh im Jahr 2050. Dies entspricht der technischen Möglichkeit, durch eine temporäre Erhöhung der Stromnachfrage die Abregelung von 47 3-MW-Windkraftanlagen um bis zu 6 Stunden zu verhindern (Best Case 2030, vergleiche (Wilko Heitkötter, 2020)).

Noch größere Möglichkeiten ergeben sich in den Ballungszentren, hier ist das Flexibilitätspotenzial aufgrund der insgesamt höheren Stromnachfrage größer. Allerdings ist hier auch die Übertragungsnetz-seitige Nachfrage nach Flexibilität zur Abregelung erneuerbarer Erzeugungsanlagen geringer, weil wenig erneuerbare Erzeugung in den Städten erfolgt und die Anbindung an das Übertragungsnetz in der Regel besser ist. Besonders zielführend erscheint daher die Einrichtung eines Flexmarktes, der städtische Regionen mit ihrem Umland zusammenlegt. Dies würde Erzeugung und flexible Nachfrage zusammenbringen und so Synergien schaffen, die potenziell zu einer Reduktion der Kosten und zu einem geringeren Übertragungsnetzausbaubedarf führen sowie die Integration der erneuerbaren Energien unterstützen.

DISKUSSION UND SCHLUSSFOLGERUNGEN

In einer Studie aus dem Jahr 2016 haben Kies u. a. (Alexander Kies, 2016) basierend auf einer Netzstudie untersucht, wie sich die Abregelung von Wind- und Photovoltaikanlagen auf die Volllaststunden der betroffenen Anlagen auswirkt. Besonders betroffen von einer Reduktion der Volllaststunden sind demnach Windkraftanlagen in Nord-Niedersachsen, Schleswig-Holstein sowie Vorpommern. Die in diesem Kapitel mittels des eingeführten Schätzers identifizierten Regionen erhöhten Bedarfs decken sich weitestgehend mit diesen Regionen. In erster Instanz erscheint die vorgestellte Methode zur statistischen Abschätzung des Potenzials nachfrageseitiger Flexibilitäten zur Einrichtung eines regionalen Flexmarktes also zielführend. Eine abschließende Beurteilung des hier vorgestellten Ansatzes ist aber nur mittels räumlich aufgelöster Systemstudien möglich.

LITERATURVERZEICHNIS

Alexander Kies, B. S. (2016). Curtailment in a highly renewable European Power System and its Effect on Capacity Factors. *Energies*.

Dorothee Peters, R. V. (2018). Einspeisemanagement in der enera Region. *Zukünftige Stromnetze*.

Dorothee Peters, R. V. (2019). Einspeisemanagement in der enera Region 2030. *Zukünftige Stromnetze*.

Wilko Heitkötter, B. S. (2020). Assessment of the regionalised demand response potential in Germany using an opensource tool and dataset. *Advances in Applied Energy*.

7.7.2. Effekte im Strommarkt durch den Einsatz dezentraler Flexibilität

ÖKO-INSTITUT

Durch den Einsatz von zusätzlichen Flexibilitätsoptionen können im Strommarkt folgende Effekte auftreten:

- Speicherung von bislang ungenutzter (d. h. abgeregelter) EE-Stromerzeugung und Substitution von konventioneller Stromerzeugung bei späterer Ausspeicherung.

- Erhöhung der Effizienz im Stromsystem, indem günstigere und mit geringeren Speicherverlusten versehene Flexibilitätsoptionen bestehende Flexibilitätsoptionen mit höheren Kosten und größeren Speicherverlusten im System ersetzen.
- Deckung von Kapazitätsdefiziten im Kraftwerkspark und Kappung von hohen Strompreisen (z. B. Knappheitspreise)

Die beschriebenen Effekte können dabei von den verschiedenen Flexibilitätsoptionen je nach Eigenschaft und Begrenzung des Flexibilitätspotenzials in unterschiedlicher Intensität und zu unterschiedlichen Zeiten erzielt werden (Öko-Institut und energynautics GmbH 2016).

METHODIK

Das am Öko-Institut entwickelte Strommarktmodell PowerFlex ist ein Fundamentalmodell, welches thermische Kraftwerke, die Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien, Pumpspeicherkraftwerke und flexible Stromverbraucher kostenminimal einsetzt, um die Strom- und Fernwärmenachfrage zu decken.

Der Fokus des Modells liegt auf Deutschland, es werden jedoch mit Ausnahme von Island und Zypern alle 35 ENTSOE-Mitgliedsländer berücksichtigt. Der Detaillierungsgrad ist für Deutschland hoch, die anderen Länder werden aggregierter abgebildet. Jedes Land stellt dabei einen Knoten dar, der über Kuppelleitungen mit seinen Nachbarländern verbunden ist. Innerhalb eines Knotens wird ein einheitliches Marktgebiet ohne Netzengpässe unterstellt. Die maximalen Austauschkapazitäten zwischen den Ländern (Net Transfer Capacities, NTC) werden in beide Richtungen als stündliche Profile vorgegeben.

Die einzelnen Kraftwerke werden im Modell detailliert mit Hilfe technischer und ökonomischer Parameter abgebildet. Thermische Kraftwerke in Deutschland mit einer installierten elektrischen Leistung größer 100 MW werden blockscharf und mit einem individuellen Wirkungsgrad erfasst. Kleinere thermische Stromerzeugungsanlagen werden in technologie- und baujahrspezifischen Gruppen zusammengefasst und mit Hilfe von typspezifischen Parametern charakterisiert. Für Pumpspeicherkraftwerke sind neben den Turbinen auch Parameter zur Abbildung der Pumpen und Speicher hinterlegt. Der Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke wird im Rahmen der Gesamtoptimierung endogen bestimmt.

Biomassekraftwerke, die Biogas, Holz oder Pflanzenöl einsetzen, werden über Technologieaggregate als Teil des thermischen Kraftwerksparks im Modell abgebildet. Das Stromdargebot aus fluktuierenden Erzeugern (Laufwasser, Wind an Land und auf See, Photovoltaik) wird in stündlicher Auflösung vorgegeben. Das Modell entscheidet endogen über die Nutzung zur Lastdeckung. Hierbei können auch Überschüsse anfallen.

Für KWK-Anlagen sind sowohl die relevanten Eigenschaften der Anlage im Kondensationsbetrieb (Wirkungsgrad, maximale elektrische Leistung) als auch die Eigenschaften im KWK-Betrieb (Wirkungsgrad im KWK-Betrieb, maximale elektrische Leistung im KWK-Betrieb und thermische Leistung der Wärmeauskopplung) hinterlegt. Für jede KWK-Anlage werden im Modell der Anteil des Kondensationsbetriebs und der Anteil des KWK-Betriebs im Rahmen der Optimierung berechnet.

Die jährliche Stromnachfrage wird exogen vorgegeben und ergibt sich aus den Stromnachfragen der Endverbrauchs-Sektoren. Die Stromnachfrage teilt sich im Modell in einen unflexiblen Anteil mit vorgegebenem stündlichen Lastprofil sowie einen flexiblen Anteil, der aus der Stromnachfrage von neuen Verbrauchern, wie z. B. Elektromobilität oder Wärmepumpen, resultiert.

Auf Basis einer vollständigen Voraussicht wird im Rahmen einer linearen Optimierung der kostenminimale Einsatz von thermischen Kraftwerken, Pumpspeicherkraftwerken und Batteriespeichern sowie die Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien und der Stromaustausch mit den Nachbarländern unter Berücksichtigung technischer und energiewirtschaftlicher Nebenbedingungen bestimmt.

Inputdaten

- Stromnachfrageprofile (stündlich aufgelöst)
- EE-Einspeiseprofile (stündlich aufgelöst)
- Nachfrageseitige Flexibilitätsprofile (stündlich aufgelöst)
- Techno-ökonomische Parameter des thermischen Kraftwerksparks (z. B. installierte elektrische Leistung, Wirkungsgrad, Brennstoffpreise, CO_2-Preise)
- Techno-ökonomische Parameter von Speicherkraftwerken (z. B. Speicherkapazität, Wirkungsgrad)
- Techno-ökonomische Parameter von flexiblen Verbrauchern und Elektromobilität (z. B. Speicherkapazität, Wirkungsgrad)
- Techno-ökonomische Parameter von netzgebundenen Wärmeerzeugern auf Basis von erneuerbaren Energien (z. B. Leistungen, Wirkungsgrad)

Ergebnisse

- In stündlicher Auflösung:
    - Einsatzprofile von Speichern, Kraftwerken und flexiblen Verbrauchern, Wärmeerzeugern
    - Strompreise
    - Brennstoffmix
- Als Jahressumme:
    - Benutzungsstunden von Speichern, Kraftwerken und flexiblen Verbrauchern
    - Brennstoffmix
    - Emissionen nach Energieträgern
    - Integrierte bzw. überschüssige Menge an fluktuierendem EE-Strom

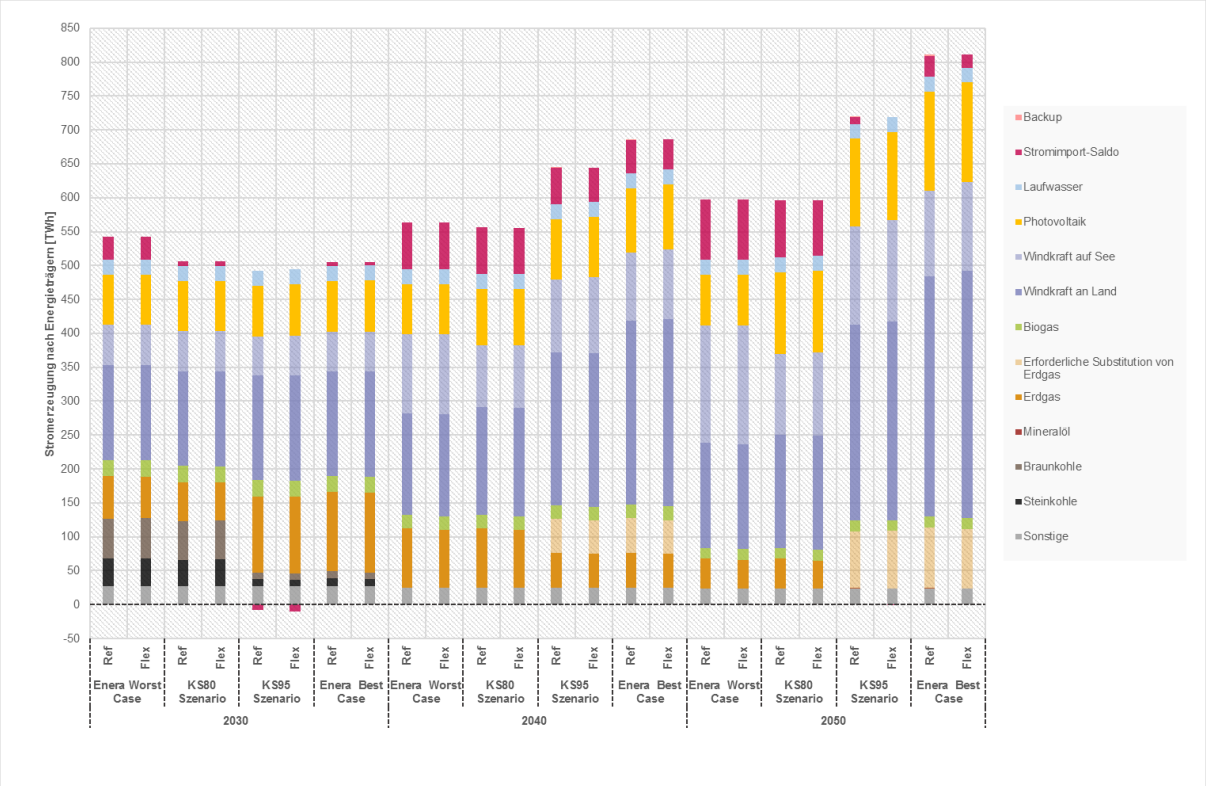
STROMMIX UND CO_2-EMISSIONEN IN DEUTSCHLAND

Der aus der europäischen Strommarktmodellierung resultierende Strommix in Deutschland ist für die einzelnen Szenarien in Abbildung 7.7-3 dargestellt. In den Referenzszenarien (Abkürzung „Ref“) stehen die dezentralen Flexibilitätsoptionen noch nicht zur Verfügung, sie können erst in den Flexibilitätsszenarien (Abkürzung „Flex“) zur Minimierung der Stromgestehungskosten eingesetzt werden.

Entlang der Szenarien nimmt vom „Enera Worst Case Szenario 2030“ bis zum „Enera Best Case Szenario 2050“ die Stromerzeugung aus Wind und PV kontinuierlich zu und die Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen geht zurück. Rund 25 TWh Stromerzeugung aus Müll und Sondergasen sind als kontinuierliches Erzeugungsprofil im Stromsystem enthalten.

Ab dem Jahr 2040 werden nur noch Erdgas und Sonstige (z. B. Kuppelgase und Abfälle) als fossile Brennstoffe zur Stromerzeugung eingesetzt. Um die CO_2-Emissionen der Stromerzeugung kontinuierlich und auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität im Jahr 2050 auch ambitioniert genug zu senken, muss in den Szenarien „KS95“ und „Enera Best Case 2050“ auch ein Ausstieg aus der Erdgasverstromung erfolgen. Im Jahr 2040 müssen 50 % des Erdgaseinsatzes durch einen CO_2-neutralen Brennstoff substituiert werden, im Jahr 2050 darf überhaupt kein Erdgas mehr eingesetzt werden (Abbildung 7.7-3). Als CO_2-neutraler Brennstoff bietet sich insbesondere grüner Wasserstoff an. Eine weitere Option, um die erforderliche Senkung der CO_2-Emissionen zu erreichen, ist die Verstromung von Erdgas in Kombination mit Carbon Capture and Storage (CCS). Deutschland ist in den verschiedenen Szenarien zudem überwiegend ein Netto-Stromimporteur.

Abbildung 7.7-3: Strommix in Deutschland vor („ref“) und nach („flex“) dem strommarktdienlichen Einsatz der dezentralen Flexibilitätsoptionen



Quelle: Öko-Institut e.V.

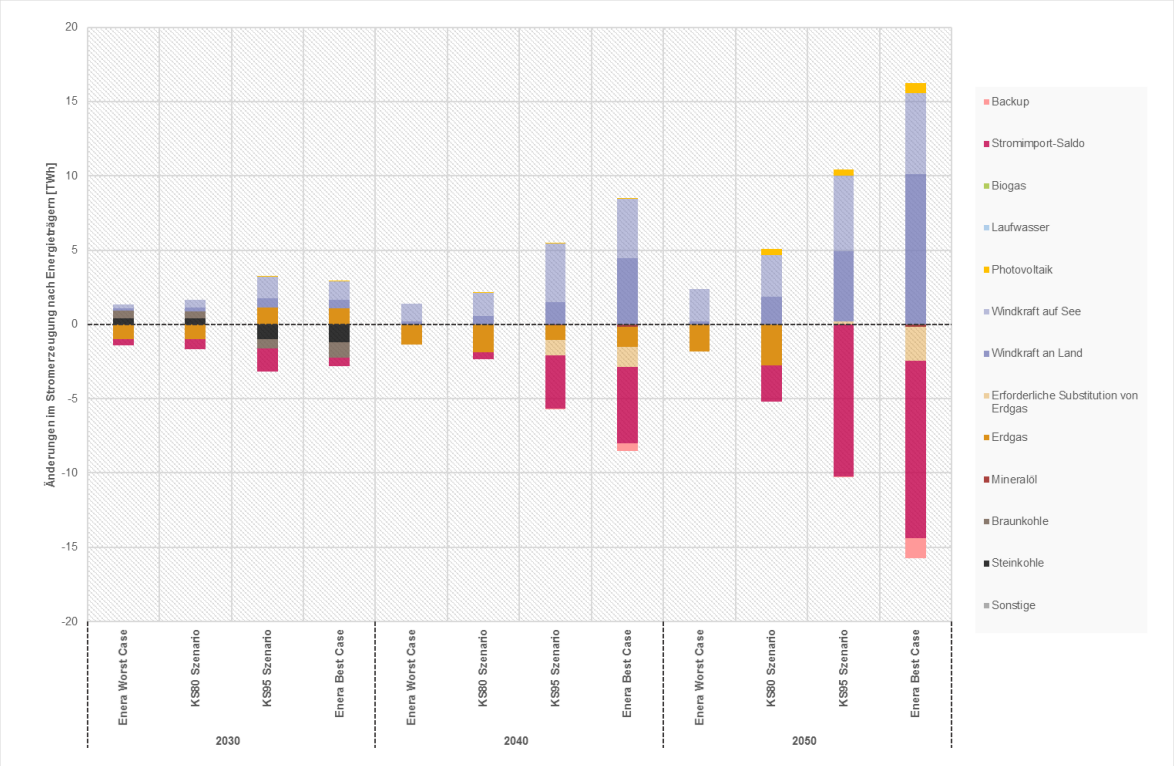
Im Vergleich der Referenzszenarien und der Flexibilitätsszenarien fällt auf, dass sich der Strommix in Deutschland durch den Einsatz von dezentralen Flexibilitätsoptionen in der Jahressumme nur geringfügig ändert (Abbildung 7.7-4). Im Jahr 2030 liegen die Änderungen über alle Brennstoffe hinweg bei unter 5 TWh bzw. unter 1 % des jährlichen Strommixes. Im „Enera Best Case Szenario 2050“ steigen die Änderungen auf rund 15 TWh bzw. knapp 2 % des jährlichen Strommixes an.

Der marktdienliche Einsatz von dezentralen Flexibilitätsoptionen führt dazu, dass in der Jahresbilanz die Stromerzeugung von teureren Stromerzeugungstechnologien zurück geht und die von günstigeren Technologien zunimmt. In allen Szenarien kann durch den Einsatz von zusätzlichen Flexibilitätsoptionen mehr EE-Strom aus Deutschland in das Stromsystem integriert werden, darüber hinaus geht durch den Flexibilitätseinsatz sowohl die konventionelle Stromerzeugung in Deutschland als auch in den Nachbarländern zurück. Letzteres drückt sich durch den Rückgang der Stromimporte aus. Der zu Beginn des Kapitels beschriebene Effekt der Speicherung von bislang ungenutzter EE-Stromerzeugung und Substitution von konventioneller Stromerzeugung tritt somit auch in dieser Szenarienanalyse auf.

Darüber hinaus wird ebenfalls der Effekt der Bereitstellung von Erzeugungskapazität und der Verringerung von Knappheitssituationen in den Modellierungsergebnissen deutlich. In den besonders ambitionierten Szenarien „KS95-2040“ und „KS95-2050“ sowie „Enera Best

Case 2040“ und „Enera Best Case 2050“ geht der Einsatz von virtuellen Backup-Kraftwerken durch den Einsatz der dezentralen Flexibilitätsoptionen vollständig zurück.

Abbildung 7.7-4: Änderungen im Strommix in Deutschland durch den strommarktdienlichen Einsatz von dezentralen Flexibilitätsoptionen



Quelle: Öko-Institut e.V.

Die brennstoffspezifischen CO_2-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland je Szenario und Jahr zeigt Abbildung 7.7-5. Aufgrund des Ausstiegs aus der Kohleverstromung und des Ausbaus der erneuerbaren Energien gehen die sektorspezifischen CO_2-Emissionen von 2030 bis 2040 deutlich zurück. Um eine weitere Reduktion der CO_2-Emissionen ab dem Jahr 2040 sowie um insbesondere Klimaneutralität im Jahr 2050 zu erreichen, muss auch ein Ausstieg aus der Erdgasverstromung stattfinden. Als Ersatz könnte Wasserstoff als CO_2-neutraler Brennstoff eingesetzt werden.

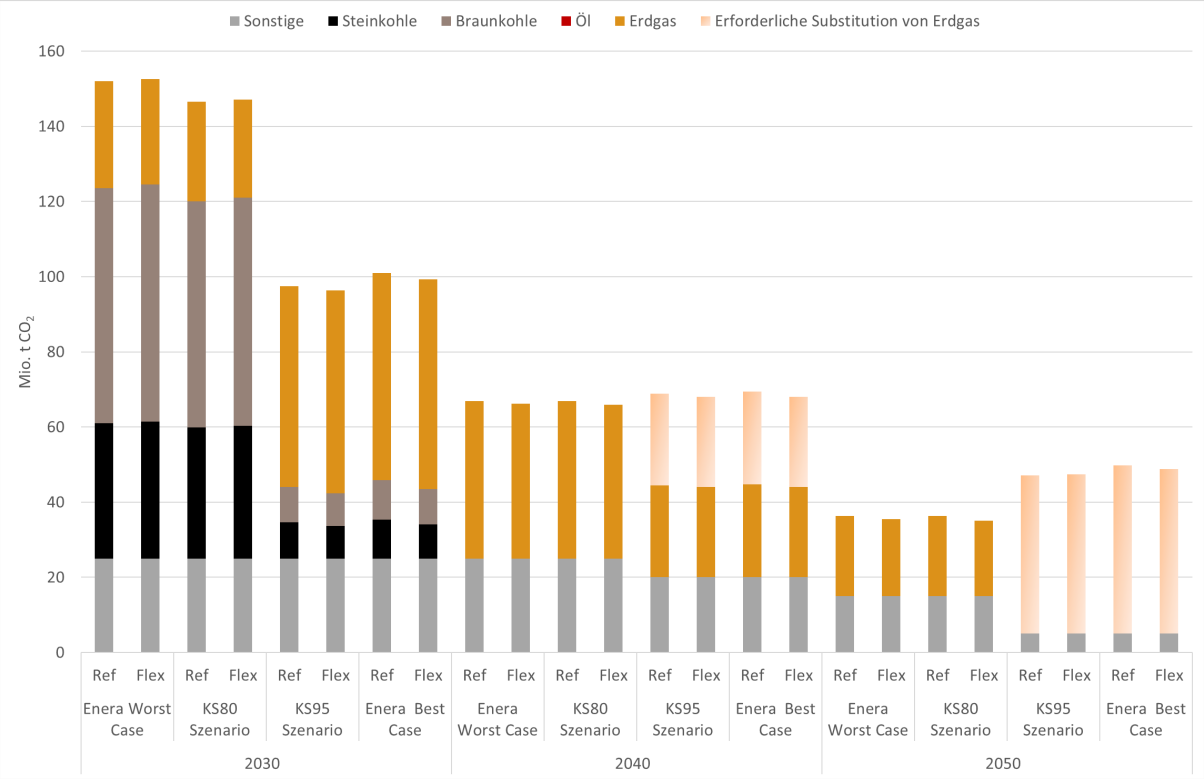
Für das Jahr 2030 halten die resultierenden CO_2-Emissionen im Stromsektor in den Szenarien „Enera Worst Case“ sowie „KS80“ in Höhe von rund 150 Millionen Tonnen das Sektorziel für den Sektor Energiewirtschaft in Höhe von rund 180 Millionen Tonnen aus dem Klimaschutzplan 2050 ein (Bundesministerium für Umwelt Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) 2016, S. 8). Die CO_2-Emissionen in den Szenarien „KS95“ sowie „Enera Best Case“ bewegen sich auf einem ambitionierteren Transformationspfad mit dem Ziel der Klimaneutralität für das Jahr 2050. Die dafür zulässigen sektorspezifischen CO_2-Emissionen liegen für das Jahr 2030 nach den Ergebnissen aus der Studie „Klimaneutrales Deutschland“ bei rund 100 Millionen Tonnen und werden von den Szenarien „KS95“ und „Enera Best Case“ eingehalten (Prognos AG et al. 2020, S. 32).

Im Jahr 2040 gehen die sektorspezifischen CO_2-Emissionen in den Szenarien „Enera Worst Case“ sowie „KS80“ auf 65 Millionen Tonnen zurück. Die Kohlekraftwerke in Deutschland sind vollständig stillgelegt und es verbleiben im Wesentlichen Erdgas, Kuppelgase und Abfälle als fossile Energieträger im Stromsystem. Um auf dem klimaneutralen Pfad zu bleiben, muss in den Szenarien „KS95“ sowie „Enera Best Case“ erstmalig Erdgas durch einen CO_2-neutralen Brennstoff substituiert werden, damit die CO_2-Emissionen auf rund 45 Millionen Tonnen zurückgehen und mit dem klimaneutralen Transformationspfad aus der Studie „Klimaneutrales Deutschland“ vergleichbar sind (Prognos AG et al. 2020, S. 32). Der Umfang der CO_2-Vermeidung ist durch die Position „Erforderliche Substitution von Erdgas“ dargestellt.

Für das Jahr 2050 wird für die Szenarien „KS95“ sowie „Enera Best Case“ Treibhausgasneutralität unterstellt. Erdgas muss dann vollständig durch klimaneutralen Wasserstoff substituiert werden. Die noch verbleibenden CO_2-Emissionen aus der Müllverbrennung müssen zudem abgeschieden und gespeichert oder durch natürliche Senken aufgenommen werden. In den Szenarien „Enera Worst Case“ sowie „KS80“ wird noch Erdgas zur Stromerzeugung verwendet und es verbleiben 15 Millionen Tonnen CO_2 aus Müllverbrennung und sonstigen Brennstoffen.

Nach der Substitution von Erdgas in der erforderlichen Höhe sind die CO_2-Emissionen in den Szenarien „KS95“ und „Enera Best Case“ auch in den Jahren 2040 und 2050 kleiner als in den Szenarien „Enera Worst Case“ und „KS80“. Durch die höhere Stromnachfrage in den Szenarien „KS95“ und „Enera Best Case“ wird auch eine höhere Stromerzeugung aus gasförmigem Brennstoff benötigt, die dann aus Klimaschutzgründen entsprechend CO_2-neutral erfolgen muss.

Abbildung 7.7-5: Brennstoffspezifische CO_2-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland vor („ref“) und nach („flex“) dem strommarktdienlichen Einsatz der dezentralen Flexibilitätsoptionen

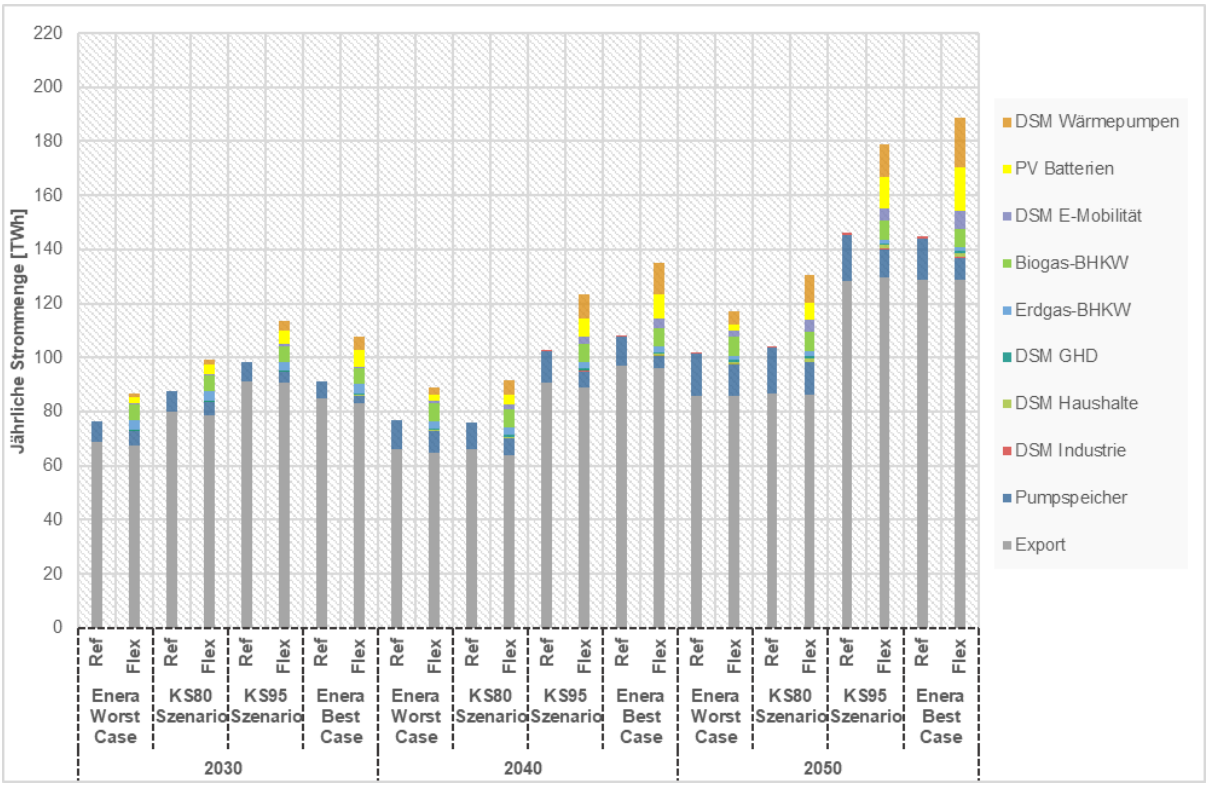


Quelle: Öko-Institut e.V.

JÄHRLICHER EINSATZ DER DEZENTRALEN FLEXIBILITÄTSOPTIONEN

Der Einsatz von dezentralen Flexibilitätsoptionen in Deutschland nimmt sowohl im Verlauf von 2030 bis 2050 als auch innerhalb eines Szenariojahrs entlang der Szenarien „Enera Worst Case“, „KS80“, „KS95“ und „Enera Best Case“ kontinuierlich zu. Dies ist einerseits auf den Anstieg des verfügbaren Potenzials von dezentralen Flexibilitätsoptionen und andererseits auf die Zunahme des fluktuierenden EE-Anteils zurückzuführen. Darüber hinaus scheiden auch flexible fossile Kraftwerke aus dem Stromsystem aus.

Abbildung 7.7-6: Einsatz der Flexibilitätsoptionen in Deutschland hinsichtlich Speicherbeladung, Lasterhöhung oder Stromexport



Quelle: Öko-Institut e.V.

Im Szenario „Enera Worst Case 2030“ werden rund 10 Terawattstunden Strom zeitlich verlagert, im Szenario „Enera Best Case 2050“ sind es bereits mehr als 50 Terawattstunden. Die durch dezentrale Flexibilitätsoptionen zeitlich verlagerte Strommenge ist damit etwa dreimal so groß wie die daraus resultierenden Effekte im Strommix von Deutschland.

Dies ist einerseits darauf zurückzuführen, dass Flexibilitätsoptionen auch innerhalb einer Brennstoffgruppe bei konventionellen Kraftwerken in Deutschland und in Europa die Stromerzeugung in Richtung der günstigeren Kraftwerke verlagern, ohne dass dies beim energieträgerspezifischen Strommix sichtbar wird. Darüber hinaus wird deutlich, dass die dezentralen Flexibilitätsoptionen den Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken verringern, da sie aufgrund ihres besseren Speicherwirkungsgrades bevorzugt eingesetzt werden. Dies erhöht die Effizienz im Stromsystem, wirkt sich jedoch nicht auf den jährlichen Strommix aus.

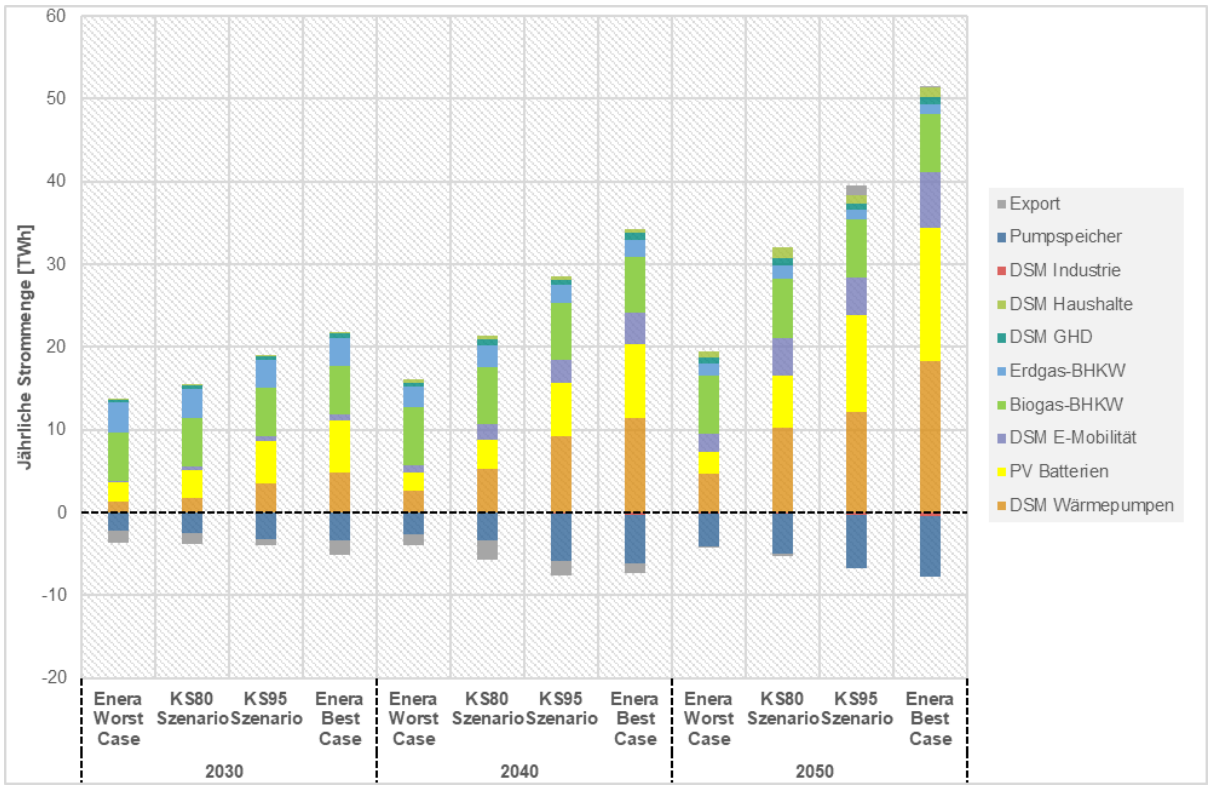
Lastmanagement von Wärmepumpen und Elektromobilität sowie Batteriespeicher entwickeln sich dabei langfristig zu den dominierenden Flexibilitätsoptionen. Lastmanagement im Bereich der Industrie wird aufgrund der hohen unterstellten variablen Kosten erst in 2050 in den Szenarien „KS95“ und „Best Case“ eingesetzt.

Abbildung 7.7-6 stellt den Einsatz der Flexibilitätsoptionen in Deutschland für Speicherbeladung, Lasterhöhung oder Stromexport dar. Der Anteil der Stromexporte dominiert deutlich den Einsatz der Flexibilitätsoptionen. Dies liegt an dem hohen Vernetzungsgrad Deutschlands im europäischen Netzverbund. Zudem wird deutlich, dass

der Einsatz der Flexibilitätsoptionen über die Szenariojahre hinweg ansteigt, was neben dem zunehmend verfügbaren Potenzial an Flexibilitätsoptionen auch an dem kontinuierlich steigenden EE-Anteil im europäischen Netzverbund liegt. Zwischen dem „Referenzfall“ und dem „Flexibilitätsfall“ bleiben die Stromexporte in etwa gleich.

Innerhalb der Gruppe der dezentralen Flexibilitätsoptionen gewinnen Lastmanagement bei Wärmepumpen und Batteriespeicher zunehmend an Bedeutung, gefolgt von Lastmanagement bei Elektromobilität und Biogas-BHKW. Im Vergleich zu den Referenz-Szenarien geht die Pumpspeichernutzung durch die Konkurrenz von dezentralen Flexibilitätsoptionen in allen Flex-Szenarien zurück (Abbildung 7.7-7).

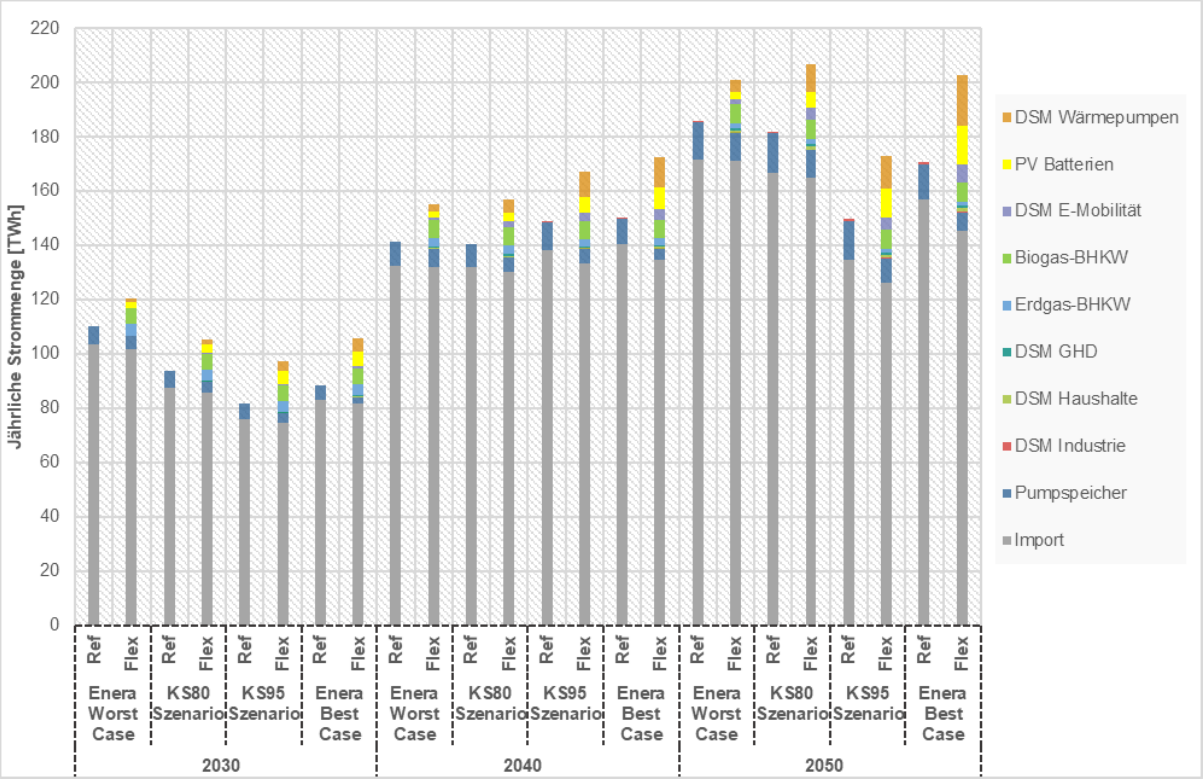
Abbildung 7.7-7: Differenz des Einsatzes der Flexibilitätsoptionen zwischen „Referenz-Szenarien“ und „Flex-Szenarien“ für Speicherbeladung, Lasterhöhung oder Stromexport



Quelle: Öko-Institut e.V.

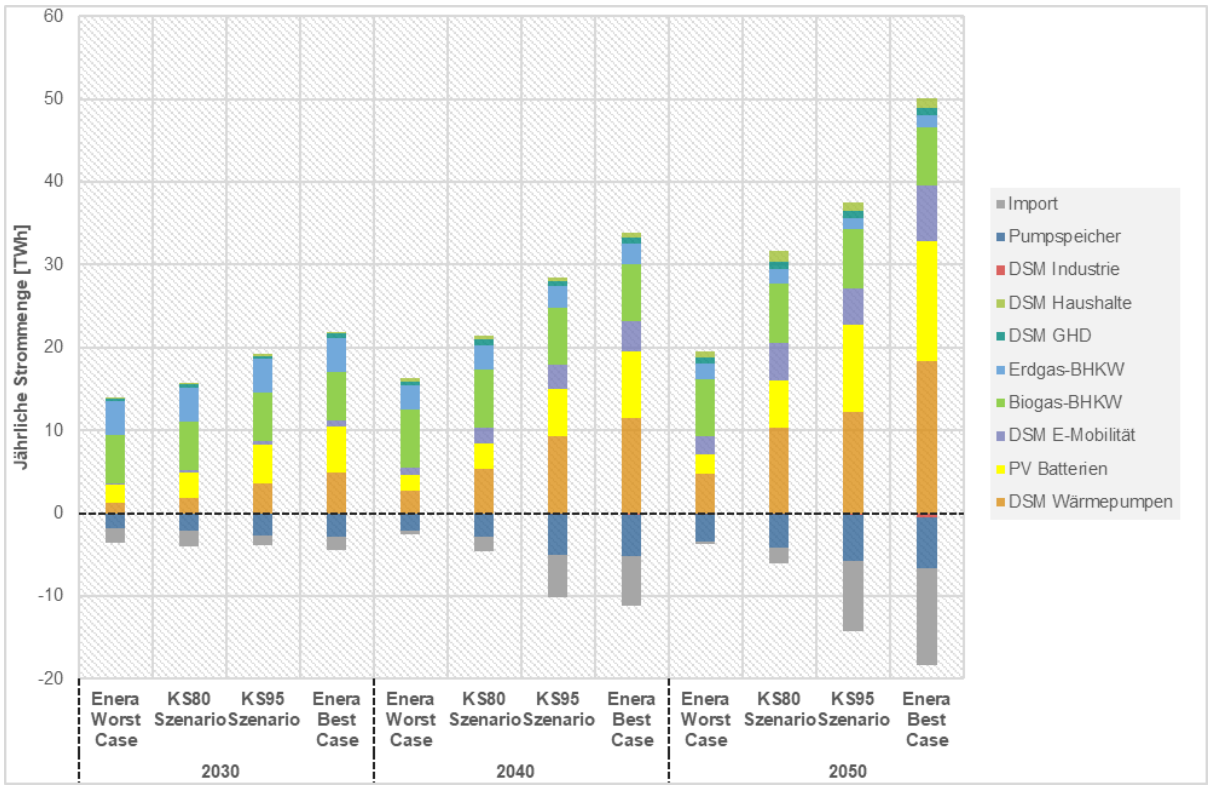
Ergänzend zur Speicherbeladung zeigt Abbildung 7.7-8 den Einsatz der Flexibilitätsoptionen in Deutschland hinsichtlich Speicherentladung, Lastreduktion oder Stromimport. Die jährliche Strommenge ist bei Lastmanagement für Lasterhöhung und Lastreduktion identisch, für Speicher fällt die Entladung aufgrund der Speicherverluste geringer als die Beladung aus. In den „KS95“ und „Enera Best Case“ Szenarien gehen die Stromimporte durch den Einsatz von dezentralen Flexibilitätsoptionen zurück (Abbildung 7.7-9). Dies ist auf die zusätzliche Integration von EE-Strom in Deutschland zurückzuführen, und die strommarktbedingte EE-Abregelung geht zurück.

Abbildung 7.7-8: Einsatz der Flexibilitätsoptionen in Deutschland hinsichtlich Speicherentladung, Lastreduktion oder Stromimport



Quelle: Öko-Institut e.V.

Abbildung 7.7-9: Differenz des Einsatzes der Flexibilitätsoptionen zwischen „Referenz-Szenarien“ und „Flex-Szenarien“ für Speicherentladung, Lastreduktion oder Stromimport



Quelle: Öko-Institut e.V.

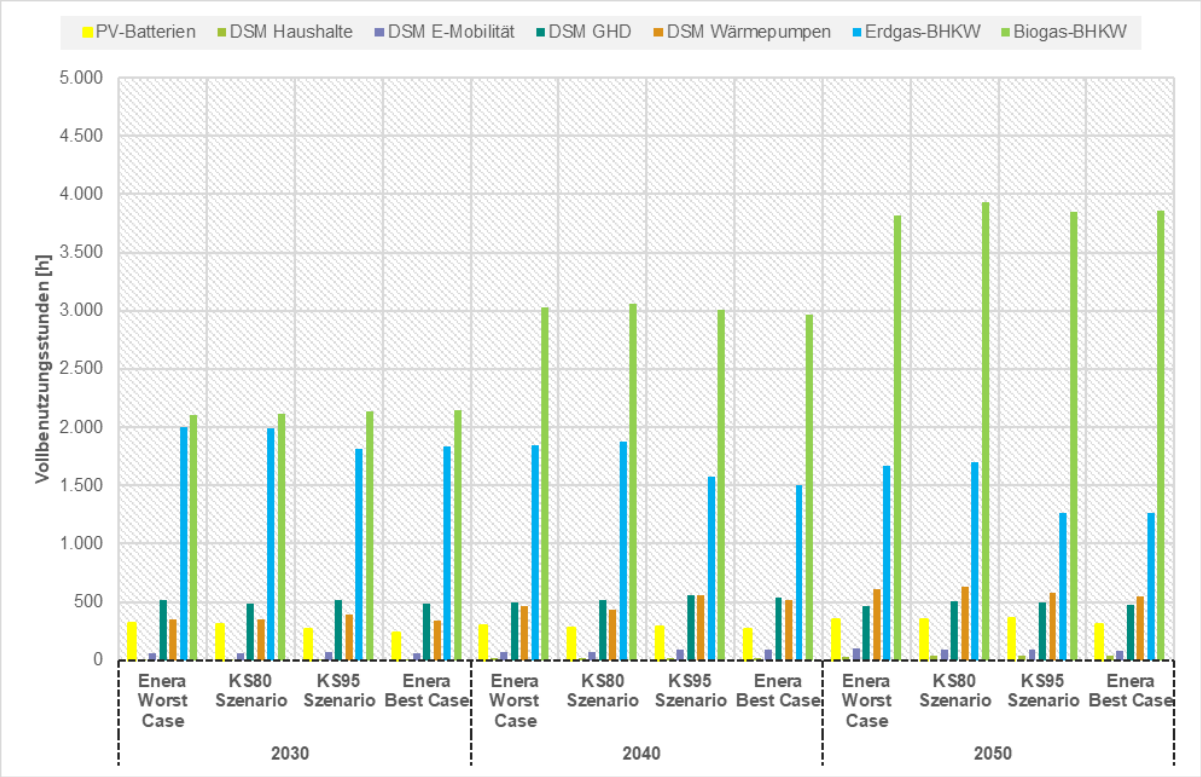
VOLLBENUTZUNGSSTUNDEN UND NUTZUNGSGRAD DER DEZENTRALEN FLEXIBILITÄTSOPTIONEN

Die Vollbenutzungsstunden ergeben sich aus dem tatsächlichen Einsatz der einzelnen dezentralen Flexibilitätsoptionen im Verhältnis zu ihrem verfügbaren Potenzial. In den nachfolgenden beiden Abbildungen sind die Vollbenutzungsstunden für Speicherbeladung und Lasterhöhung (Abbildung 7.7-10) als auch für Speicherentladung und Lastreduktion (Abbildung 7.7-11) dargestellt.

Dabei wird deutlich, dass Biogas-BHKW die höchsten Vollbenutzungsstunden aufweisen. Dies ist einerseits auf deren relativ symmetrisches Flexibilitätspotenzial, aber auch auf deren geringe unterstellten variablen Kosten zurückzuführen. Im Vergleich zu Biogas-BHKW ist das Flexibilitätspotenzial von Erdgas-BHKW durch den saisonalen Verlauf der Wärmenachfrage stärker eingeschränkt, was zu geringeren Vollbenutzungsstunden der Flexibilität führt.

Die Vollbenutzungsstunden für die Beladung der Batteriespeicher als auch die Lasterhöhung bei DSM GHD und DSM Wärmepumpen bewegen sich im Bereich von wenigen Hundert Vollbenutzungsstunden. Durch das sehr hohe Potenzial für Lasterhöhung bei DSM in Haushalten und bei Elektromobilität ergeben sich nur sehr geringe Vollbenutzungsstunden. Es wird deutlich, dass die verfügbare Speicherkapazität im Vergleich zu deren Potenzial zur Lasterhöhung zu gering ist, als dass das Potenzial auch nur annähernd ausgeschöpft werden könnte.

Abbildung 7.7-10: Vollbenutzungsstunden der dezentralen Flexibilitätsoptionen für Speicherbeladung und Lasterhöhung

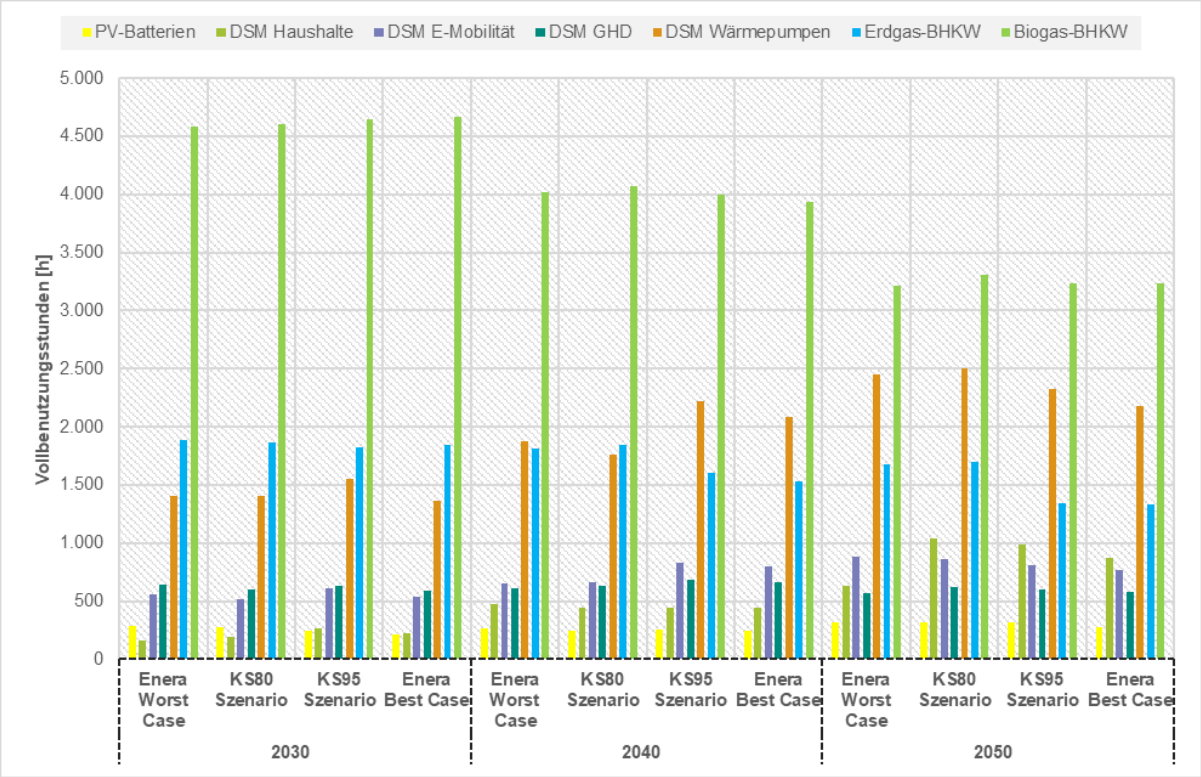


Quelle: Öko-Institut e.V.

Im Vergleich zu Speicherbeladung und Lasterhöhung fallen die Vollbenutzungsstunden für Speicherentladung und Lastreduktion größtenteils höher aus (Abbildung 7.7-11). Die Speicherentladung erstreckt sich einerseits über einen längeren Zeitraum und auch das zur Verfügung stehende Potenzial ist geringer. Dies ist insbesondere bei DSM in Haushalten und bei Elektromobilität der Fall.

Da die Flexibilität von Batteriespeichern symmetrisch bezüglich Be- und Entladeleistung aufgebaut ist, ergeben sich ähnliche Vollbenutzungsstunden für die Speicherbeladung und -entladung. Aufgrund der Speicherverluste sind die Vollbenutzungsstunden für die Speicherbeladung um 10 % höher als für die Speicherentladung.

Abbildung 7.7-11: Vollbenutzungsstunden der dezentralen Flexibilitätsoptionen für Speicherentladung und Lastreduktion



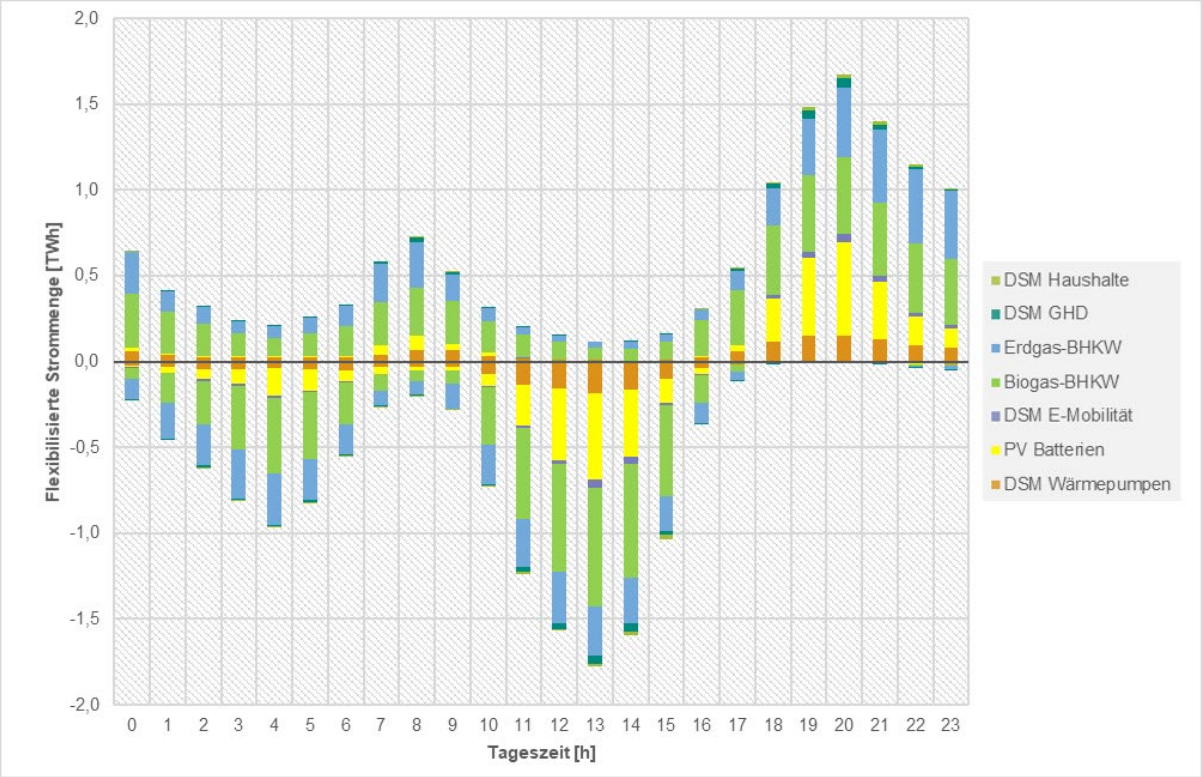
Quelle: Öko-Institut e.V.

TAGESMUSTER DES EINSATZES VON DEZENTRALEN FLEXIBILITÄTSOPTIONEN

Der Einsatz der dezentralen Flexibilitätsoptionen im Tagesverlauf wird exemplarisch für die Szenarien „Enera Worst Case 2030“ und „Enera Best Case 2050“ anhand Abbildung 7.7-12 und Abbildung 7.7-13 verdeutlicht. In dieser Darstellung werden alle einheitlichen Tagesstunden des Jahres aufsummiert. Die Erhöhung der Stromerzeugung durch BHKW, die Entladung der Batterien sowie die Reduktion der Stromnachfrage durch Lastmanagement sind dabei als positive Werte aufgetragen. Negative Werte stehen für eine Reduktion der Stromerzeugung durch BHKW, die Beladung der Batterien sowie die Erhöhung der Stromnachfrage durch Lastmanagement. Die Analyse des Tagesmusters bietet sich für dezentrale Flexibilitätsoptionen deshalb an, da deren Speicherkapazität nur wenige Stunden beträgt und sie sich deshalb in erster Linie als Tagesspeicher eignen.

Es wird deutlich, dass im Szenario „Enera Worst Case 2030“ die dezentralen Flexibilitätsoptionen zu einer Verringerung der Stromerzeugung sowohl in den Nachtstunden mit geringer Stromnachfrage als auch in den Mittagsstunden mit hoher PV-Stromerzeugung führen. Gleiches gilt für die Beladung der Batterien und die Verlagerung der Stromnachfrage. Im Gegenzug werden in den Morgen- und Abendstunden, wo die Stromnachfrage höher ist und noch keine PV-Stromerzeugung vorliegt, die Stromerzeugung erhöht, die Batterien entladen und die Last reduziert (Abbildung 7.7-12).

Abbildung 7.7-12: Einsatz der dezentralen Flexibilitätsoptionen im Tagesverlauf im „Enera Worst Case“ Szenario 2030



Quelle: Öko-Institut e.V.

Im „Enera Best Case Szenario 2050“ orientiert sich der Flexibilitätseinsatz überwiegend am Tagesverlauf der PV-Stromerzeugung. Während in den Mittagsstunden die Flexibilitätsoptionen beladen werden, erfolgt insbesondere in den Abendstunden die Entladung. Die PV-Stromerzeugung wird so in die Zeiten verschoben, in denen die Stromnachfrage höher und das EE-Angebot geringer ist. Die Speicherbeladung in den Nachtstunden findet bei einer vergleichsweise höheren Windstromerzeugung statt und wird durch die geringere Stromnachfrage in der Nacht begünstigt (Abbildung 7.7-13).

Abbildung 7.7-13: Einsatz der dezentralen Flexibilitätsoptionen im Tagesverlauf im „Enera Best Case“ Szenario 2050

Quelle: Öko-Institut e.V.

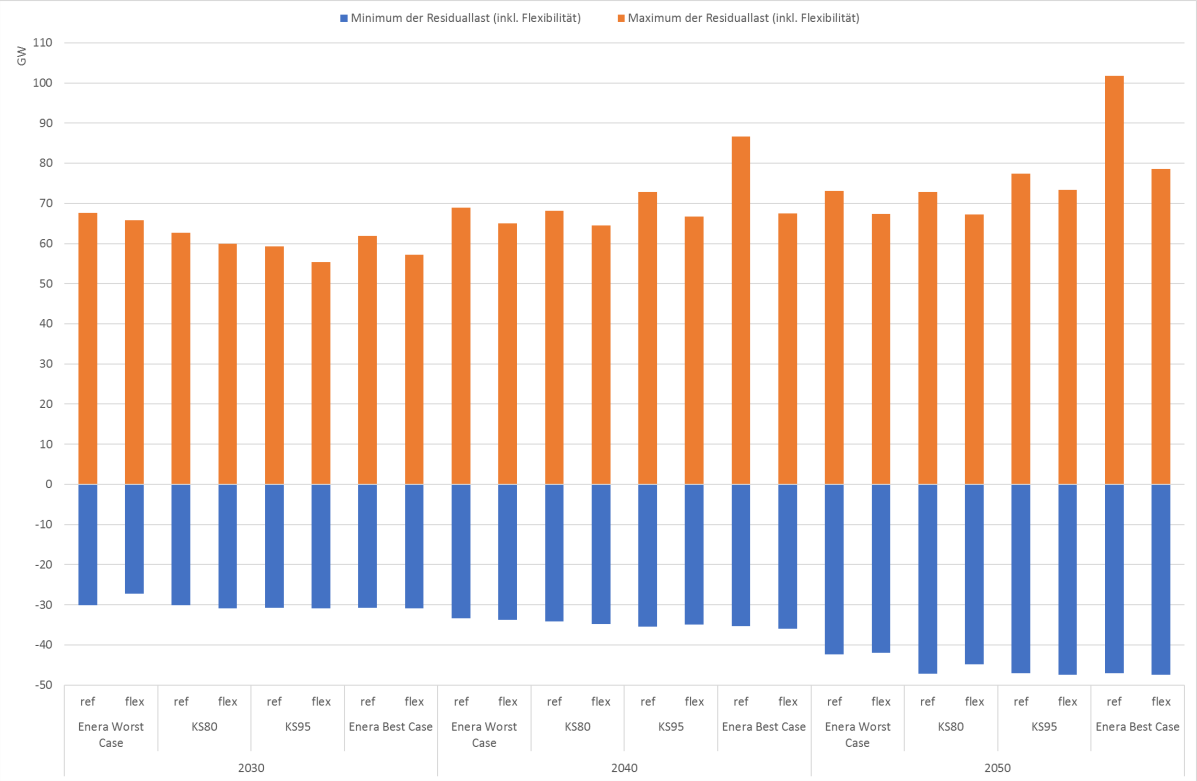
KAPAZITÄTSDEFIZITE, KOSTEN DER STROMERZEUGUNG UND STROMPREISE IN DEUTSCHLAND

Durch den Einsatz der dezentralen Flexibilitätsoptionen geht in allen Szenarien die verbleibende residuale Last zurück. Die residuale Last ist dabei definiert als die unflexible Stromnachfrage zuzüglich Speicherbeladung sowie abzüglich Speicherentladung und Stromeinspeisung durch fluktuierende erneuerbare Energien. Die verbleibende positive residuale Last wird dabei durch konventionelle Kraftwerke und durch Importe gedeckt, die verbleibende negative Residuallast entspricht den Exporten.

In Abbildung 7.7-14 wird deutlich, dass das Maximum der residualen Last durch den Einsatz von dezentralen Flexibilitätsoptionen gesenkt wird. Dezentrale Flexibilitätsoptionen tragen damit wie erwartet dazu bei, Kapazitätsdefizite der Stromerzeugung zu minimieren. Besonders ausgeprägt ist dieser Effekt in den „Enera Best Case Szenarien“ in den Jahren 2040 und 2050. In diesen Szenarien konnte die Stromnachfrage nur durch sogenannte virtuelle Backup-Kraftwerke in jeder Stunde des Jahres gedeckt werden. Der Einsatz von Backup-Kraftwerken entspricht dabei einem Kapazitätsdefizit, welches durch zusätzliche Erzeugungsleistung oder durch Flexibilität kompensiert werden muss.

Im Gegensatz zum Maximum der residualen Last kann das Minimum der residualen Last durch den Einsatz von Flexibilität sowohl steigen (z. B. durch Erhöhung der Stromexporte durch Speicherentladung) als auch sinken (z. B. durch zusätzliche EE-Integration durch Speicherbeladung). Das Minimum der residualen Last verändert sich durch den Einsatz von dezentralen Flexibilitätsoptionen jedoch nur wenig.

Abbildung 7.7-14: Maximum und Minimum der verbleibenden residualen Last in den enera Szenarien vor („ref“) und nach („flex“) dem strommarktdienlichen Einsatz der dezentralen Flexibilitätsoptionen



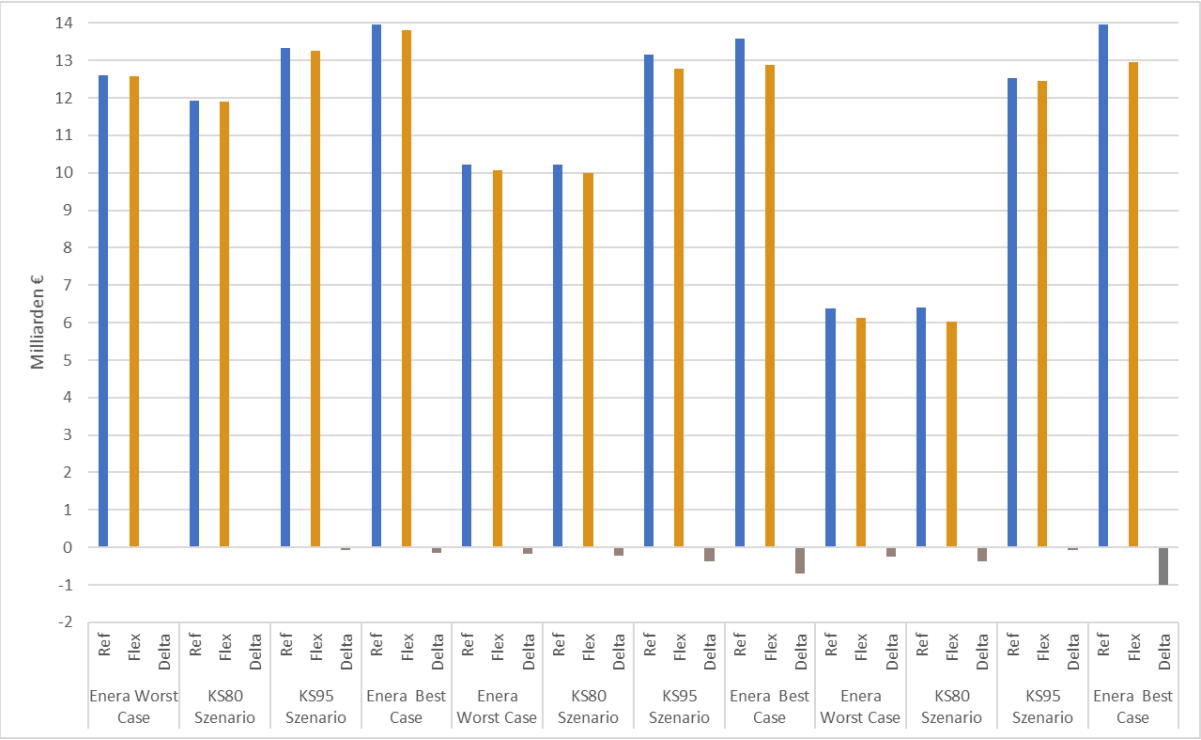
Quelle: Öko-Institut e.V.

In allen Szenarien gehen zudem die Kosten der Stromerzeugung durch den Einsatz der dezentralen Flexibilitätsoptionen zurück, wie in Abbildung 7.7-15 zu sehen ist. Als Kostenbestandteile werden dabei die Grenzkosten für alle Erzeugungstechnologien und die variablen Kosten für Speicher und Flexibilitätsoptionen aufsummiert. Da diese Kostenfunktion die Zielfunktion des Optimierungsproblems in der Marktsimulation darstellt, können die Kosten der Stromerzeugung durch den Einsatz von Flexibilitätsoptionen nur sinken oder gleichbleiben.

Es wird deutlich, dass in den „Enera Best Case Szenarien“ die Kostenreduktion durch Flexibilität am größten ist und von 100 Millionen Euro im Szenario „Enera Best Case 2030“ auf bis zu 1,0 Milliarden Euro im Szenario „Enera Best Case 2050“ ansteigt. In dieser Betrachtung wurden die vergleichsweise hohen spezifischen Kosten, die für den Einsatz von Backup-Kraftwerken in der Modellierung unterstellt werden, bereinigt. Statt mit 1.200 €/MWh wurde der Einsatz von Backup-Kraftwerken nur mit 200 €/MWh bewertet, was in etwa den Grenzkosten einer Gasturbine in diesen Szenarien entspricht.

Mit den jährlich eingesparten Kosten könnte die Erschließung der dezentralen Flexibilitätsoptionen unterstützt oder deren Einsatz durch zusätzliche Erlöse, die über die bereits berücksichtigten variablen Kosten hinausgehen, vergütet werden.

Abbildung 7.7-15: Kosten der Stromerzeugung in Deutschland



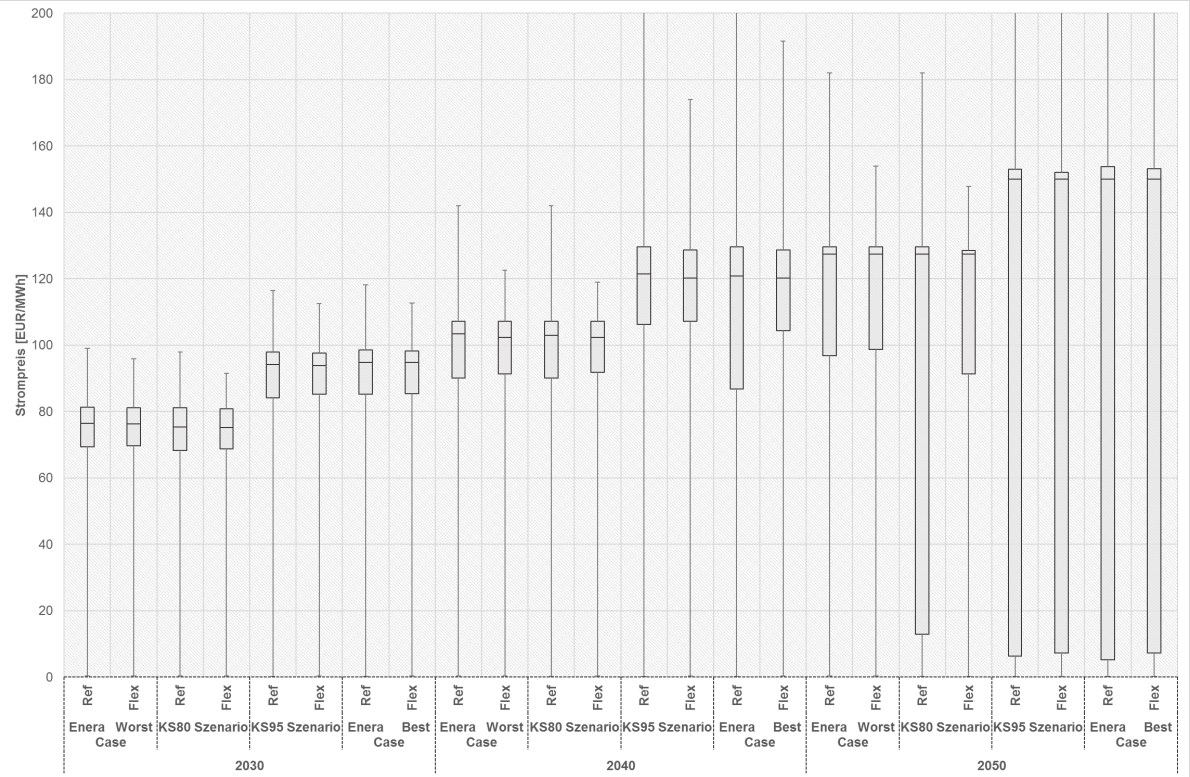
Quelle: Öko-Institut e.V.

Abbildung 7.7-16 stellt dar, wie sich die Strompreise in Deutschland im Zeitraum 2030 bis 2050 je nach Szenario entwickeln. Im Referenzszenario („ref“) sind keine dezentralen Flexibilitätsoptionen verfügbar, im Flexibilitätsszenario („flex“) werden die dezentralen Flexibilitätsoptionen strommarktdienlich eingesetzt.

Dabei ist zu erkennen, dass die hohen Preise im oberen Whisker in den Flexibilitätsszenarien kleiner als die entsprechenden Preise in den Referenzszenarien sind. Gleichzeitig verkleinert sich die untere Box mit dem Bereich zwischen erstem Quartil und Median in den Flexibilitätsszenarien im Vergleich zu den Referenzszenarien. Flexibilitätsoptionen im Stromsystem tragen zu einem Angleichen der Strompreise im Zeitverlauf bei und würden im Extremfall zu einer gleichverteilten Preiskurve führen.

Die gleiche Auswirkung wie bei der maximal verbleibenden Residuallast kann bei den Höchstpreisen zwischen Referenz- und Flexibilitätsszenarien beobachtet werden. In den Jahren 2040 und 2050 betragen die Höchstpreise in den Szenarien „KS95“ und „Enera Best Case“ 1.200 EUR/MWh aufgrund der Nutzung von Backup-Kapazitäten. Die Höchstpreise in den jeweiligen Flexibilitätsszenarien liegen deutlich darunter. Im Jahr 2050 geht der Jahreshöchstpreis im Szenario „KS95“ auf 220 €/MWh und im Szenario „Enera Best Case“ auf 320 €/MWh zurück.

Abbildung 7.7-16: Box-Plot Darstellung der Strompreise in Deutschland in den enera Szenarien vor („ref“) und nach („flex“) dem strommarktdienlichen Einsatz von dezentraler Flexiblität



Quelle: Öko-Institut e.V. . Für eine übersichtlichere Darstellung werden die extremen Höchstpreise in den Szenarien „KS95“ und „Enera Best Case“ in den Jahren 2040 und 2050 nicht dargestellt.

7.7.3. Effekte im Übertragungsnetz durch den Einsatz dezentraler Flexibilität

ÖKO-INSTITUT

Mit zunehmender Dezentralisierung der Erzeugungsstruktur stellt sich die Frage, inwiefern Übertragungsnetzbetreiber auch dezentrale Optionen für das Netzmanagement nutzen können. Durch den übertragungsnetzdienlichen Einsatz von dezentralen Flexibilitätsoptionen können Effekte im operativen Netzbetrieb (kurzfristige Perspektive) und hinsichtlich des Netzausbaus (mittel- und langfristige Perspektive) auftreten:

- Kurzfristige Effekte: Reduzierung des Bedarfs für Redispatch und EE-Abregelung im operativen Netzbetrieb. Eine Last- oder Erzeugungsspitze wird vor einem Netzengpass zwischengespeichert und hinter dem Engpass ausgeglichen. Dadurch werden die Nettoknotenprofile[11] gleichmäßiger. In der Modellierung zeigt sich dieser Effekt durch den Rückgang der Leitungsüberlastung.
- Mittelfristige Effekte: Hinsichtlich des erforderlichen Netzausbaus kann der Einsatz von dezentralen Flexibilitäten in die Netzausbauplanung integriert werden. Dadurch

[11] Das Nettoknotenprofil setzt sich aus der Summe aller Stromeinspeiseprofile abzüglich der Summe aller Stromnachfrageprofile an einem Knoten zusammen.

können beispielsweise Verzögerungen beim Netzausbau für einen gewissen Zeitraum kompensiert werden, oder es können Verzögerungen in Kauf genommen werden, um den Bau der einzelnen Maßnahmen besser zu koordinieren.. In der Modellierung zeigt sich dieser Effekt durch den Rückgang der Leitungsüberlastung.

- Langfristige Effekte: Sind bei einem bestehenden Netzengpass in räumlicher Nähe und in ausreichender Höhe dezentrale Flexibilitätspotenziale verfügbar, so ließe sich damit auch langfristig Netzausbau einsparen. Die im Falle einer Leitungsüberlastung anfallenden Kosten für den netzdienlichen Einsatz der Flexibilitäten müssen dann - analog zum Redispatch - gegen die Investitionsoption in eine Netzausbaumaßnahme abgewogen werden. Dies ist insbesondere dann interessant, wenn die Überlastung nur in wenigen Stunden im Jahr oder nur in geringer Höhe auftritt.

Diese Effekte können dabei von den verschiedenen Flexibilitätsoptionen je nach Eigenschaft und Begrenzung des Flexibilitätspotenzials, aber vor allem auch je nach regionaler Verortung in unterschiedlicher Intensität und zu unterschiedlichen Zeiten erzielt werden. Anders als beim marktdienlichen Einsatz von dezentraler Flexibilität gleichen sich beim netzdienlichen Einsatz von Flexibilität Be- und Entladung in jedem Zeitschritt und über alle Netzknoten immer aus, wie es auch beim Redispatch der Fall ist. Dadurch kommt es zu einem gleichzeitigen Einsatz von jeweils entgegengesetzt wirkenden Flexibilitätsoptionen, der jedoch räumlich an unterschiedlichen Netzknoten stattfindet. Wenn Flexibilitätsoptionen zukünftig auch Teil der möglichen Redispatchmaßnahmen sind, dann können auch Kombinationen wie Verringerung der Stromerzeugung vor dem Netzengpass und Lastreduktion nach dem Netzengpass bzw. Lasterhöhung und Verringerung von EE-Abregelung (beides vor dem Netzengpass) gebildet werden.

METHODIK

Zur Untersuchung der Effekte der netzdienlich eingesetzten dezentralen Flexibilitäten auf das Übertragungsnetz wird ein Optimierungsmodell zur Minimierung der resultierenden AC-Leitungsüberlastungen eingesetzt.

Das Optimierungsmodell basiert auf den regionalisierten Ergebnissen der Strommarktmodellierung. Zentrale Inputparameter sind die stündlich aufgelösten Profile der Nettoknotenlast, welche sich aus den knotenspezifischen Einspeise- und Verbrauchsprofilen über alle Technologien sowie die Import- und Exportflüsse auf den länderübergreifenden Kuppelstellen ergeben. Eine weitere entscheidende Inputgröße ist die das Netz charakterisierende Matrix der Power Transfer Distribution Factors (PTDF), welche aus der Netztopologie und den Leitungsparametern im Drehstromnetz gebildet wird.

Die Lastflusssimulation im ersten Schritt ist eine einfache Multiplikation von Nettoknotenlast und PTDF-Matrix: Hieraus ergibt sich der Stromfluss auf den einzelnen Leitungen und damit auch deren Auslastung.

Im Rahmen des vom Öko-Institut entwickelten Optimierungsmodells zur Reduktion der Überlastungen der Drehstromleitungen im Übertragungsnetz werden Kosten der

Leitungsüberlastung gegen Kosten des Speichereinsatzes abgewogen. Die Zielfunktion ist eine Minimierung dieser Kosten. Die dezentralen Flexibilitäten werden im Rahmen ihrer knotenspezifischen Potenzialgrenzen eingesetzt, um die kumulierte Überlastung des Übertragungsnetzes zu reduzieren. Um einen maximal netzdienlichen Einsatz der dezentralen Flexibilitäten zu erreichen, wurde der Strafterm der Leitungsüberlastung deutlich höher als die Kosten der Speichernutzung angesetzt. Weitere kostenneutrale Option zur Senkung der AC-Leitungsüberlastungen sind die DC-Korridore, deren Einsatz im Rahmen dieser Optimierung ebenfalls bestimmt wird.

Als Vergleichsgröße wird zudem eine Lastflussoptimierung durchgeführt, in der einzig die optimale Nutzung der DC-Korridore bestimmt wird, um die Kosten der Leitungsüberlastungen zu senken.

Da die Kosten der Netzüberlastung nicht quadratisch in die Zielfunktion eingehen, gibt es aus Optimierungssicht keinen Anreiz, die Maxima der Leitungsüberlastungen abzusenken: jede Reduktion der Leitungsüberlastung besitzt die gleiche Wertigkeit. Es besteht auch kein Anreiz dazu, die Leitungsüberlastungen auf einer einzelnen Leitung vollständig zu beheben – zu Ungunsten von anderen Leitungen. Dies würde in der Realität dann einem Verzicht eines Netzausbauvorhabens entsprechen. Aufgrund dessen besitzen die Ergebnisse nur eine eingeschränkte Aussagekraft auf den Netzausbaubedarf. Es können diesbezüglich jedoch Abschätzungen getroffen werden.

Inputdaten

- Nettoknotenlast (stündlich aufgelöst)
- PTDF-Matrix für das Drehstromnetz
- Netztopologie AC und DC
- Technologiespezifische Flexibilitätsprofile je Übertragungsnetzknoten (stündlich aufgelöste Potenzialgrenzen)
- Übertragungsleistung der DC-Korridore

Ergebnisse

- In stündlicher Auflösung:
    - Auslastung und Überlastung der einzelnen Leitungen im AC-Netz
    - Auslastung der DC-Korridore
    - Knoten- und technologiespezifische Einsatzprofile von dezentralen Flexibilitätsoptionen
- Darauf aufbauend werden im weiteren Verlauf folgende Kennzahlen gebildet und ausgewertet:
    - Kumulierte Netzüberlastung

- Kumulierte und maximale Auslastung der einzelnen Leitungen sowie Anzahl der Stunden, in denen eine Netzüberlastung auftritt
- Reduktion der kumulierten Überlastung auf den einzelnen Leitungen durch den übertragungsnetzdienlichen Einsatz dezentraler Flexibilität
- Nutzung des für den übertragungsnetzdienlichen Einsatz verfügbaren dezentralen Flexibilitätspotenzials

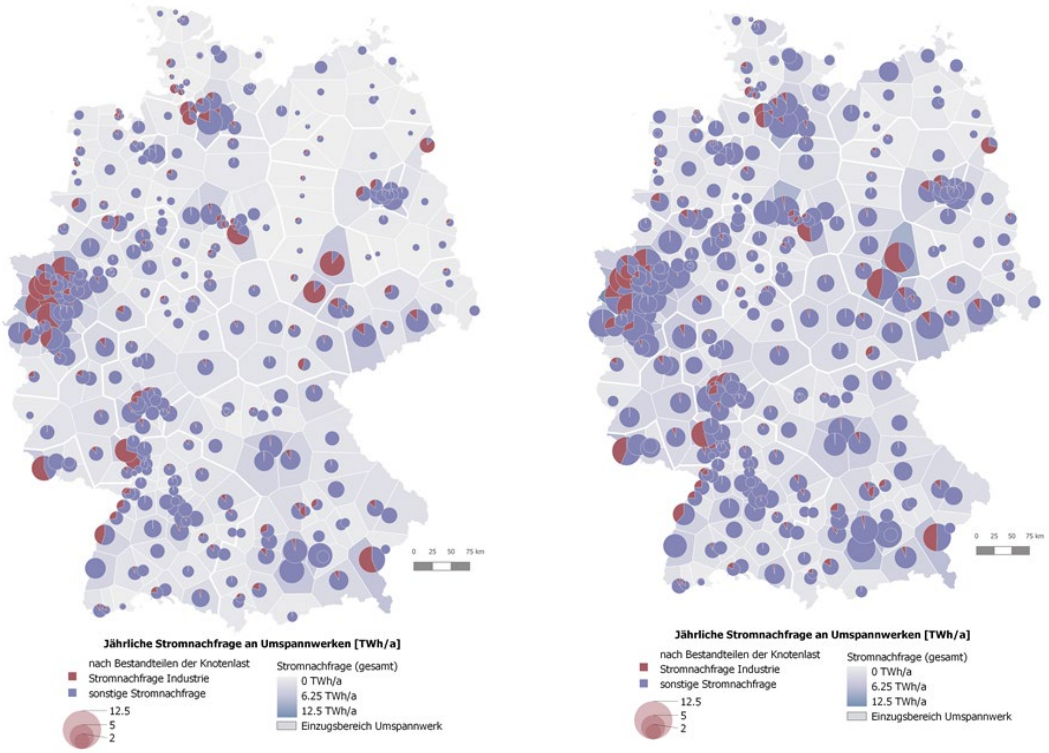
ANZAHL DER ÜBERLASTETEN LEITUNGEN - REGIONALISIERUNG VON STROMERZEUGUNG UND ERNEUERBAREN ENERGIEN

Der bundeslandspezifische Verteilschlüssel für die Stromnachfrage wird aus dem Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019) übernommen. Innerhalb der einzelnen Bundesländer wird die Regionalisierung bis auf Ebene der Gemeinden anhand folgender Verteilschlüssel durchgeführt:

- Für ausgewählte industrielle Großverbraucher aus den Branchen Elektrostahlerzeugung, Aluminium, chemische Industrie, Zement und Papier wird ein Stromverbrauch von rund 100 TWh direkt einzelnen Produktionsstandorten zugeordnet.
- Für alle anderen Stromverbraucher (private Haushalte, den Sektor GHD, Wärmepumpen und Elektromobilität sowie industrielle Großverbraucher aus anderen Branchen) wird die Einwohnerverteilung als Verteilschlüssel verwendet.

Im Ergebnis zeigt sich die in Abbildung 7.7-17 dargestellte Regionalisierung der Stromnachfrage. Dabei werden die Lastzentren im Ruhrgebiet sowie in den Großräumen Hamburg und Berlin deutlich. Darüber hinaus zeigen sich vorwiegend Netzknoten mit industriellen Großverbrauchern, wie beispielsweise in Salzgitter, Leuna, Wacker-Burghausen, Ludwigshafen oder im Saarland.

Abbildung 7.7-17: Regionalisierte Stromnachfrage je Übertragungsnetzknoten in den Szenarien „Enera Worst Case 2030“ (links) und „Enera Best Case 2050“ (rechts)



Quelle: Öko-Institut e.V.

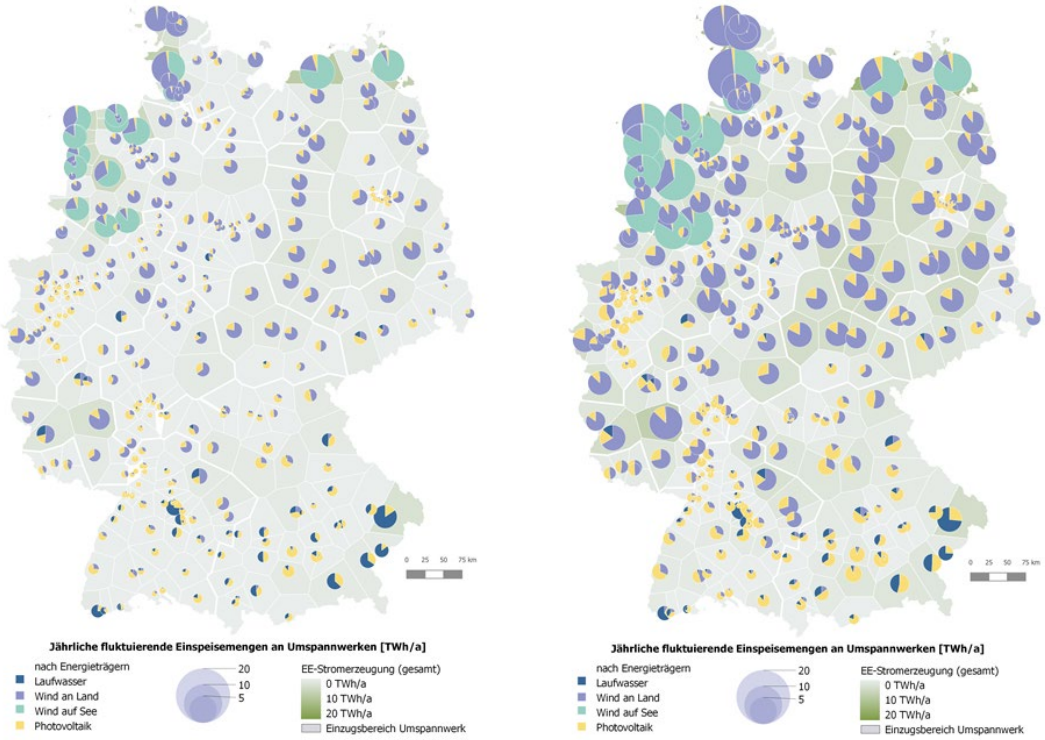
Die bundeslandspezifischen Verteilschlüssel für PV, Wind onshore, Biomasse und Laufwasser werden ebenfalls aus dem Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019) von dem Szenario C 2030 übernommen. Innerhalb der einzelnen Bundesländer wird die Regionalisierung bis auf Ebene der Gemeinden anhand folgender Verteilschlüssel durchgeführt:

- Photovoltaik:
    - 70 % PV-Dachanlagen: Einwohnerverteilung
    - 30 % PV-Freiflächenanlagen: Gemeindefläche
- Wind onshore, Biomasse und Laufwasser: Fortschreibung über den Anlagenbestand gemäß dem aktuellen Marktstammdatenregister

Für Wind offshore wird zunächst eine Aufteilung der bundesweiten Stromerzeugung auf Nordsee und Ostsee vorgenommen. Für das Szenariojahr 2030 beträgt die Aufteilung 78 % (Nordsee) und 22 % (Ostsee) (50 Hertz Transmission (50 Hertz) et al. 2018, S. 35), für die Szenariojahre 2040 und 2050 liegt sie bei 86 % (Nordsee) bzw. 14 % (Ostsee) (50 Hertz Transmission (50 Hertz) et al. 2020, S. 62). Davon ausgehend wird die Stromerzeugung von Wind offshore anhand der ausgewiesenen Leitungskapazitäten der Seekabel und Offshore-Leitungen, über die die Wind offshore-Leitungen an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, auf die jeweiligen Übertragungsnetzknoten verteilt (vgl. Kapitel 3.3.1) (50 Hertz Transmission (50 Hertz) et al. 2019, S. 71 - 77).

Im Ergebnis zeigt sich die in Abbildung 7.7-18 dargestellte Regionalisierung der fluktuierenden erneuerbaren Energien. Dabei werden die norddeutschen Einspeiseknoten von Wind und die süddeutschen Einspeiseknoten von PV und Laufwasser deutlich.

Abbildung 7.7-18: Regionalisiertes EE-Stromangebot je Übertragungsnetzknoten in den Szenarien „Enera Worst Case 2030“ (links) und „Enera Best Case 2050“ (rechts)

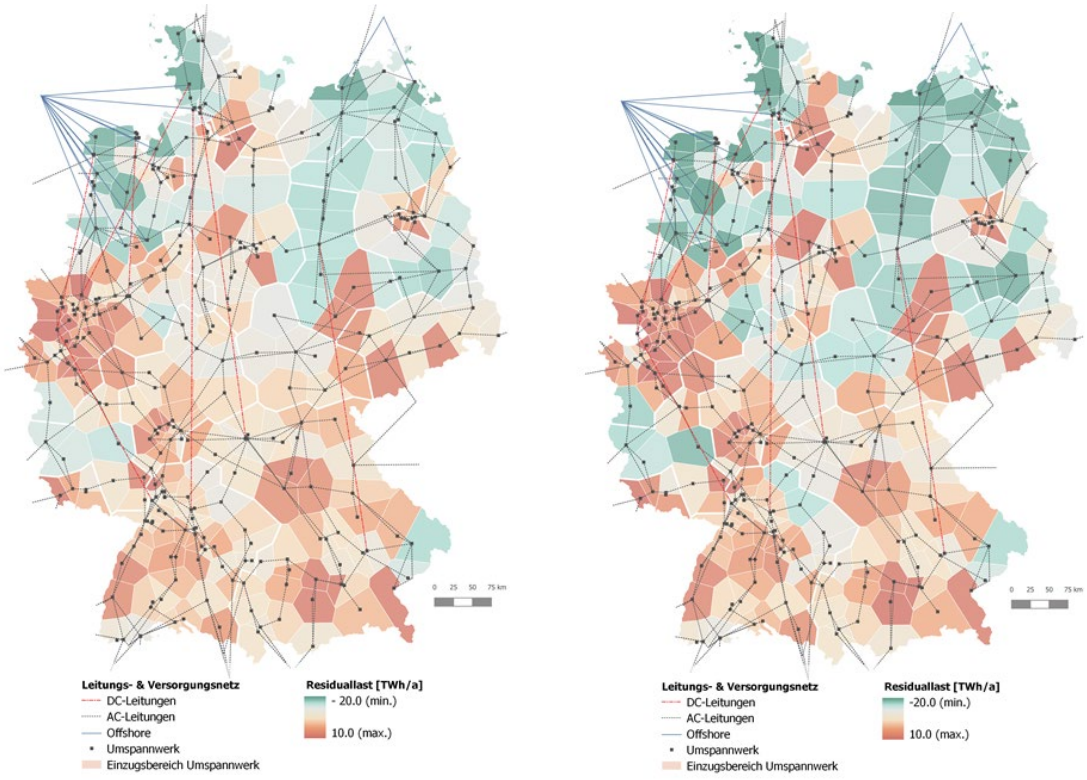


Quelle: Öko-Institut e.V.

Die an den einzelnen Übertragungsnetzknoten verbleibende Residuallast, welche sich als Differenz von Stromnachfrage und fluktuierender EE-Stromerzeugung ergibt, gibt einen ersten Eindruck über die Transportaufgabe des Übertragungsnetzes (Abbildung 7.7-19). Es wird deutlich, dass an den norddeutschen Übertragungsnetzknoten aufgrund der dortigen hohen Stromeinspeisung von Windenergieanlagen die EE-Einspeisung die Stromnachfrage übersteigt, so dass die Residuallast negativ wird. Nur in den Einzugsgebieten von Bremen, Hamburg und Berlin bleibt ein positives Residuum der Last bestehen. Im Gegensatz dazu ist in Süddeutschland und im Ruhrgebiet die Residuallast fast durchgängig positiv, da die Stromnachfrage höher als das lokale Angebot an EE-Strom ist. Nur in vereinzelten ländlichen Regionen in Süd- und Westdeutschland, die eine gewisse Windstromerzeugung aufweisen, ist die Residuallast negativ.

Im Zeitverlauf von 2030 bis 2050 wird zudem deutlich, dass sich dieser Effekt tendenziell verstärkt: Insbesondere im Osten übersteigt die EE-Stromerzeugung zunehmend deutlich die Stromnachfrage, und die Regionen im Westen und im Süden, die 2030 eine positive Residuallast aufwiesen, weisen diese 2050 verstärkt auf. In Mitteldeutschland wechseln manchen Regionen von residualen Erzeugern zu residualen Nachfragern und anders herum.

Abbildung 7.7-19: Verbleibende Residuallast je Übertragungsnetzknoten in den Szenarien „Enera Worst Case 2030“ (links) und „Enera Best Case 2050“ (rechts)



Quelle: Öko-Institut e.V.

KUMULIERTE UND MAXIMALE NETZÜBERLASTUNG SOWIE ANZAHL DER ÜBERLASTETEN LEITUNGEN IN DEN ENERA SZENARIEN

Die kumulierte Netzüberlastung, wie sie sich aus der Lastflusssimulation und dem optimalen Einsatz der HGÜ-Trassen ergibt, beträgt im Referenzszenario für „Enera Worst Case 2030“ rund 40 TWh und steigt auf bis zu 400 TWh im Referenzszenario für „KS95 2050“ an. Eine Leitung gilt dabei als überlastet, wenn ihre Auslastung 70 % der thermischen Leitungskapazität übersteigt. Die Kapazitätsgrenze ist also um einem Sicherheitsabschlag reduziert, durch den mehrere Aspekte, die in der Lastflusssimulation nicht detailliert abgebildet sind, pauschal berücksichtigt werden sollen. Zu den Aspekten zählen insbesondere das n-1-Kriterium, durch welches der Ausfall eines Netzbetriebsmittels abgefangen werden soll, sowie die Leitungsbelastung durch Blindleistung.

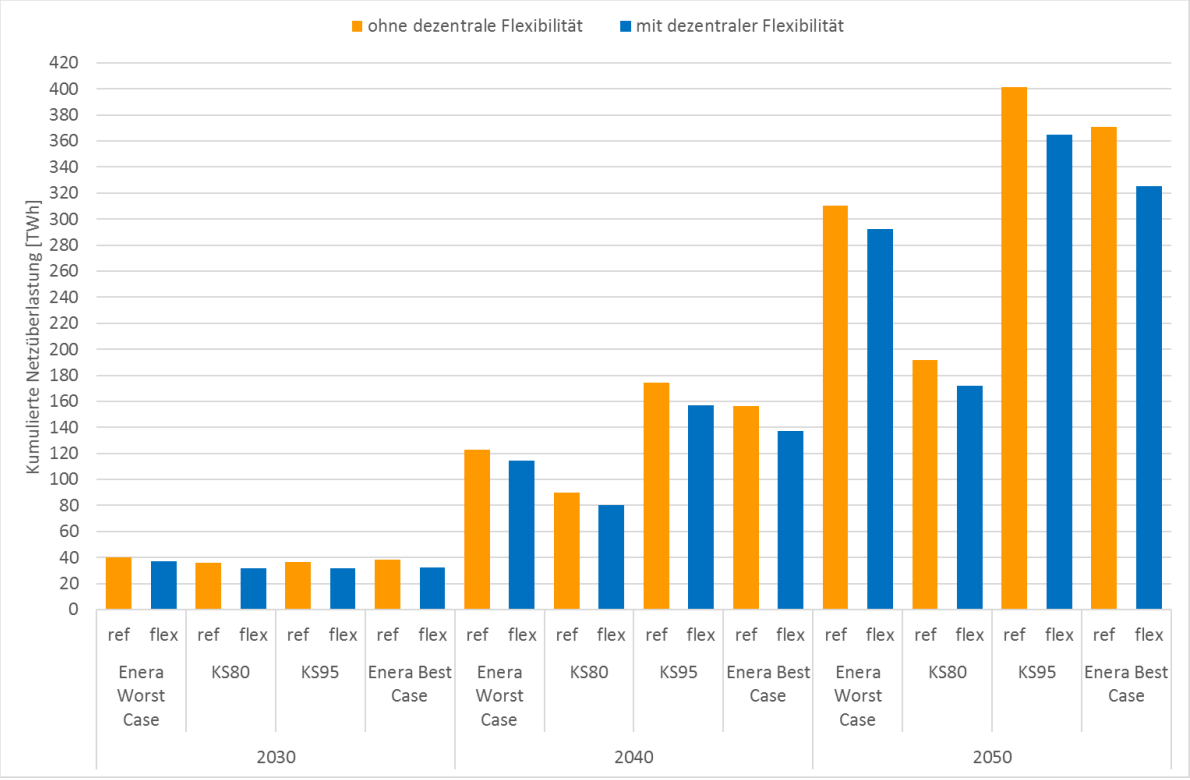
Da für alle Szenarien das Zielnetz aus dem Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019) zugrunde gelegt wurde, wird deutlich, dass in der Langfristperspektive bis 2050 ein über dieses Zielnetz hinausgehender Netzausbaubedarf erforderlich ist. In dem ersten Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber für den Netzentwicklungplan Strom 2035 (Version 2021) ist dies bereits erkennbar (50 Hertz Transmission (50 Hertz) et al. 2021).

Mit dem übertragungsnetzdienlichen Einsatz der dezentralen Flexibilitätsoptionen kann die kumulierte Netzüberlastung im Jahr 2030 um 8 % („Enera Worst Case“ Szenario) bis 16 % („Enera Best Case“ Szenario) reduziert werden, was 3 TWh bis 6 TWh entspricht (Abbildung 7.7-20). Im Szenariojahr 2040 nimmt die prozentuale Differenz zwischen den Szenarien

etwas ab, und der Beitrag zur Reduktion bewegt sich zwischen 7 % und 12 %. Dies entspricht einer Reduktion der kumulierten Netzüberlastung in Höhe von 9 TWh („Enera Worst Case“ Szenario) bis 19 TWh („Enera Best Case“ Szenario). Im Szenariojahr 2050 sinkt die kumulierte Netzüberlastung durch den übertragungsnetzdienlichen Einsatz dezentraler Flexiblitäten auf einen Wert, der zwischen 6 % und 12 % geringer ist als in den Szenarien ohne dezentrale Flexibilitäten. Somit können Leitungsüberlastungen in Höhe von 18 TWh („Enera Worst Case“ Szenario) bis 46 TWh („Enera Best Case“ Szenario) durch dezentrale Flexibilitäten ausgeglichen und vermieden werden.

Es ist systematisch, dass die verfügbaren dezentralen Flexibilitätsoptionen in den „Enera Best Case“ Szenarien einen höheren Beitrag zur Reduktion der Leitungsüberlastungen leisten als in den „Enera Worst Case“ Szenarien. Dies ist unter anderem auf das verfügbare Flexibilitätspotenzial zurückzuführen, welches in den „Enera Best Case“ Szenarien am größten ist.

Abbildung 7.7-20: Kumulierte Netzüberlastung in den enera Szenarien vor („ref“) und nach („flex“) dem übertragungsnetzdienlichen Einsatz von dezentraler Flexibilität



Quelle: Öko-Institut e.V.

Das in der Modellierung verwendete Übertragungsnetz in Deutschland setzt sich aus 495 Drehstrommleitungen und 7 HGÜ-Korridoren zusammen (vgl. Kapitel 3.3.1). In der nachfolgenden Abbildung 7.7-21 ist die Anzahl der überlasteten Leitungen in den enera Szenarien vor („ref“) und nach („flex“) dem übertragungsnetzdienlichen Einsatz von dezentraler Flexiblität zu sehen.

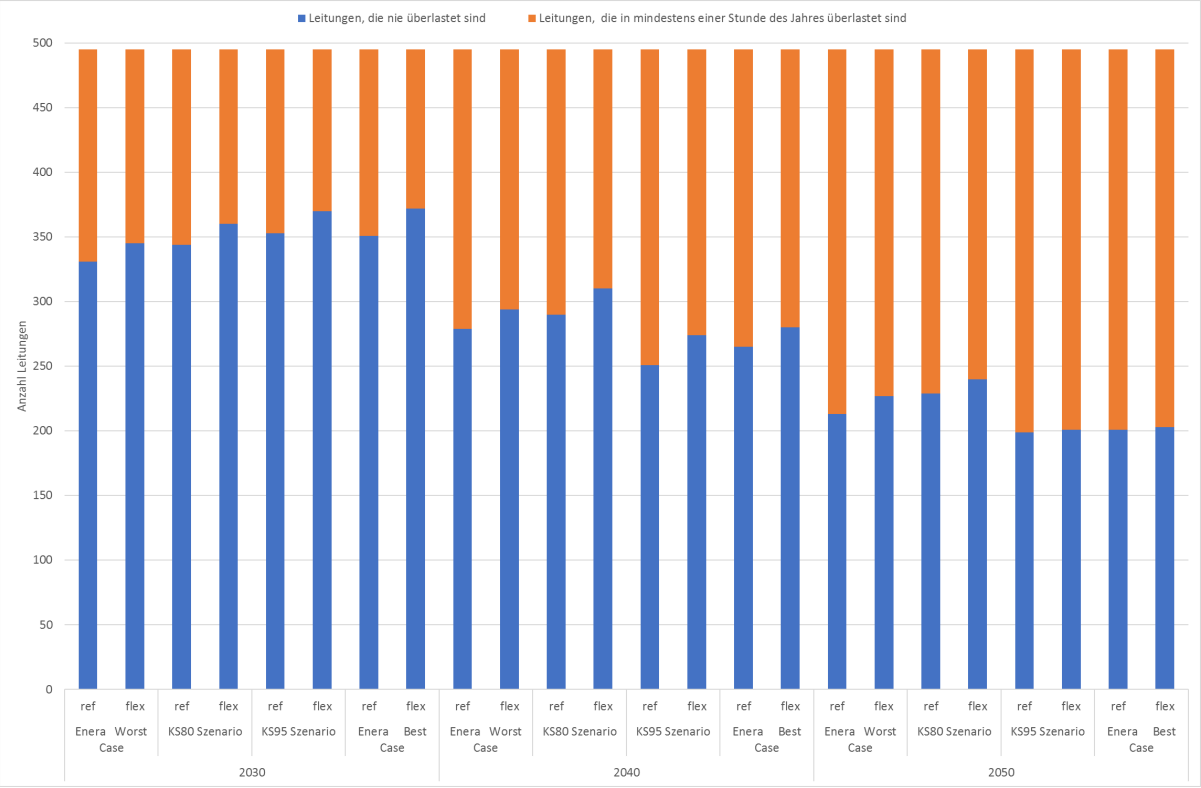
Im Zeitverlauf von 2030 bis 2050 verdoppelt sich die Anzahl der Leitungen, die in mindestens einer Stunde des Jahres überlastet sind, von rund 150 Leitungen auf rund 300

Leitungen. Die Überlastung des Netzes nimmt deutlich zu und verteilt sich auch räumlich (siehe nächster Abschnitt). Hinzuweisen ist jedoch darauf, dass das Optimierungsproblem keinen Anreiz setzt, die Anzahl der überlasteten Leitungen gering zu halten.

Obwohl nicht explizit angereizt, werden im Jahr 2030 durch den übertragungsnetzdienlichen Einsatz von dezentraler Flexiblität für 14 Leitungen (Szenario „Enera Worst Case“) bis 21 Leitungen (Szenario „Enera Best Case“) die Leitungsüberlastungen vollständig vermieden. Auch im Jahr 2040 ist dieser Effekt für 15 Leitungen (Szenario „Enera Worst Case“) bis 23 Leitungen (Szenario „KS95“) zu sehen. Anders sieht es im Jahr 2050 aus: in den Szenarien „KS95“ und „Enera Best Case“ kann nur noch für 2 Leitungen die Überlastung vollständig vermieden werden, in den Szenarien „Enera Worst Case“ und „KS80“ sind es 14 bzw. 11 Leitungen.

Der Einsatz von dezentralen Flexibilitäten hat somit das Potenzial, einzelne Netzausbaubedarfe zumindest für eine Übergangszeit zu substituieren. Durch eine explizite Aufnahme der maximalen Netzüberlastung in die Zielfunktion würde die Anzahl der nicht überlasteten Leitungen mit hoher Sicherheit zunehmen.

Abbildung 7.7-21: Anzahl der überlasteten Leitungen in den enera Szenarien vor („ref“) und nach („flex“) dem übertragungsnetzdienlichen Einsatz von dezentraler Flexiblität

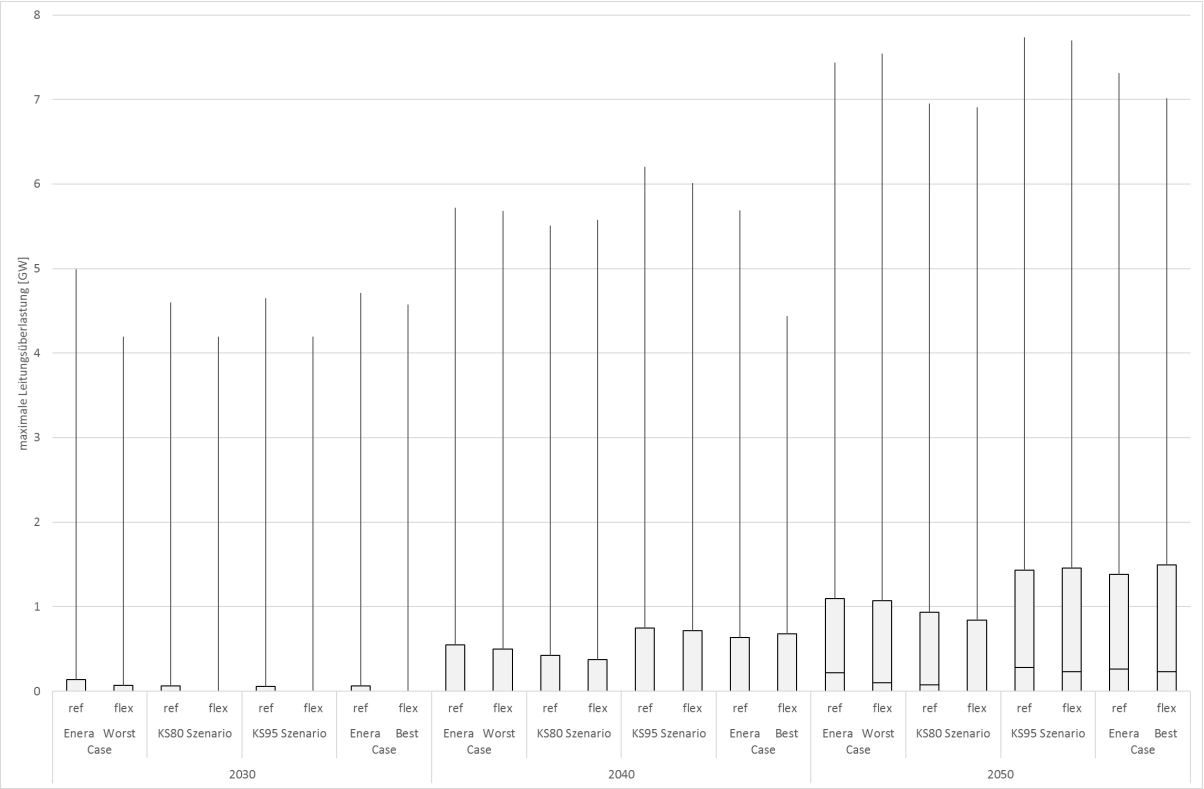


Quelle: Öko-Institut e.V.

In der nachfolgenden Abbildung ist für alle AC-Leitungen die maximale Leitungsüberlastung in den enera Szenarien vor („ref“) und nach („flex“) dem übertragungsnetzdienlichen Einsatz von dezentraler Flexiblität als Box-Plot-Grafik dargestellt (Abbildung 7.7-22). Im Jahr 2030 können durch den übertragungsnetzdienlichen Einsatz von dezentraler Flexiblität sowohl der obere Whisker als auch die obere Boxhälfte

mit dem Wertebereich zwischen Median und 3. Quartil deutlich verkleinert werden. In den Jahren 2040 und 2050 schwächt sich dieser Effekt ab und ist schließlich in den Szenarien „KS95 2050“ und „Enera Best Case 2050“ nicht mehr vorhanden. Auch dies unterstreicht die These, dass durch den netzdienlichen Einsatz von Flexibilität kurz- bis mittelfristig Netzausbau eingespart werden könnte bzw. Verzögerungen im Netzausbau kompensiert werden könnten. In der langfristigen Perspektive bis 2050 geht die maximale Leitungsüberlastung durch den Einsatz von dezentralen Flexibilitäten mit dem hier gewählten Modellierungsansatz nicht zurück.

Abbildung 7.7-22: Box-Plot der maximalen Leitungsüberlastung für alle AC-Leitungen in den enera Szenarien vor („ref“) und nach („flex“) dem übertragungsnetzdienlichen Einsatz von dezentraler Flexiblität



Quelle: Öko-Institut e.V.

RÄUMLICH AUFGELÖSTE DARSTELLUNG DER EFFEKTE IM ÜBERTRAGUNGSNETZ VOR DEM NETZDIENLICHEN EINSATZ DEZENTRALER FLEXIBILITÄT UND EINFÜHRUNG DER KENNZAHLEN

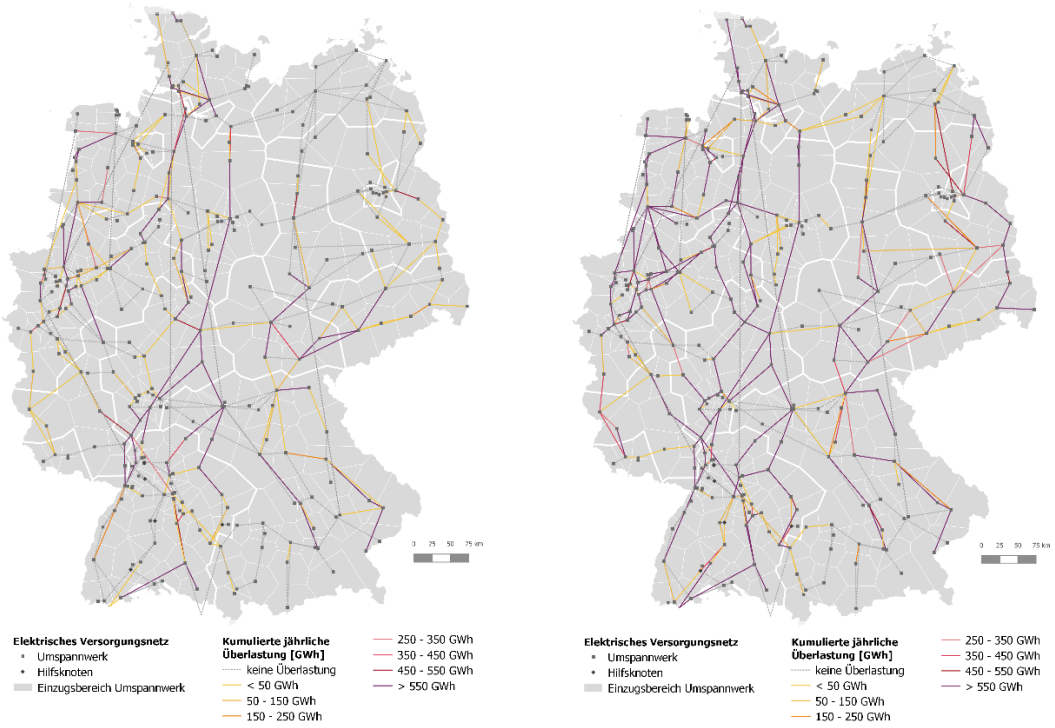
In der räumlichen Auflösung wird zudem das Ausmaß des Netzausbaubedarfs im deutschen Übertragungsnetz deutlich (Abbildung 7.7-23). Die Engpässe erstrecken sich insbesondere in Nord-Süd-Richtung. Engpassregionen befinden sich im Bereich der Einspeisung von offshore und onshore Windenergie im Nordwesten Deutschlands, in der Nähe von Kuppelstellen zu den europäischen Nachbarländern und nahe der süddeutschen Lastzentren. Dies verdeutlicht, dass der Bedarf für den Übertragungsnetzausbau in Deutschland aus vielerlei Gründen entsteht:

- Ausbau der eneuerbaren Energien in Norddeutschland (insbesondere Wind offshore)

- Rückbau von konventionellen Kraftwerken (v. a. Kohlekraftwerke und Atomkraftwerke), die in Regionen mit hoher Stromnachfrage / Last und wenig EE-Stromerzeugung / EE-Ausbau stehen
- Zunahme der Stromnachfrage und der Peaklast durch Sektorenkopplung und neue Stromverbraucher
- Transport von Windenergie aus Norddeutschland in die Lastzentren nach Süddeutschland
- Einbindung Deutschlands in den europäischen Netzverbund

Die HGÜ-Korridore können modellbedingt nicht überlastet werden, so dass sie in allen nachfolgenden Karten jeweils als „grau gestrichelte“ Leitungen erscheinen.

Abbildung 7.7-23: Räumliche Auflösung der kumulierten Netzüberlastung auf die einzelnen Leitungen in den Referenzszenarien „Enera Worst Case 2030“ (links) und „Enera Best Case 2050“ (rechts)



Quelle: Öko-Institut e.V.

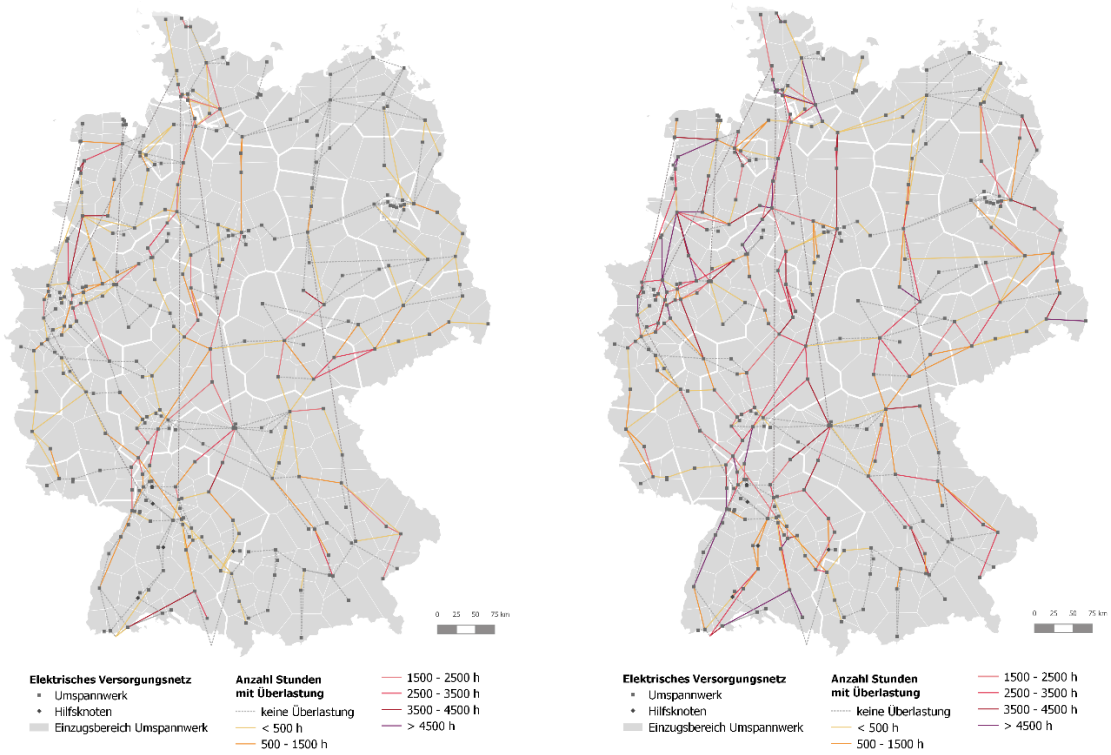
Ergänzt wird diese Abbildung durch Abbildung 7.7-24, welche sich ebenfalls auf die Szenarien „Enera Worst Case 2030“ und „Enera Best Case 2050“ bezieht, aber nicht die kumulierte jährliche Leitungsüberlastung darstellt, sondern die Anzahl der Stunden eines Jahres, in denen auf der jeweiligen Leitung eine Überlastung auftritt. Zum einen wird dadurch veranschaulicht, in welchem Ausmaß die Anzahl der Stunden mit Leitungsüberlastungen auf den einzelnen Leitungen zwischen 2030 und 2050 zunimmt.

Aus dieser Kennzahl lässt sich aber auch abschätzen, ob es zielführend ist, den Engpass langfristig und dauerhaft durch Netzausbau zu beheben oder ob alternative Maßnahmen

zur Minimierung der Leitungsüberlastung angewendet werden könnten. Treten in nur wenigen Stunden eines Jahres Engpässe auf einer Leitung auf (gelbe Leitungen in Abbildung 7.7-24), so könnten diese durch den Einsatz von Flexibilitätsoptionen aufgelöst werden, sofern in räumlicher Nähe zum Netzengpass ausreichende Flexiblitätspotenziale vorhanden sind. Dezentrale Flexibilitätsoptionen werden dadurch Teil der Redispatchmaßnahmen. Mit steigender Anzahl an überlasteten Stunden wird es zunehmend unwahrscheinlich, dass der Einsatz von dezentralen Flexibilitätsoptionen diesen Engpass langfristig auflösen könnte.

Insbesondere in den frühen Szenariojahren wird deutlich, dass die Überlastungen auf den Leitungen nur in wenigen Stunden auftreten. In den späten Szenariojahren vermehrt sich die Anzahl der überlasteten Stunden auf vielen Leitungen. Dies deutet darauf hin, dass die dezentralen Flexibilitätsoptionen zumindest in der kurz- und mittelfrisitigen Perspektive eine Möglichkeit darstellen, Verzögerungen des Netzausbaus abzupuffern bzw. seine Dringlichkeit zu reduzieren. In der langen Frist wird hingegen die Option der Netzoptimierung oder des Netzausbaus zunehmend erforderlich[12].

Abbildung 7.7-24: Anzahl der Stunden mit Netzüberlastung auf den einzelnen Leitungen in den Referenzszenarien „Enera Worst Case 2030“ (links) und „Enera Best Case 2050“ (rechts)

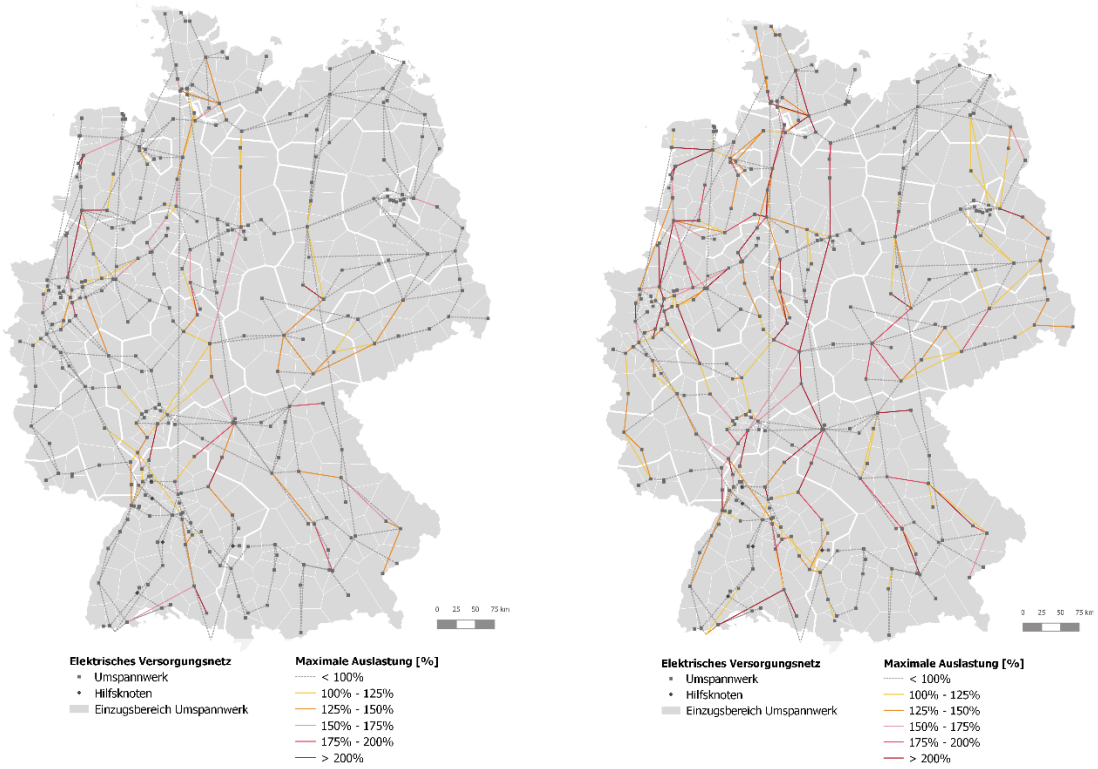


[12] Als Faustregel gilt, dass eine punktuelle Leitungsüberlastung von maximal 140 % in weniger als 4 aufeinanderfolgenden Stunden vom Material der Leitung verkraftet werden kann. Darüber hinaus können Maßnahmen zur Lastflusssteuerung durch innovative Netzbetriebsmittel die Überlastung einzelner Leitungsstränge reduzieren, indem sie die Last auf weniger ausgelastete Leitungsstränge verteilen.

Quelle: Öko-Institut e.V.

Als dritte Kennzahl ist in Abbildung 7.7-25 die maximale Überlastung[13] auf den AC-Leitungen dargestellt, und zwar für die Szenarien „Enera Worst Case 2030“ und „Enera Best Case 2050“ ohne Einsatz von übertragungsnetzdienlicher Flexibilität. Diese Kennzahl wird in der Regel zur Dimensionierung des Netzausbaubedarfs herangezogen: Für die Dimensionierung des Netzausbaubedarfs sind die Extremsituationen entscheidend, nicht die kumulierten Jahresüberlastungen. Um Netzausbau durch den Einsatz von dezentralen Flexibilitäten einsparen zu können, muss die maximale Leitungsüberlastung von einer Ausbaustufe in die nächsttiefere Ausbaustufe abgesenkt werden, so dass ein Stromkreis eingespart werden kann.

Abbildung 7.7-25: Maximale Überlastung auf den einzelnen Leitungen in den Referenzszenarien „Enera Worst Case 2030“ (links) und „Enera Best Case 2050“ (rechts)



Quelle: Öko-Institut e.V.

RÄUMLICH AUFGELÖSTE DARSTELLUNG DER EFFEKTE IM ÜBERTRAGUNGSNETZ NACH DEM NETZDIENLICHEN EINSATZ DEZENTRALER FLEXIBILITÄT

Den Rückgang der kumulierten jährlichen Leitungsüberlastung durch den netzdienlichen Einsatz von dezentraler Flexibilität zeigt Abbildung 7.7-26 für die Szenarien „Enera Worst Case 2030“ und „Enera Best Case 2050“. Dargestellt ist die Differenz der kumulierten

[13] Bei der Darstellung der maximalen Überlastung ist zu beachten, dass als Bezuggsgröße für die Darstellung der maximalen Überlastung 70 % der thermischen Leitungskapazität verwendet wird. Dies entspricht dann einer Leitungsauslastung von 100 % in der Kartendarstellung.

Leitungsüberlastungen zwischen dem jeweiligen Referenzszenario („ref“) ohne dezentrale Flexibilitäten und dem Flexiblitätsszenario („flex“) mit dem netzdienlichen Einsatz von dezentraler Flexibilität. Obwohl nicht explizit angereizt, gehen die maximalen Leitungsüberlastungen durch den Einsatz der dezentralen Flexibilitäten zurück. Es ist davon auszugehen, dass der Effekt durch einen stärkeren Anreiz in der Zielfunktion (z. B. im Rahmen einer quadratischen Optimierung) deutlich verstärkt werden würde.

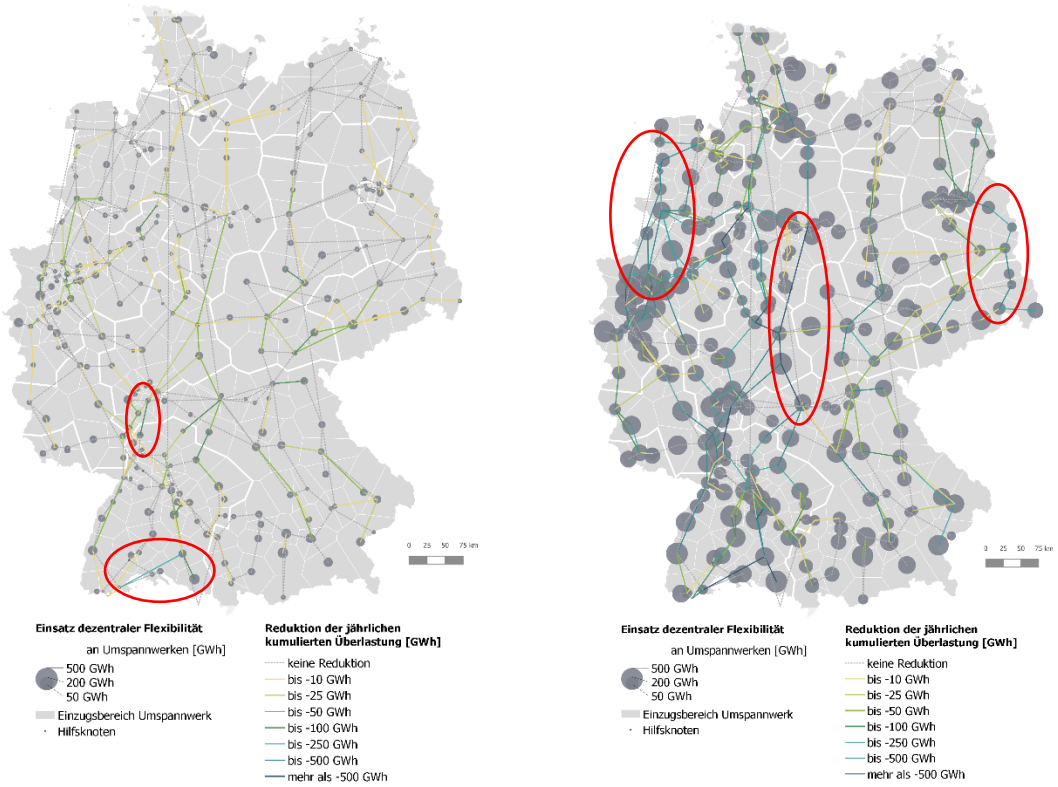
Ebenfalls zu sehen ist der jährliche Einsatz der dezentralen Flexibilitäten an den Netzknoten. Die Grafik verdeutlicht einerseits, dass die dezentralen Flexibilitäten an den Netzknoten aktiviert werden, zwischen denen ein Engpass vorliegt. Die Höhe des Flexibilitätseinsatzes geht erwartungsgemäß mit der Höhe der Reduktion der Leitungsüberlastung einher. Es ist zudem ersichtlich, dass eine Absenkung der Nachfrage an einem Knoten zu einer Erhöhung der Nachfrage an dem Umspannwerk am anderen Ende des Engpasses führen muss: die zwei Kreise vor und hinter einem Engpass entsprechen sich.

Darüber hinaus wird ersichtlich, dass die kumulierte Leitungsüberlastung vor allem auf Leitungen reduziert wird, die auch eine hohe kumulierte Leitungsüberlastung aufweisen (vgl. Abbildung 7.7-23). Diese Leitungen verlaufen häufig von Norden nach Süden, oder es sind Leitungen, die sich an Netzknoten befinden, die über Kuppelstellen mit den angrenzenden Nachbarländern verbunden sind. Exemplarisch sind einzelne Leitungen mit einer vergleichweise hohen Reduktion der kumulierten Leitungsüberlastung in Abbildung 7.7-26 rot markiert.

Das bereits im Szenario „Enera Worst Case 2030“ erkennbare Muster setzt sich im Szenario „Enera Bast Case 2050“ fort und verstärkt sich. Auch die hohe kumulierte Leitungsüberlastung im Nordwesten Deutschlands, die mit dem Anstieg der

Stromeinspeisung aus offshore Windenergie einhergeht, wird durch den Einsatz von Flexibilität reduziert.

Abbildung 7.7-26: Reduktion der kumulierten Überlastung auf den einzelnen Leitungen durch den übertragungsnetzdienlichen Einsatz dezentraler Flexibilität in den Szenarien „Enera Worst Case 2030“ (links) und „Enera Best Case 2050“ (rechts)

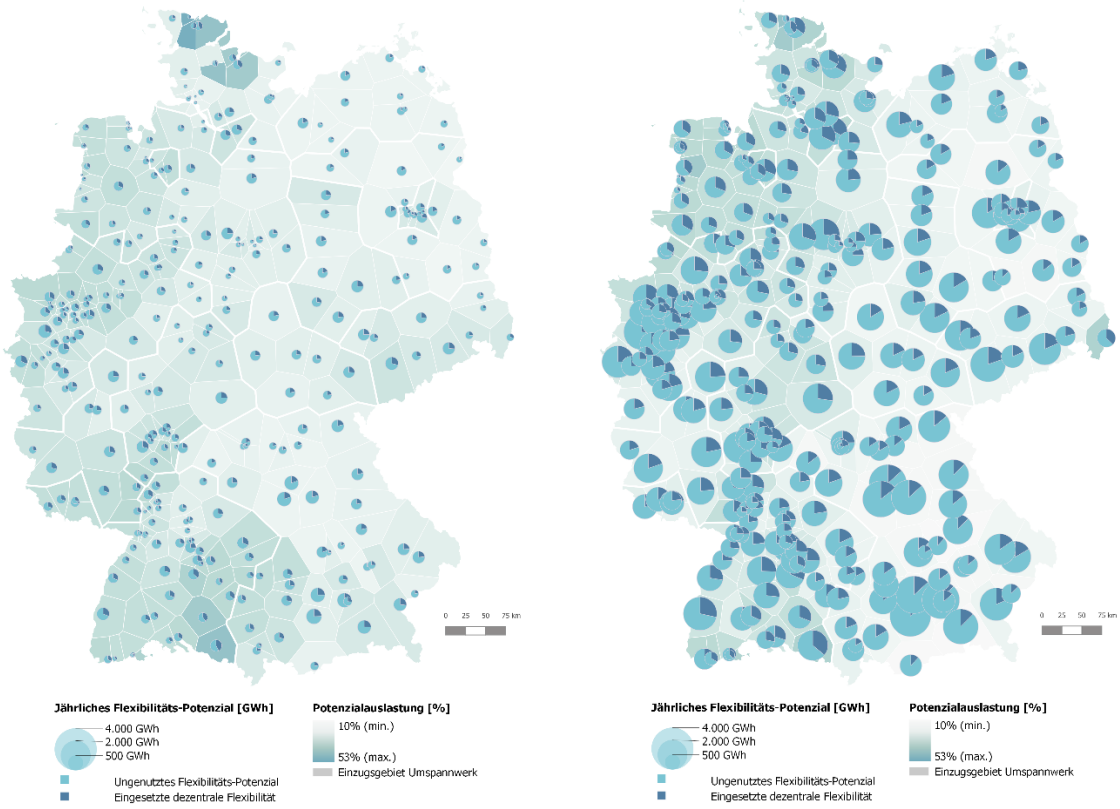


Quelle: Öko-Institut e.V.

Die Nutzung des für den übertragungsnetzdienlichen Einsatz verfügbaren dezentralen Flexibilitätspotenzials in den Szenarien „Enera Worst Case 2030“ und „Enera Best Case 2050“ zeigt Abbildung 7.7-29. Das verfügbare dezentrale Flexibilitätspotenzial wird typischerweise zu rund 25 % genutzt, um Überlastungen im Übertragungsnetz zu reduzieren. Besonders stark wird das Flexibilitätspotenzial im östlichen Teil Schleswig-Holsteins sowie im westlichen Teil Deutschlands eingesetzt. Hier liegt die

Potenzialauslastung bei rund 30 %, während sie im östlichen Teil Deutschlands nur bei rund 20 % liegt.

Abbildung 7.7-27: Nutzung des für den übertragungsnetzdienlichen Einsatz verfügbaren dezentralen Flexibilitätspotenzials in den Szenarien „Enera Worst Case 2030“ (links) und „Enera Best Case 2050“ (rechts)



Quelle: Öko-Institut e.V.

Um die Potenzialauslastung einordnen zu können, sei erneut auf Abbildung 7.7-24 verwiesen: Die überlasteten Leitungen sind nicht in jeder Stunde des Jahres überlastet, sondern im Schnitt in 600 h/a im Jahr 2030 (d. h. in 7 % aller Stunden), in 900 h/a im Jahr 2040 (d. h. in 10 % aller Stunden) und in 1300 h/a im Jahr 2050 (d. h. in 15 % aller Stunden). Nur wenn eine Leitung überlastet ist, kann auch das verfügbare Potenzial für dezentrale Flexibilität genutzt werden, welches in jeder Stunde des Jahres zur Verfügung steht. Entsprechend wird das Potenzial für dezentrale Flexibilität nur in den Regionen und in den Stunden genutzt, in den auch Leitungen überlastet sind. Beide Einschränkungen führen dazu, dass das verfügbare Potenzial über das Jahr betrachtet nur anteilig genutzt wird.

FAZIT ZU DEN EFFEKTEN UND DER ZUKÜNFTIGEN ROLLE DES ÜBERTRAGUNGSNETZDIENLICHEN EINSATZES VON DEZENTRALER FLEXIBILITÄT

Aus der Auswertung lässt sich festhalten, dass in der langfristigen Perspektive bis 2050 der Ausbaubedarf für das Übertragungsnetz zunehmen und den Ausbaugrad im NEP Zielnetz für das Jahr 2030 übersteigen wird. Durch den übertragungsnetzdienlichen Einsatz der dezentralen Flexibilitätsoptionen kann die kumulierte Netzüberlastung um rund 10 % bis

15 % reduziert werden. Der Nutzen der dezentralen Flexibilitätsoptionen nimmt dabei im Zeitverlauf zu.

Inwieweit sich der Rückgang der über alle Leitungen und alle Stunden des Jahres kumulierten Netzüberlastung auch auf den Netzausbaubedarf auswirkt, kann mit dem hier verwendeten Modellansatz nicht explizit beantwortet werden, da weder das Maximum der Leitungsüberlastung in der Zielfunktion berücksichtigt wird, noch ein Anreiz für eine Beschränkung der Leitungsüberlastung auf wenige Leitungen gesetzt wird. Um die maximale Leitungsüberlastung zu minimieren, müsste beispielsweise eine Optimierung durchgeführt werden, bei der die Leitungsüberlastung quadratisch in die zu minimierende Zielfunktion eingeht. Um anzureizen, dass möglichst wenige Leitungen überlastet werden, müsste bei erstmaliger Leitungsüberlastung auf einer Leitung ein Strafterm erhoben werden. Hier besteht weiterer Forschungsbedarf, da bereits bei dem hier gewählten linearen Ansatz Rechenzeiten in der Größenordnung von mehreren Tagen aufgetreten sind (vor allem aufgrund der intertemporalen Gleichungen zur Beschränkung des Speichereinsatzes).

Doch auch unter Berücksichtigung der Einschränkung in dem hier verwendeten Modellansatz erscheint es naheliegend, dass der langfristig erforderliche Netzausbaubedarf nur teilweise oder gar nicht durch den Einsatz dezentraler Flexibilitätsoptionen vermieden werden kann. Es sind weitere Maßnahmen erforderlich, und klassischer Netzausbaubedarf ist eine bewährte Lösung zur Engpassbehebung. Indizien für die Sinnhaftigkeit von Netzausbaubedarf sind die Höhe und die Anzahl der Leitungsüberlastungen.

Dezentrale Flexibilitätsoptionen können jedoch auch dann, wenn sie keinen Netzausbaubedarf in der Langfristperspektive substituieren, andere wichtige Rollen im zukünftigen Stromsystem einnehmen, und sie können ein wichtiger Baustein sein, um die Netzüberlastungen zu beheben:

- **Teilnahme am Redispatch:** Netzengpässe werden nie vollständig durch Netzausbau aufgehoben. Ein Teil der Netzüberlastungen darf auch zukünftig durch Redispatch oder äquivalente Maßnahmen behoben werden. Dies ist insbesondere dann wertvoll, wenn Netzengpässe nur temporär, d.h. über wenige Jahre, auftreten. Bei einem netzdienlichen Einsatz dezentraler Flexibilität reduzieren sie den Bedarf an konventionellem Redispatch und EE-Einspeisemanagement.Dezentrale Flexibilitätsoptionen können als neue Komponente Teil der in Frage kommenden Redispatchmaßnahmen werden und das Beheben von Netzengpässen im operativen Netzbetrieb unterstützen. Mit steigenden Anteilen von erneuerbaren Energien werden auch die dezentralen Flexibilitäten zunehmend wertvoll.

- **Freiräume in der Netzausbauplanung:** Im Bereich der Netzausbauplanung kann die Kopplung von EE-Ausbau und damit einhergehendem Netzausbau durch den Einsatz dezentraler Flexibilitäten zeitlich zumindest etwas aufgelöst werden. Durch die zeitliche Verschiebeoption eröffnet sich die Möglichkeit, technische Weiterentwicklungen zum klassischen Netzausbau (z. B. Komponenten zur

Lastflussteuerung wie Static Synchronous Series Compensators (SSSC)) verstärkt in die Netzausbauplanung einzubeziehen.

- **Flexibler Transformationspfad:** Es besteht die zeitliche Kopplung von EE-Ausbau und Netzausbau. Die Planungsphase des Baus eines Windparks ist aber deutlich kürzer als die Planungsphase eines Netzausbauvorhabens. Dadurch besteht Unsicherheit über das regionale Zusammenspiel von EE-Einspeisung und Übertragungsnetzkapazität. Dadurch, dass die zeitliche Kopplung von EE-Ausbau und Netzausbau durch den Einsatz von anderen Flexibilitätsoptionen, wie sie netzdienlich eingesetzte dezentrale Flexibilitäten darstellen, etwas aufgehoben werden kann, bleibt der eingeschrittene Transformationspfad für den Aus- und Umbau des Übertragungsnetzes etwas variabler, und es kann auf Änderungen beim EE-Ausbau ebenso wie auf Änderungen in der Stromnachfrage noch reagiert werden. Es entsteht mehr Sicherheit über den erforderlichen Netzausbaubedarf.

7.7.4. Simulation des enera Flexmarktes in einem Strommarktmodell

UDE

Der deutschlandweite Einsatz von regionalen Flexmärkten wird mit dem Strommarktmodell *„Joint Market Model“* (JMM) der Universität Duisburg-Essen untersucht. Dadurch sollen die Effekte dieser Märkte sowohl in Deutschland als auch im europäischen Stromsystem untersucht werden.

Durch die Implementierung von Flexmärkten in das JMM können Interaktionen mit dem europäischen zonalen Strommarkt untersucht werden. Denn Veränderungen des Kraftwerkseinsatzes durch die Flexmärkte in Deutschland können auch das europäische Ausland beeinflussen. Auch die Modellierung der lastseitigen Flexibilität, der eine wichtige Rolle bei der marktbasierten Behebung von Engpässen zukommt, wird in diesem Zuge weiterentwickelt. Grundlage für die Untersuchung sind die in Kapitel 3.1 beschriebenen enera Szenarien.

METHODIK

Das Joint Market Model (JMM) ist ein Strommarktmodell, das den Day-Ahead- und Intraday-Markt, den Regelleistungsmarkt und (regionale) Wärmemärkte abbildet. Es ist seit über zehn Jahren in Forschung und Industrie im Einsatz und hat sich in vielen Projekten des Lehrstuhls für Energiewirtschaft der Universität Duisburg-Essen bewährt. Dabei wurde es stetig weiterentwickelt, um es neuen Herausforderungen anzupassen. Ursprünglich entwickelt wurde es im Projekt Wind Power Integration in Liberalised Electricity Markets und ist in der Programmiersprache GAMS (General Algebraic Modeling System) implementiert (Weber et al. 2009).

Im Rahmen von enera ist das JMM um die Funktionalität zur Abbildung lokaler Flexibilitätsmärkte erweitert worden. Modelltechnisch sind diese Flexibilitätsmärkte in der Intraday-Schleife angesiedelt, da Informationen zur Engpasssituation in den Verteilnetzen oft erst sehr kurzfristig zur Verfügung stehen und auf dem Day-Ahead-Markt in der Regel keine Rolle spielen. Dazu wurde eine Gleichung zur Deckung der Flexibilitätsnachfrage im

Modell implementiert. Diese Flexibilitätsnachfrage ergibt sich aus den Arbeiten der Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. (FGH), die in Kapitel 6.3.2 genauer beschrieben sind.

Die FGH hat mit ihrem Netzgenerator acht typisierte Verteilnetze für Deutschland erstellt, die so gestaltet sind, dass sie einen möglichst genauen Querschnitt der realen Verteilnetze in Deutschland darstellen. Dies ermöglicht die Skalierbarkeit und Übertragbarkeit des enera Marktes auf Gesamtdeutschland. Da für die Anwendung im JMM die Datenmenge reduziert werden musste, wurden die 8760 ursprünglichen Netznutzungsfälle (NNF) durch die FGH zu 50 NNF geclustert. Für diese NNF wurden basierend auf den enera Szenarien Netzberechnungen durchgeführt. So wurden Engpässe simuliert, die zur Abregelung erneuerbarer Energien oder zur Unterdeckung der Nachfrage führen. Die ermittelten Engpässe stellten die Flexibilitätsnachfrage dar, die als Input im JMM verwendet wird.

Die Knoten innerhalb der einzelnen Verteilnetze werden zu engpassfreien Marktregionen zusammengefasst. Um den deutschen und europäischen Einfluss des enera Flexmarkts zu untersuchen, werden diese Marktregionen in das JMM überführt. Aufgrund dieses Fokus werden deutlich weniger Netze als real abgebildet. Engpässe zwischen zwei Marktregionen können dann über den Einsatz von Flexibilitäten in den jeweiligen Marktregionen behoben werden. Der Preis am Flexmarkt ergibt sich aus der dualen Lösung (Schattenpreis) der Nachfragedeckungsgleichung. Aus der Modellierung der FGH werden die folgenden Daten in die Modellierung des JMM übernommen:

- Einspeisezeitreihen
- Nachfragezeitreihen
- Leitungsparameter
- Sensitivitäten
- Flexibilitätsnachfrage

Analysiert wird nun im JMM, wie die Netzengpässe marktbasiert behoben werden können. Dazu ist die folgende Methodik entwickelt worden:

Im JMM wird der Day-Ahead-Markt zunächst ohne Netz-Restriktionen berechnet. Dabei wird die Summe der EE-Einspeisungen und Nachfrage pro Region betrachtet. Zur Deckung der Residuallast kommen alle Erzeuger und Demand Side Management (DSM) zum Einsatz. Da Strom ohne Netzrestriktionen ausgetauscht werden kann, ergibt sich ein zonales Marktergebnis, das für die gebildeten innerdeutschen Regionen gleich ist.

In der Intraday-Schleife werden nun die Netzrestriktionen zwischen den innerdeutschen Marktregionen aktiviert. Mit dem vorher ermittelten Day-Ahead-Marktergebnis ergeben sich nicht abtransportierbare EE-Einspeisemengen und Regionen mit unterdeckter Nachfrage. Um diese Ungleichgewichte zu beheben, kommen die regionalen Flexmärkte zum Einsatz. Alle verfügbaren Flexibilitäten können in dieser Phase eingesetzt werden. Die durch den Einsatz von lokalen Flexibilitätsmärkten vermiedene Abregelung erneuerbarer Energien kann nun bestimmt werden, indem die Abregelung nach Flexibilitätseinsatz mit der initialen Abregelung aus der Netzberechnung verglichen wird.

Eine besondere Rolle bei der marktbasierten Behebung von Engpässen kommt den nachfrageseitigen Flexibilitäten zu, da in Zukunft der Anteil von Flexibilität aus konventionellen Kraftwerken zurückgehen wird. Diese innovativen Flexibilitätsoptionen müssen daher vermehrt zum Einsatz kommen.

Um diese Flexibilität abzubilden, sind, wie in Kapitel 3.2 beschrieben, detaillierte DSM-Daten durch das Institut für Vernetzte Energiesysteme (DLR) erarbeitet worden. Diese umfassen die minimale und maximale gespeicherte Energiemenge sowie die minimale und maximale Speicherleistung. Da bisher eine andere DSM-Modellierung im JMM implementiert war, ist das Modell entsprechend weiterentwickelt worden. Die Daten sind stündlich aufgelöst, regionalisiert und nach Sektoren aufgeteilt. Da sie ebenfalls auf den von der FGH bereitgestellten Zeitreihen basieren, liegen sie für alle Verteilnetzknoten vor, an denen es eine Nachfrage gibt. Diese Parameter werden ebenso detailliert wie die Verteilnetzdaten in das JMM übernommen.

ANWENDUNG

Zunächst werden mit dem JMM zonale Simulationen für alle zwölf Szenarien durchgeführt (je drei Stützjahre für die vier enera Szenarien). Diese Simulationen liefern zonale Marktergebnisse für alle betrachteten europäischen Länder. Die enera Flexibilitätsoptionen werden in den zonalen Strommärkten hier bereits im Day-Ahead-Markt berücksichtigt. Die Stromim- und -exporte zwischen den europäischen Marktgebieten, die in den zonalen Simulationen ermittelt werden, dienen dann als exogener Input für die Verteilnetzsimulationen, die nur für Deutschland durchgeführt werden. Zusätzlich werden Referenzsimulationen für die zwölf Szenarien berechnet, in denen die dezentralen enera Flexibilitäten nicht zur Verfügung stehen.[14]

Darauf folgen die Verteilnetzsimulationen, bei denen neben dem zonalen Day-Ahead-Markt auch der (Intraday-)Flexmarkt genutzt wird. Um den Nutzen und die Übertragbarkeit des enera Flexmarktes auf andere Regionen zu quantifizieren, werden für die drei Simulationsjahre 2030, 2040 und 2050 Marktsimulationen mit aktiviertem enera Flexmarkt gerechnet. Als Vergleich dienen weitere Berechnungen ohne aktivierte Flexmärkte, bei denen die Engpässe nicht marktbasiert behoben werden können.

Der Nutzen ergibt sich somit aus der vermiedenen Abregelung erneuerbarer Energien im Vergleich zum jeweiligen Referenzszenario. Weitere interessante Kenngrößen, die durch die Marktsimulationen ermittelt werden können und die zur Bewertung des Flexmarktes beitragen, sind die Gesamtsystemkosten des Optimierungszeitraumes, die Marktpreise und die CO_2-Emissionen.

ERGEBNISSE

Im Folgenden sind die Ergebnisse der schon abgeschlossenen zonalen Simulationen dargestellt. Der Fokus liegt bei der Ergebnisdarstellung auf den Worst Case (WC) und Best Case (BC) Szenarien. Diese stellen eine nachteilige und eine vorteilhafte Entwicklung des

[14] In den Ergebnissen wird zwischen Flex und Ref (ohne dezentrale enera Flexibilitäten) unterschieden.

Stromsystems für die enera Lösung dar. Sie zeigen somit die möglichen Extrema des Nutzens der enera Lösung.

Aufgrund der fokussierten Ergebnisdarstellung der Roadmap wird die Betrachtung der KS80 und KS95 Szenarien ausgespart. Eine umfangreichere Ergebnisdarstellung soll in einer Veröffentlichung der UDE folgen.

Für die Ergebnisdarstellung werden verschiedene Indikatoren gewählt. Diese sind:

- Systemkosten
- Strompreis
- Reduzierte Abregelung durch enera Flexibilität
- Strommix
- CO_2-Emissionen
- Nettoexporte
- Einsatz lastseitiger Flexibilitäten

Tabelle 7.7-1: Systemkosten des gesamten Abbildungsraumes in Mrd. €

Jahr	Szenario	Flex	Ref	Differenz
2030	**WC**	51,01	51,05	0,05
	BC	68,76	68,07	-0,68
2040	**WC**	86,93	87,46	0,54
	BC	115,33	116,66	1,33
2050	**WC**	104,53	105,13	0,60
	BC	124,29	129,18	4,89

Quelle: UDE

Die in Tabelle 7.7-1 dargestellten gesamten variablen Systemkosten ergeben sich aus der Summe aller Zielfunktionswerte einer Simulation. Die Zielfunktion beinhaltet die variablen Produktionskosten sowie Transmissions- und Strafkosten.[15] Es ist zu erkennen, dass die Systemkosten von 2030 bis 2050 stetig ansteigen. Gründe hierfür sind u.a. steigende CO_2-Preise und der Wandel des Kraftwerksparks. Die Simulationen mit Flexibilitäten führen durchweg zu niedrigeren Systemkosten als die ohne Flexibilitäten – mit Ausnahme des BC 2030.

[15] Ohne Investitionskosten, weil keine Investitionen innerhalb einer Simulation durchgeführt werden.

Tabelle 7.7-2: Strompreisindikatoren in €/MWh

Jahr	Szenario	Mittelwert	Maximum	Minimum	Stdabw.[16]	CO_2-Preis[17]
2030	WC Flex	71	121	0	20	50
	WC Ref	70	127	0	21	50
	BC Flex	84	123	0	27	87
	BC Ref	83	168	0	30	87
2040	WC Flex	87	191	0	40	90
	WC Ref	87	309	0	42	90
	BC Flex	110	1200	0	114	143
	BC Ref	129	1200	0	176	143
2050	WC Flex	85	239	0	54	130
	WC Ref	85	246	0	57	130
	BC Flex	99	1200	0	105	200
	BC Ref	110	1200	0	142	200

Quelle: UDE

In Tabelle 7.7-2 ist zu erkennen, dass die Strompreise sowohl in den WC als auch in den BC Szenarien im Jahr 2040 ansteigen und dann im Jahr 2050 wieder sinken. Grund hierfür ist der erhöhte Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung im Simulationsjahr 2050. Bei den Standardabweichungen tritt dieser Effekt nur bei den BC Szenarien auf. Innerhalb eines Simulationsjahres weisen die BC Szenarien durchweg höhere Preise auf, da hier die installierte Kapazität konventioneller Erzeugungstechnologien niedriger ist. Dies führt häufiger zu Knappheitssituationen mit hohen Preisen, die durch die Stunden mit hoher Lastdeckung durch erneuerbare Energien und niedrigen Preisen nicht kompensiert werden können. Einen zusätzlichen Einfluss hat der CO_2-Preis, der nicht nur zwischen den Simulationsjahren, sondern auch zwischen den Szenarien variiert und in den BC Szenarien am höchsten ist. Die Maximalpreise in Höhe von 1200 €/MWh signalisieren, dass in einzelnen Stunden die Lastdeckung nicht möglich war. In diesem Fall wird ein Lastabwurf genutzt, der mit Kosten von 1200 €/MWh „bestraft“ wird, um das Modell lauffähig zu halten. Grund hierfür sind insbesondere Dunkelflauten - also Zeiten, in denen wenig Strom aus erneuerbaren Energien zur Verfügung steht und die verbleibende Nachfrage nicht von den konventionellen Kraftwerken und Flexibilitäten gedeckt werden kann. Im BC Szenario 2040 tritt dieses Phänomen in 24 Stunden auf, während es im gleichen Szenario des Jahres 2050 nur in 10 Stunden auftritt. In den Szenarien ohne Flexibilität ist es dagegen in 129 bzw. 50 Stunden zu beobachten.

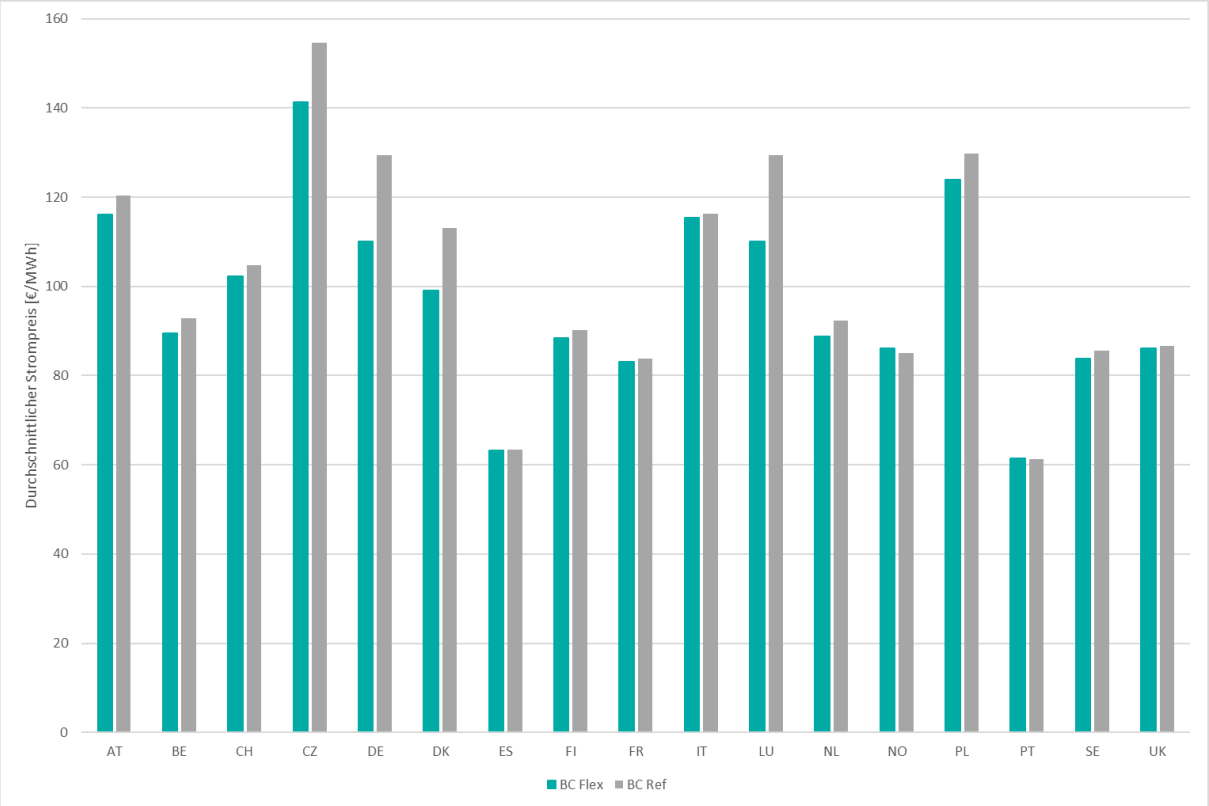
Bei den WC Szenarien sind die Unterschiede in den Preisen zwischen Simulationen mit und ohne Flexibilität gering. Unterschiede sind nur bei den maximalen Preisen und der Standardabweichung zu erkennen. Der Einsatz der enera Flexibilitäten führt zu weniger volatilen Preisen. Bei den BC Szenarien sind ab 2040 auch bei den Durchschnittspreisen Unterschiede zu beobachten. In diesen Szenarien mit hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien zeigt sich der positive Effekt der enera Flexibilitäten deutlicher.

[16] Standardabweichung

[17] Der CO_2-Preis ist kein Modellergebnis, sondern dient nur zur Einordnung der Ergebnisse.

Des Weiteren sind auch Auswirkungen des Flexibilitätseinsatzes in Deutschland auf die Strompreise im europäischen Ausland zu beobachten. In Abbildung 7.7-28 sind die durchschnittlichen Strompreise ausgewählter Länder für die BC Szenarien 2040 dargestellt. Es ist erkennbar, dass nicht nur in Deutschland die Preise in den Szenarien ohne Flexibilität höher ausfallen. Über die Kuppelstellen zwischen den zonalen Marktgebieten können sich Veränderungen in einem Land auf das gesamte System auswirken.

Abbildung 7.7-28: Strompreise ausgewählter Länder im Szenario Best Case 2040 in €/MWh



Quelle: UDE

Tabelle 7.7-3: Abregelung erneuerbarer Energien in Deutschland in GWh

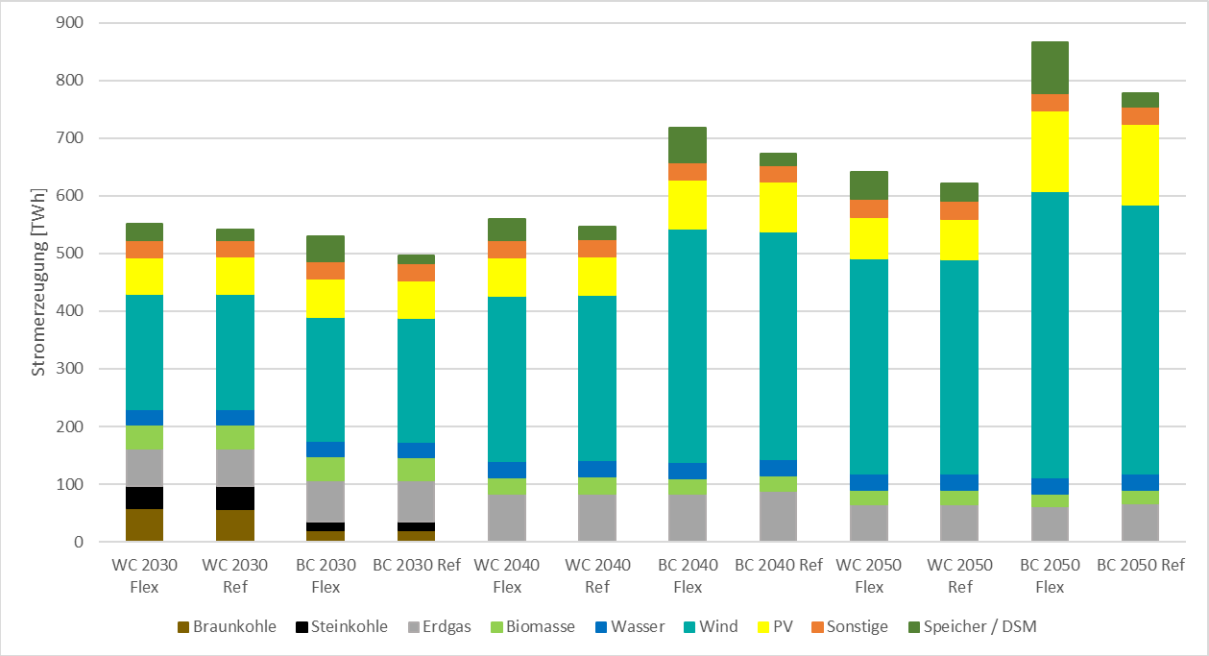
Jahr	Szenario	Flex	Ref	Differenz
2030	**WC**	89	204	115
	BC	302	912	609
2040	**WC**	976	1573	597
	BC	26211	36030	9820
2050	**WC**	5061	6850	1790
	BC	101165	116956	15791

Quelle: UDE

Tabelle 7.7-3 stellt die Abregelung erneuerbarer Energien in Deutschland dar. Diese tritt im Modell auf, wenn die EE-Einspeisung die Nachfrage übersteigt und die überschüssige Einspeisung nicht exportiert oder von Speichern aufgenommen werden kann. Auch Betriebsrestriktionen von Kraftwerken, die ggf. nicht kurzfristig heruntergefahren werden können, sind in diesem Zusammenhang zu beachten. Dabei ist wieder ein deutlicher Anstieg in späteren Simulationsjahren zu erkennen, wobei die Szenarien ebenfalls einen großen

Einfluss haben. So ist die Abregelung im WC Szenario 2050 niedriger als im BC Szenario 2040. Bei den Simulationen ohne enera Flexibilitäten zeigt sich in allen Szenarien eine höhere Abregelung erneuerbarer Energien. So müssen zum Beispiel im BC Szenario 2050 15.79 TWh mehr abgeregelt werden als im gleichen Szenario mit Flexibilitäten.

Abbildung 7.7-29: Stromerzeugungsmix in Deutschland in TWh



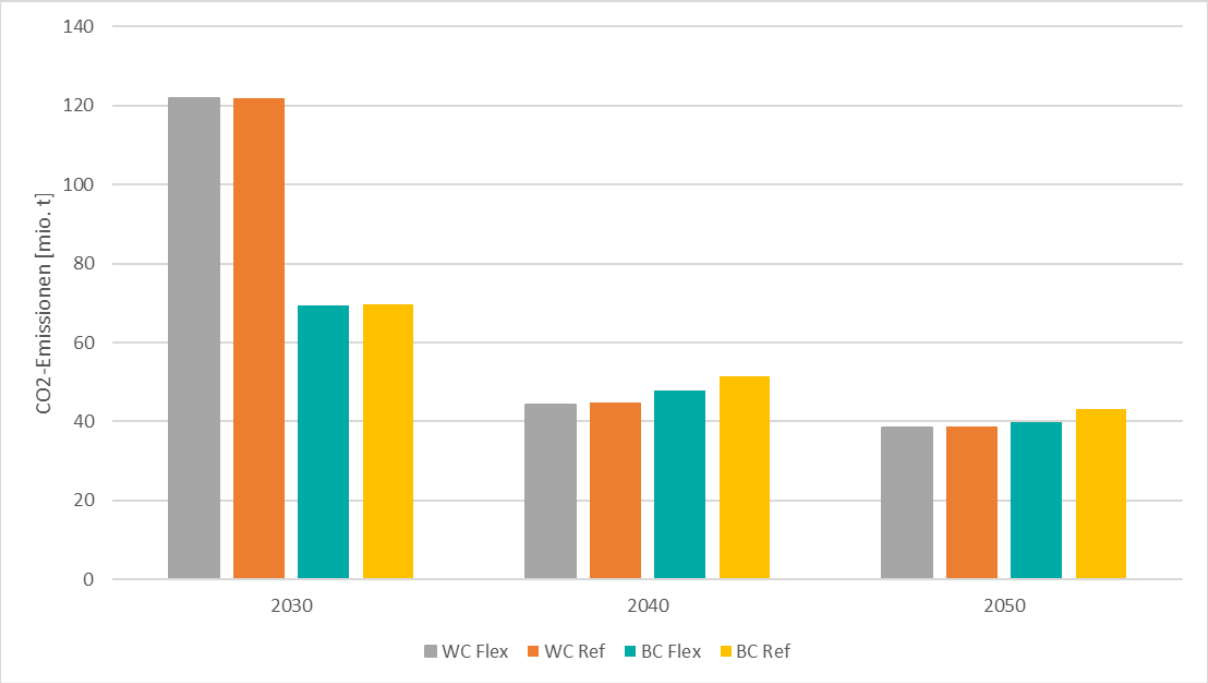
Quelle: UDE

In Abbildung 7.7-29 ist der deutsche Strommix dargestellt, d. h. der Beitrag der einzelnen Brennstoffe bzw. Technologien zur Gesamtstromerzeugung in Deutschland. Hier ist der durch die Szenarien vorgegebene Kohleausstieg ab 2040 deutlich zu erkennen. Außerdem tritt ein starker Anstieg der Stromerzeugung aus Windenergie auf, insbesondere in den Best Case Szenarien. Gaskraftwerke produzieren trotz der hohen CO_2-Preise auf ähnlichem Niveau, da sie für die Lastdeckung in Dunkelflauten und für die Deckung der Wärmenachfrage weiterhin benötigt werden. In den Szenarien ohne Flexibilitäten der Jahre 2040 und 2050 ist ein leichter Anstieg der Stromproduktion aus Gaskraftwerken zu erkennen. Insbesondere in Zeiten mit hoher Residualnachfrage müssen die Gaskraftwerke fehlende Flexibilität auffangen.[18] Vor dem Hintergrund der Emissionsreduktionsziele könnten die Gaskraftwerke in der Zukunft auch umgerüstet werden, so dass eine Nutzung von synthetischen Gasen oder grünem Wasserstoff denkbar wäre. Bei Speichern und DSM ist zu beachten, dass hier keine klassische Stromproduktion aus einem Primärenergieträger erfolgt, sondern dass der Beitrag dieser Technologien zur Lastdeckung dargestellt ist. Der Strom, der z. B. aus Speichern bereitgestellt wird, muss zuvor aus anderen Energieträgern produziert werden. Aus diesem Grund ist die Gesamterzeugung in den Szenarien mit

[18] Residualnachfrage: Nachfrage abzüglich der Einspeisung aus Wind, PV und Laufwasser

eingesetzten enera Flexibilitäten höher.[19] Aus dem dargestellten Strommix ergeben sich für die zwölf Simulationen die in Abbildung 7.7-30 dargestellten CO_2-Emissionen in Deutschland.

Abbildung 7.7-30: CO_2-Emissionen in Deutschland in Mio. t

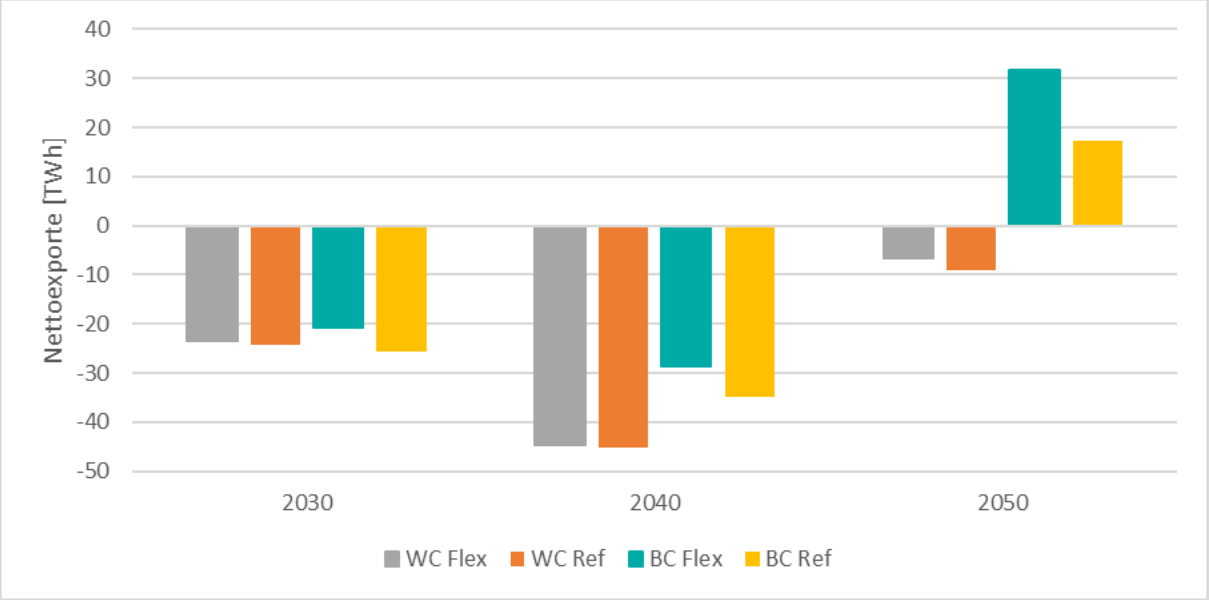


Quelle: UDE

Hier ist deutlich der Einfluss des Kohleausstiegs auf die CO_2-Emissionen zu erkennen. Insbesondere bei den WC Szenarien sinkt das Niveau zwischen 2030 und 2040 erheblich. Von 2040 zu 2050 ist keine deutliche Reduktion der Emissionen zu erkennen. Dies deutet darauf hin, dass in Deutschland das Potenzial für Reduktionen ausgeschöpft ist. Verbleibende konventionelle Kraftwerke müssen trotz höherer CO_2-Preise produzieren, um die Lastdeckung zu gewährleisten. Es ist aber zu beobachten, dass die CO_2-Emissionen im Ausland weiter sinken und somit auch die Emissionen des Gesamtsystems. So sinken beispielsweise die CO_2-Emissionen in den BC Szenarien mit enera Flexibilitäten von ca. 462 Mio. t im Jahr 2030 über 351 Mio. t im Jahr 2040 auf 267 Mio. t im Jahr 2050. Interessanterweise gleichen sich die WC und BC Szenarien in den Jahren 2040 und 2050 in Deutschland (aber auch Europa) aneinander an, obwohl die Einspeisung aus erneuerbaren Energien in den BC Szenarien höher ist. Die CO_2-Emissionen in den WC Szenarien sind sogar etwas niedriger als in den BC Szenarien. Dies hat folgende Ursache: die Kraftwerke im JMM haben beim Anfahren einen höheren Brennstoffverbrauch. So können häufige Anfahrvorgänge, um punktuelle Lastspitzen zu decken, zu einem höheren CO_2-Ausstoß führen, obwohl die Gesamtstromproduktion eines Kraftwerkes niedriger ist. Dies trifft beispielsweise für die Gaskraftwerke in den Szenarien des Jahres 2050 zu.

[19] Diese Abbildung stellt nur die Angebotsseite dar. Der Stromverbrauch von Speichern und DSM erhöht die Nachfrage entsprechend.

Abbildung 7.7-31: Nettostromexporte Deutschlands in TWh



Quelle: UDE

Die in Abbildung 7.7-31 dargestellten Stromexporte zeigen, dass sich Deutschland erst in den BC Szenarien des Jahres 2050 zu einem Nettoexporteur entwickelt. Zuvor steigen die Nettoimporte sogar zwischen 2030 und 2040 etwas an. Die geringen konventionellen Erzeugungskapazitäten in Kombination mit höheren CO_2-Preisen führen dazu, dass Deutschland insbesondere aus Frankreich mehr Strom importiert. Dieser wird dort u. a. durch die vom CO_2-Preis unabhängigen Kernkraftwerke zu niedrigen variablen Kosten produziert. Besonders stark ist dieser Effekt in den WC Szenarien 2040 zu erkennen. Hier ist der deutsche Kohleausstieg vollzogen und die Einspeisung aus erneuerbaren Energien niedriger als in den BC Szenarien. In den 2050er Szenarien macht sich dann die hohe Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bemerkbar. Überschussstrom aus erneuerbaren Energien trägt über die Kuppelstellen zur Lastdeckung im Ausland bei und verringert durch die Verdrängung konventioneller Stromerzeugung die CO_2-Emissionen. Im Best Case 2050 zeigt sich auch deutlich, dass der Einsatz der enera Flexibilitäten die Nettoexporte erhöht. Dies ist in geringerem Umfang auch in den früheren Simulationsjahren zu erkennen.

In Tabelle 7.7-4 ist der Einsatz der lastseitigen Flexibilitäten (Demand Side Management) dargestellt.

Tabelle 7.7-4: Einsatz lastseitiger Flexibilitäten in GWh

Jahr	Szenario	Industrie	Haushalte	GHD	WP[20]	E-Mob.	Summe
2030	WC	0	463	508	3.650	491	5.111
	BC	0	567	946	11.735	1.398	14.646
2040	WC	23	1.127	981	5.726	1.702	9.559
	BC	80	1.881	1.067	17.873	4.375	25.277
2050	WC	313	2.486	1.393	7.113	2.777	14.083
	BC	325	3.349	1.268	26.783	7.054	38.780

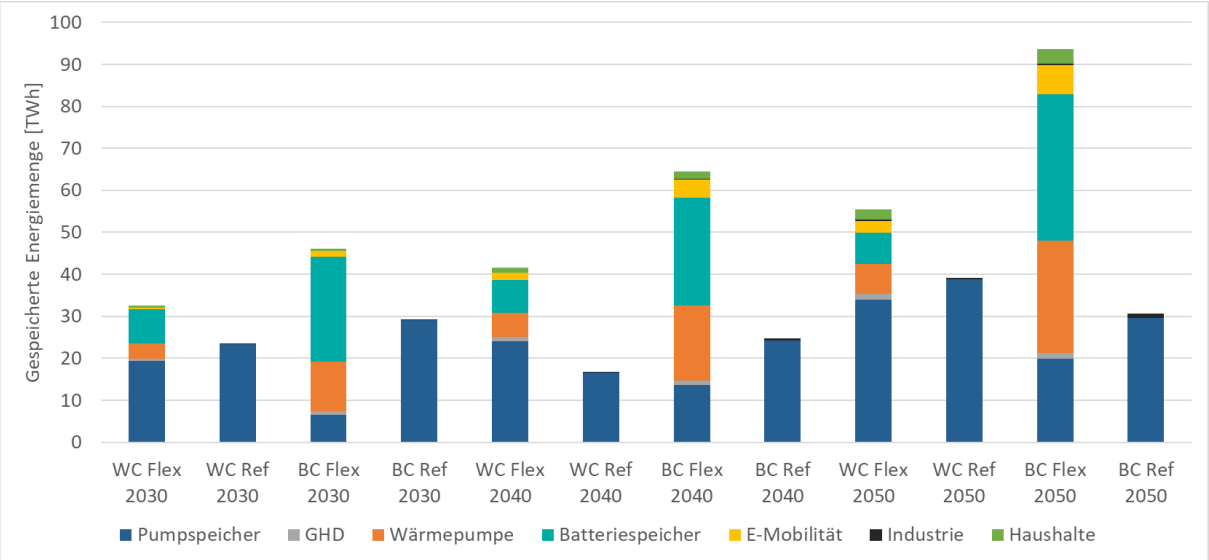
Quelle: UDE

Hier ist an der Summe zu erkennen, dass der Einsatz lastseitiger Flexibilitäten in den BC Szenarien höher ausfällt als in den WC Szenarien. In Zeiten hoher Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erhöhen die lastseitigen Flexibilitäten, die als Speicheräquivalente modelliert sind, ihre Nachfrage, indem diese zeitlich vorgezogen wird. Dies stellt eine Abweichung der geplanten Nachfrage dar, und der virtuelle Speicher der entsprechenden DSM-Einheit füllt sich. Umgekehrt können die lastseitigen Flexibilitäten ihre Nachfrage verringern, z. B. wenn eine hohe Residualnachfrage vorliegt. In diesem Fall wird der virtuelle Speicher geleert, was modelltechnisch einer Stromproduktion gleichkommt.[21] Betrachtet man die gleichen Cases über die drei Simulationsjahre, wird hier ein monotoner Anstieg deutlich, der durch die Veränderung des Erzeugungsparks, aber auch durch das höhere Angebot an Flexibilität in späteren Szenarien erklärbar ist. Der Einsatz der einzelnen Technologien spiegelt teilweise auch die Kostensituation wider. So wird die mit Abstand teuerste Flexibilitätsoption „Industrie“ am wenigsten eingesetzt (vgl. Kapitel 3.2). Neben den variablen Kosten spielen beim Einsatz der Technologien aber auch das Potenzial und die zeitliche Verfügbarkeit eine Rolle. So ist beispielsweise die Technologie „GHD“ am günstigsten, hat aber ein niedrigeres absolutes Verschiebepotenzial als Wärmepumpen. Dies führt dazu, dass die zeitlich verschobene Energiemenge bei Wärmepumpen größer ist, obwohl sie in der Merit Order der lastseitigen Flexibilitäten hinter „GHD“ stehen.

[20] Wärmepumpen

[21] Im Gegensatz zu physischen Speichern kann der Speicherfüllstand einer DSM-Speichers negativ werden, wenn auf eine Phase normaler Nachfrage eine Nachfragereduktion folgt.

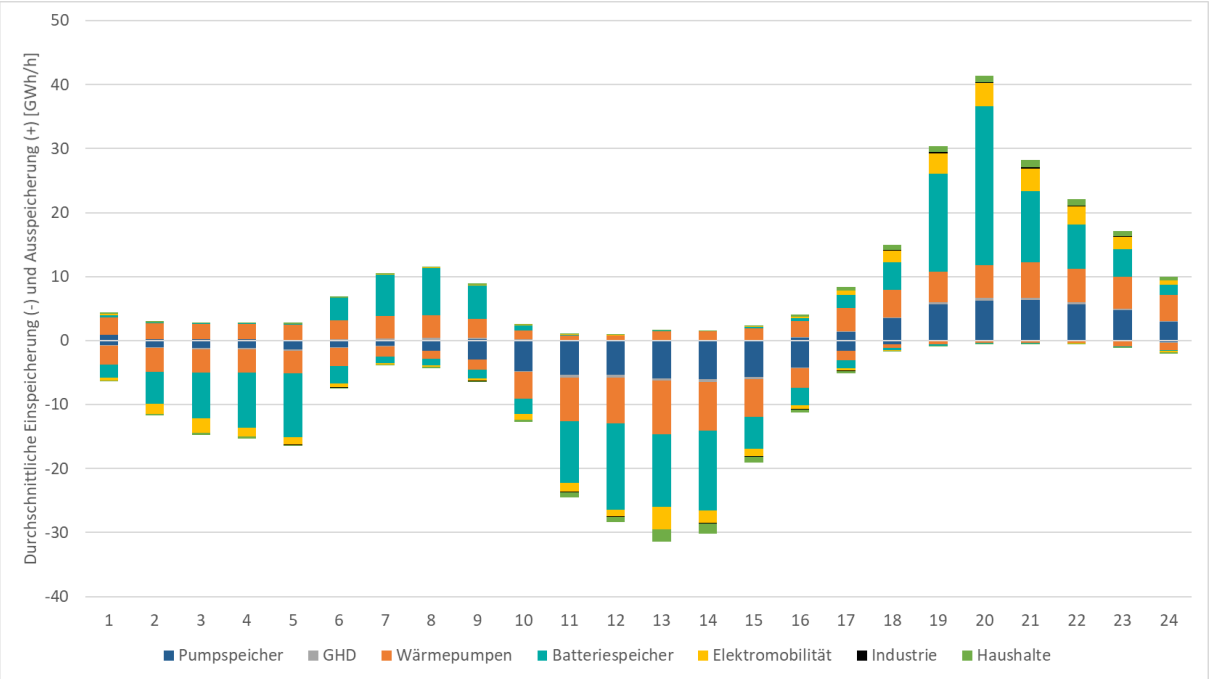
Abbildung 7.7-32: Gespeicherte Energiemenge der Flexibilitäten in TWh



Quelle: UDE

Bei der Betrachtung der gespeicherten Energiemenge der lastseitigen Flexibilitäten sowie der Batterie- und Pumpspeicher in Abbildung 7.7-32 ist zu erkennen, dass in den Flex-Szenarien eine Verdrängung der Pumpspeicher stattfindet. Einzige Ausnahme bildet das WC Szenario des Jahres 2040. Der wesentliche Nachteil der Pumpspeicher im Vergleich mit den speicheräquivalenten DSM-Technologien ist der Wirkungsgrad. Da bei den Speicheräquivalenten eine zeitliche Verschiebung der geplanten Nachfrage und keine physische Speicherung stattfindet, haben diese einen Wirkungsgrad von 100 %. Pumpspeicher haben dagegen nur einen Wirkungsgrad von ca. 75 %, der durch Verluste bei Pump- und Turbiniervorgängen bedingt ist. Bei den Simulationen mit enera Flexibilitäten zeigt sich in den WC und BC Szenarien jeweils ein monotoner Anstieg der gespeicherten Energiemengen. Dies ist nicht nur in der höheren Nachfrage nach Flexibilität begründet, sondern auch im höheren Angebot in den späteren Simulationsjahren.

Abbildung 7.7-33: Untertägiges Be- und Entladeprofil im Best Case 2050 in GWh/h



Quelle: UDE

Abbildung 7.7-33 stellt das untertägige Be- und Entladeprofil der DSM- und Speichertechnologien im Best Case 2050 dar. Dazu werden die jährlichen Mittelwerte der stündlichen Be- und Entlademengen jeweils für die 24 Stunden des Tages gebildet. Zu Beginn des Tages erfolgt eher ein Einspeichern von Strom, da hier die Residualnachfrage in der Regel niedriger ist. Ab der sechsten Stunde ist dann ein Anstieg mit einer Tendenz zum Entladen zu erkennen. Zwischen Stunde 10 und 16 wird bei allen Technologien im Mittel mehr Strom eingespeichert als ausgespeichert, obwohl die Nachfrage hier tendenziell höher als in den Morgenstunden ist. Grund hierfür ist die hohe Einspeisung aus PV-Anlagen, die zu einer niedrigen Residuallast führt. Für diese ergeben sich im BC Szenario 2050 sogar negative Mittelwerte für die Mittagsstunden. Dieser Überschussstrom, der nicht zur Lastdeckung benötigt wird, wird von den Speichertechnologien aufgenommen, und somit wird eine Abregelung verhindert. Ab Stunde 17 ist wieder ein klarer Wechsel hin zu einer Abendspitze mit einem Maximum in Stunde 20 zu erkennen. In den Abendstunden ist die Nachfrage weiterhin hoch, mit dem Unterschied, dass sich durch niedrigere Einspeisung aus PV-Anlagen eine höhere Residualnachfrage ergibt. Der oben dargestellte Verlauf zeigt sich auch in den anderen Szenarien, wobei die stündlichen Mengen in den früheren Szenarien niedriger sind.

FAZIT

Die vorgestellten Ergebnisse zeigen, dass lastseitige Flexibilitäten dazu beitragen, dass die Folgen des stetigen Ausstiegs aus der konventionellen Stromerzeugung besser abgefangen werden. Es wird deutlich, dass ihr Einsatz dabei hilft, Systemkosten und auch durchschnittliche Strompreise zu reduzieren. Insbesondere in den Best Case Szenarien mit niedrigen konventionellen Erzeugungskapazitäten und hohen CO_2-Preisen ist zu beobachten, dass der Einsatz der Flexibilitäten die Preise und deren Volatilität reduziert.

Letzteres kann auch für die übrigen europäischen Länder beobachtet werden. Sie helfen außerdem dabei, die Abregelung erneuerbarer Energien zu reduzieren. Dies wirkt sich positiv auf die CO_2-Emissionen in Deutschland, aber vor allem auch im europäischen Gesamtsystem aus. Zudem kommt es in Simulationen mit eingesetzten enera Flexibilitäten seltener zu Situationen, in denen die Nachfrage nicht gedeckt werden kann. Bei den Nettoexporten ist in Deutschland ein Wandel zu beobachten. So entwickelt sich Deutschland in den BC Szenarien von einem Nettoimporteur in den Jahren 2030 und 2040 zu einem Nettoexporteur im Jahr 2050. Beim Vergleich des Gesamteinsatzes der verschiedenen lastseitigen Flexibilitäten zeigt sich, dass dieser stark von den angenommenen variablen Kosten sowie dem Verschiebepotenzial abhängig ist. Wie bei konventionellen Kraftwerken hängt die Einsatzreihenfolge der Flexibilitäten in einer kostenminimierenden Optimierung hauptsächlich von den variablen Kosten und der zeitlichen Verfügbarkeit ab. In einem nächsten Schritt sollen nun die Auswirkungen der dezentralen Flexibilitäten in den Verteilnetzen und die Wechselwirkungen mit dem zonalen Strommarkt untersucht werden.

8. Handlungsempfehlungen

Damit die enera Lösung ihren Nutzen im Stromsystem der Zukunft entfalten kann, ist politisches Handeln notwendig. Denn es existieren einige Hindernisse, die für eine Anwendung der enera Lösung überwunden werden müssen. Im folgenden Kapiteln 8.1 werden Handlungsempfehlugen formuliert, die dem Erschließen dezentraler Flexibilität dienen sollen. Anschließend werden in Kapitel 8.2 industriepolitische sowie in Kapitel 8.3 regulatorische Handlungsempfehlugnen gegeben.

8.1. Handlungsempfehlungen zur Nutzung dezentraler Flexibiltät

Durch die enera Lösung wird dezentrale Flexibilität erschlossen. Diese kann in Netz und Markt zum Einsatz kommen. Damit sie dort ihren größtmöglichen Nutzen entfalten kann, müssen passende Rahmenbedingungen geschaffen werden. Im folgenden Kapitel werden basierend auf den Ergebnissen der Systembetrachtung der enera Lösung Handlungsempfehlungen formuliert. Diese können dezentrale Flexibilität und damit positive Effekte der enera Lösung erschließen.

Dezentrale Flexibilität im Verteilnetz

Die enera Lösung in der Verteilnetzausbauplanung

Die im Projekt durchgeführten Untersuchungen konnten zeigen, dass die Berücksichtigung von erzeugungs- und lastseitiger Flexibilität konventionellen Verteilnetzausbau substituieren kann (Kapitel 5). Damit diese Effekte realisiert werden können, ist es allerdings notwendig, dezentrale Flexibilitätsoptionen netzdienlich zu erschließen und für den Verteilnetzbetreiber nutzbar zu machen. Grundlage dafür ist die Digitalisierung des Stromsektors. Insbesondere kleine, regional verteilte Flexibilität kann durch intelligente Messsysteme für einen Einsatz ertüchtigt werden. Deren Installation sollte zügig erfolgen und den Ausbau erneuerbarer Energien begleiten.

Aktiver Verteilnetzbetrieb und stabilisierende Wirkung auf das Übertragungsnetz

Der Einsatz von Flexibilität im Verteilnetz kann eine stabilisierende Wirkung auf das Übertragungsnetz entfalten (Kapitel 6.3.1). Das ist jedoch nicht garantiert. Denn durch den Einsatz dieser Flexibilität kann das Übertragungsnetz auch beeinträchtigt werden (Kapitel 6.3.2).

Um positive Effekte zu ermöglichen und negative Effekte zu vermeiden, ist ein passender Rahmen für die Koordination zwischen Netzbetreibern zu finden. Dabei sollte im Zentrum stehen, dass die Netzbetreiber sich bei drohenden Engpässen über den Zustand ihres Netzes und den geplanten Einsatz von Flexibilität austauschen. Netzbetreiber beider Ebenen können diesen Einsatz dann im Netzbetrieb berücksichtigen. Regulatorische Handlungsempfehlungen zur Netzbetreiberkoordination finden sich in Kapitel 8.3.2.

Dezentrale Flexibilität im Übertragungsnetz

Wie in Abschnitt 7.7.3 herausgestellt, kann der Einsatz von dezentraler Flexibilität auch einen positiven Beitrag zur Behandlung von Netzengpässen im Übertragungsnetz leisten. Dezentrale Flexibilität substituiert dabei insbesondere Redispatchmaßnahmen. Der aktuelle regulatorische Rahmen erschwert oder verhindert jedoch deren Einsatz, siehe auch Kapitel 8.3.1 (b). Auch die überarbeitete Regelung des Redispatches zum Redispatch 2.0 trägt nur punktuell zur Aktivierung dezentraler Flexibilität bei. Dezentrale Lasten betrifft diese Regelung nicht. Eine Ergänzung des Redispatch 2.0 zur Aktivierung der dezentralen Flexibilitäten ist deshalb anzuraten.

Dezentrale Flexibilität im NEP-Prozess

Der Netzausbaubedarf des Übertragungsnetzes wird im Rahmen des NEP-Prozesses bestimmt und legitimiert. Die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur sollten den netzdienlichen Einsatz von dezentraler Flexibilität auch im Rahmen des NEP-Prozesses berücksichtigen. Sie sollte als Bestandteil der NEP-Modellierungen eingesetzt werden. Dezentrale Flexibilitäten können so im Rahmen ihrer Möglichkeiten zur Reduktion oder Verzögerung von Netzausbaubedarf beitragen. Übertragungsnetzbetreiber können die so gewonnene Zeit nutzen. Sie können technologische Weiterentwicklungen von Netzbetriebsmitteln vorantreibern und in der Netzausbauplanung berücksichtigen.

Dezentrale Flexibilität im Strommarkt

Auch im Strommarkt entfaltet dezentrale Flexibilität einen positiven Effekt (Kapitel 7.7.2 & 7.7.4). Dort kann sie dazu beitragen, die Abregelung erneuerbarer Energien zu reduzieren, was sich positiv auf die Systemkosten und die CO_2-Emissionen auswirkt.

Damit sich diese Effekte realisieren, sollten in Zukunft Hindernisse für die Teilnahme dezentraler Flexibilitätsoptionen am Strommarkt abgebaut werden. Es sollten Rahmenbedingungen geschaffen werden, die die Integration dezentraler Flexibilität in den Strommarkt berücksichtigen. Aggregatoren können als Intermediäre notwendig werden. Sie bündeln Flexibilität mit geringer Leistung und setzen sie im Markt ein. Dafür muss es zu einer Digitalisierung des Stromsektors kommen. Und regulatorische Rahmenbedingungen müssen Anreize für systemdienliche Erzeugung oder Verbrauch geben, sieh dazu auch Kapitel 8.3.3 (g). Dezentrale Flexibilität kann dann durch Aggregatoren im Strommarkt eingesetzt werden.

Regionale Verfügbarkeit dezentraler Flexibilität

In enera wurde gezeigt, dass in Deutschland ein erhebliches Potenzial für Lastverschiebungen besteht (Kapitel 3.2 & Kapitel 7.7.1). Dieses verteilt sich jedoch regional sehr verschieden. In städtischen Regionen und anderen Lastzentren gibt es ein großes Verschiebepotenzial. Ländliche Regionen zeigen hingegen oft nur ein geringes Potenzial, da dort der Stromverbrauch geringer ist.

Bei der Einführung dezentraler Märkte für Flexibilität ist dies zu beachten. Insbesondere in Regionen mit einem geringen Flexibilitätspotenzial ist zu berücksichitgen, dass diese

Märkte nicht ausreichend liquide sein können. Flexibilität wird dann gegebenenfalls nicht abgerufen und Preisentwicklungen können nur schwer antizipiert werden.

Die Definition von Marktzonen sollte somit neben dem Einfluss auf einen Netzengpass ebenso das vorhandene Flexibilitätspotenzial mitberücksichtigen. Das kann beispielsweise das Zusammenfassen einzelner Marktgebiete bedeuten, um so das Angebot dezentraler Flexibilität zu erhöhen. Die in enera erabeiteten Ergebnisse können Hinweise darauf geben, in welchen Regionen solche Maßnahmen ergriffen werden müssen.

8.2. Industriepolitische Handlungsempfehlungen

Ein übergreifendes Förderprogramm wie SINTEG mit insgesamt 5 Schaufenstermodell-Regionen hat die Kraft, sowohl nach innen (Deutschlandperspektive) als auch nach außen (internationale Perspektive) zu wirken und mit dem Blaupausencharakter der entsprechenden Modellregionen neue Geschäftsmodelle und Produkte zu entwickeln und zu demonstrieren. Nach innen gerichtet konnten so beispielsweise unterschiedliche Formen von Flexibilitätsvermarktung erprobt werden, aber auch im Themenfeld Netz und im Bereich der datenbasierten Geschäftsmodelle gab es – wie in dieser Roadmap dargestellt – eine Vielzahl von Lösungen, um systemisch die Energiewende einen guten Schritt weiter zu bringen. Aber auch nach außen zeigte sich deutlich, dass das systemische Interesse am gesamten Energiesystem unter Energiewendebedingungen international mit hoher Aufmerksamkeit verfolgt wurde. Insbesondere das Zusammenspiel aus Regulierung, Marktdesign und technischen Lösungen wurde immer wieder in Summe als Blaupause für andere Länder bzw. für große Netzregionen (Japan, Taiwan, Korea etc.) nachgefragt.

Die Aufmerksamkeit – innen wie außen – hat jedoch im Laufe des Projektes deutlich spürbar nachgelassen. Die Kraft, die einer Initiative wie SINTEG zum Start der Förderprojekte innewohnte, konnte nicht gänzlich entfaltet werden. Es stellt sich in diesem Kontext also die Frage, warum nicht? Was ist industriepolitisch an Weichenstellungen noch vorzunehmen, damit das Förderprogramm und die sich daraus ergebenden Möglichkeiten zumindest in einer Nachbetrachtung noch ausgeschöpft werden können?

Eine strategische, begleitende Verwertung der entwickelten Blaupausen, insbesondere als systemisches Gesamtprodukt (Regulierung, Marktdesign, technische Lösungen) am Weltmarkt ist während der Projektlaufzeit versäumt worden, obwohl Ansätze dazu beim ersten Versuch der Begleitforschung erkennbar waren.

Für die Nachverwertung der Ergebnisse nach innen weisen die ausgelobten Reallabore sicherlich einen validen Weg aus, offen ist aber die internationale Perspektive. Hier gäbe es die Chance, industriepolitisch aktiv zu werden, um im positiven Sinne einer „Deutschland AG“ die Energiewende als Produkt im Weltmarkt zu platzieren.

Neben dieser politischen Flankierung sollten bei zukünftigen Demonstrationsprojekten mehr Anreize geschaffen werden, partnerübergreifend bereits während der Projektlaufzeit Ergebnisse gemeinsam zu verwerten und dies förderunschädlich. Die logische Trennung zwischen Forschungsphase während des Förderprojektes und der anschließenden Verwertung dieser Ergebnisse ist insbesondere bei digitalen Geschäftsmodellen und einer Projektdauer von 4 Jahren nicht mehr zeitgemäß. Innovations-, Produktentwicklungs- und

Release-Zyklen bei Datenprodukten sind deutlich kürzer als die Laufzeit von geförderten Projekten und folgen nicht einem vierjährigen Wasserfallmodell.

Welche **Hypothesen zur weiteren Diskussion** lassen sich nun daraus ableiten?

1. Die Grenze zwischen Förderprojekt und Verwertung ist zu hart gezogen, es schwebt immer die Angst mit, bei vorzeitiger Verwertung förderschädlich zu handeln.
2. Ohne eine industriepolitische strategische Begleitung von Förderprogrammen dieser Größenordnung ist eine systemische Verwertung des Produktes Energiewende *„made in Germany“* bzw. *„made in Europe“* am Weltmarkt nicht gegeben.
3. Datenbasierte Geschäftsmodelle und datenbasierte Produkte lassen sich erfolgreich entwickeln und nutzen, es mangelt im europäischen Umfeld jedoch an relevanten Plattform-Playern wie beispielsweise Amazon, Google, Microsoft und Alibaba, die in der Lage wären, diese Produkte international anzubieten.
4. Der europäische Energiemarkt ist regulatorisch zu fragmentiert, um ein im globalen Maßstab attraktiver Markt für digitale Geschäftsmodelle zu sein.

8.3. Regulatorische Handlungsempfehlungen

JACOBS UNIVERSITY BREMEN

In den vorangegangenen Kapiteln wurden die verschiedenen enera Lösungen und die Effekte einer deutschlandweiten Umsetzung skizziert. Für eine solche Umsetzung sind allerdings einige, zum Teil grundlegende Änderungen des bestehenden Regelrahmens des Energiesektors notwendig. Im Folgenden werden die Herausforderungen und Hemmnisse des bestehenden Rahmens sowie die im Projekt erarbeiteten Handlungsempfehlungen erläutert[22]. Tabelle 8.3-1 zeigt eine Übersicht der in der Roadmap skizzierten enera Lösungen und der damit verbundenen Handlungsempfehlungen.

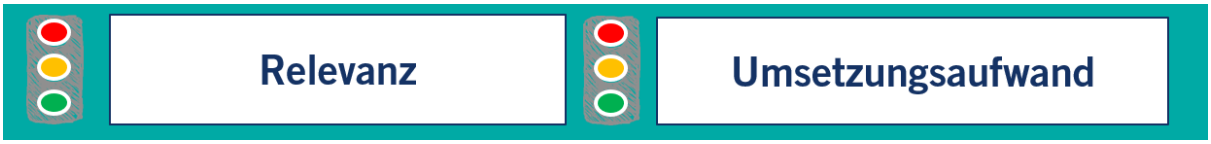
[22] Eine detaillierte Betrachtung energierechtlicher Fragestellungen findet sich ebenso im enera Projektkompendium, Kapitel IV. Verfügbar unter: https://projekt-enera.de/wp-content/uploads/enera-projektkompendium.pdf (Zuletzt geprüft: 15.07.2021)

Tabelle 8.3-1: enera Lösung und damit verbundene Handlungsempfehlungen

enera Lösung	Handlungsempfehlung
Smart Grid Operator (Kap. 4)	• Anpassung der ARegV (1(a)) • Anpassung des Regelrahmens (1(b)) • Verzicht auf gemeinsame Internetplattform (1(c)) • Plattformbetrieb über Dritte und Veröffentlichungspflichten (1(d))
Übertragungsnetz und Netzbetreiberkoordination (Kap. 7.2)	• Cost-Sharing-Mechanismen (2(a))
enera Markt als Koordinationsmittel (Kap. 7)	• Eintrittsbarrieren (3(a)) • Side Payments (3(b)) • Sektorübergreifende Flexibilitätserbringung (3(c)) • Informationssystem (3(d)) • Preisobergrenzen (3(e)) • Marktüberwachung (3(f)) • Änderung Netzentgeltsystematik (bislang 3(g))

Jede Handlungsempfehlung beginnt mit zwei Ampeldarstellungen, die versuchen, den politischen Stellenwert der Empfehlung anhand von zwei Kriterien zu bewerten:

1. die Relevanz der Empfehlung für die effiziente Umsetzung der enera Lösung (Wie notwendig ist die Maßnahme für eine gesamtwirtschaftlich sinnvolle Umsetzung der enera Lösung?)
2. der Umsetzungsaufwand, der damit verbunden ist (Wie abstimmungsintensiv ist die Umsetzung? Wie grundlegend sind die vorgeschlagenen Änderungen?).



In der Kategorie Relevanz signalisiert eine rote Ampel, dass die vorgeschlagene Maßnahme sehr wichtig für die Umsetzung der enera Lösungen ist. Steht die Ampel auf gelb, so ist die Maßnahme auch wichtig, ein Erreichen der Lösung wäre ohne sie allerdings auch möglich, wenngleich mit höheren gesamtwirtschaftlichen Kosten. Eine grüne Ampel zeigt an, dass die Maßnahme wünschenswert, aber nicht unbedingt notwendig ist.

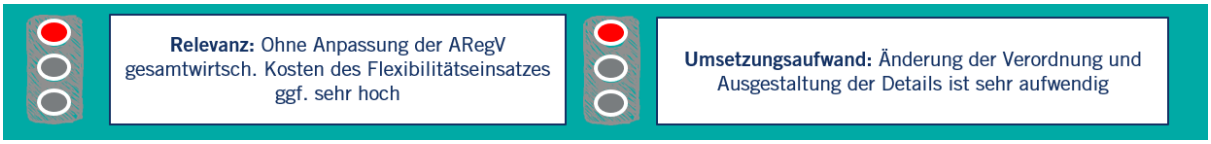
In Bezug auf den Umsetzungsaufwand bedeutet eine rote Ampel, dass eine Maßnahme grundlegende Änderungen und Abstimmungen erfordert. Mit der Abstimmung sollte zeitnah begonnen werden, damit eine Umsetzung in mittlerer Frist (ca. 5 Jahre) erfolgen kann. Eine gelbe Ampel signalisiert, dass die damit verbundenen Änderungen und Abstimmungsbedarfe größtenteils geklärt und nicht grundlegender Natur sind. Die politische und rechtliche Umsetzung kann binnen zwei Jahren erfolgen. Eine grüne Ampel zeigt an, dass die zeitnahe Umsetzung nur die Klärung letzter Details erfordert. Ist die Relevanz der Maßnahme gleichzeitig sehr hoch („rot“), so sollte sie dennoch nicht vernachlässigt werden. Damit geben beide Ampeln zusammen eine Abbildung der

politischen Aufmerksamkeit, die die Maßnahme erhalten sollte, um die enera Lösungen deutschlandweit zu ermöglichen.

8.3.1. Smart Grid Operator

Die Systemstudien der RWTH belegen, dass der aktive Verteilnetzbetrieb zu relevanten Reduzierungen des Verteilnetzausbaubedarfs führen kann, insbesondere wenn verschiedene Ansätze (z. B. Spitzenkappung und rONTS) zum Einsatz kommen. Die folgenden Handlungsempfehlungen zielen darauf ab, Hemmnisse, die einem solchen aktiven Verteilnetzbetrieb entgegen stehen könnten, abzubauen. Diese Empfehlungen beziehen sich zum einen auf die Regulierung der Netzbetreiber (Empfehlung 1 (a) und 1 (b)), und zum anderen auf die Rolle des Netzbetreibers bei dem Betrieb der Flexibilitäts-Marktplattformen. Insbesondere die Handlungsempfehlungen zur Anpassung der ARegV wurden bereits in der Systemstudie (vgl. Kapitel 5.2) mit betrachtet und die potenziellen Anreizwirkungen belegt.

(a) Anpassung der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) durch FOCS und/oder FlexShare für die Kosten des Engpassmanagements



Ziel der Regulierung sollte es sein, dem Netzbetreiber Anreize für die Nutzung netzdienlicher Flexibilität im Engpassmanagement (EPM) zu setzen, die Kosteneffizienz, Technologieneutralität und eine auskömmliche Rendite sicherstellen. Dabei besteht ein Zielkonflikt, da der Kostendruck (nach dem Budgetprinzip der Anreizregulierung) das Risiko exogener Kosteneinflüsse erhöht und die Auskömmlichkeit gefährdet. Gleichwohl sind Teile der EPM-Kosten durch den Netzbetreiber beeinflussbar und eine Kostendurchleitung ohne Effizienzanreize (als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten (dnbK)) nicht sachgerecht. Mit „FlexShare“ und „FOCS“ wurden zwei Anreizmechanismen für die ARegV ausgearbeitet, die kombiniert umsetzbar sind.

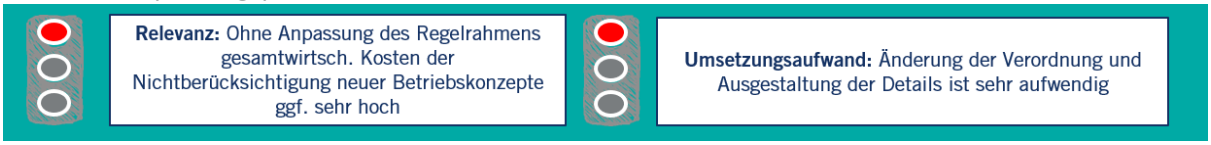
Bei FlexShare wird mittels eines „Anreizfaktors“ (α) ein Teil der EPM-Kosten nach dem Budgetprinzip vergütet, während für den verbleibenden Teil (1-α) ein jährlicher Abgleich wie bei den dnbK erfolgt. Damit resultiert ein „Sliding Scale“, der die Kostenrisiken zwischen Netzbetreiber und -kunden aufteilt. Ein vergleichbarer Ansatz wird im Branchendialog zur ARegV-Anpassung nach „NABEG 2.0“ diskutiert.

Der FOCS-Ansatz (für „Fixed-OPEX-CAPEX-Share") zielt auf eine Gleichbehandlung der für Flexibilität anfallenden Betriebsausgaben (OPEX) und der Kapitalausgaben (CAPEX) für Netzinvestitionen. Hintergrund ist eine vermutete Anreizverzerrung zu Gunsten eines ineffizient hohen Netzausbaus auf Grund höherer Kostensicherheit, Verzinsung und Kapitalkostenabgleich. Bei FOCS wird nach festgelegter „Kapitalisierungsrate“ (cr) ein Teil der EPM-Kosten regulatorisch aktiviert, verzinst und abgeschrieben.

Aus der regulatorischen Analyse lässt sich die Kombination „FlexShare und FOCS“ als Handlungsempfehlung ableiten, wobei die Kapitalisierung auf den beanreizten (α-) Teil der Kosten erfolgt. Die quantitative Analyse zeigt deutliche – und gegenüber unterschiedlichen

Kostenannahmen robuste – Wohlfahrtsgewinne bei moderatem Anreizfaktor (α ≤ 0,4) und mittlerer bis hoher Kapitalisierungsrate (cr ≥ 0,6). Im Rahmen der Systemstudie der RWTH (vgl. Kapitel 5.2) wurde dieser Ansatz ebenfalls untersucht und die Wirkung belegt.

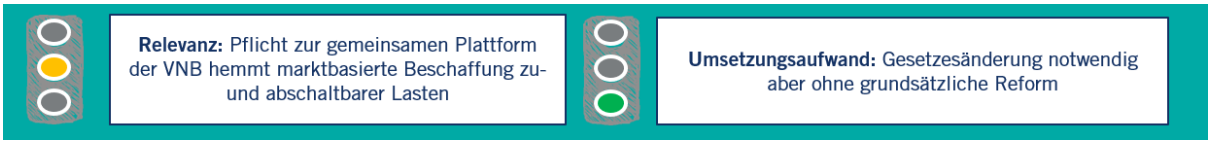
(b) Der Regulierungsrahmen beeinflusst die Berücksichtigung neuer Betriebskonzepte im Netzplanungsprozess



Der Handlungsspielraum von Verteilungsnetzbetreibern in der Netzplanung steht unter dem energiepolitischen Zieldreieck zu einem sicheren, wirtschaftlichen und umweltverträglichen Energiesystem. Die aktuelle Gesetzgebung zielt hierbei auf eine volkswirtschaftlich optimale Auslegung der Verteilungsnetze ab. Mit dem Zubau von dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) in der Mittel- und Niederspannungsebene ist jedoch die Auslegung des Verteilungsnetzes auf Einspeisespitzen nicht immer bedarfsgerecht und wirtschaftlich zumutbar, so dass mit dem Konzept der Spitzenkappung eine zusätzliche Netzplanungsmaßnahme für einen wirtschaftlich zumutbaren und bedarfsgerechten Netzausbau geschaffen wurde. Mit dem enera Flexibilitätsmarkt steht neben der Spitzenkappung weitere Flexibilität zur Verfügung. Den Verteilungsnetzbetreibern ist es jedoch überlassen abzuwägen, welche Netzausbaustrategie sie unter der gegebenen Anreizregulierung verfolgen.

Ein Vergleich zweier Netzausbaustrategien zeigt, dass ein Ersatz von kapitalintensiven Maßnahmen wie des konventionellen Netzausbaus durch den Einsatz von Flexibilität volkswirtschaftlich vorteilhaft sein kann. Jedoch konkurrieren unter dem gegenwärtigen Regulierungsrahmen die operativen Kosten, die bei der Beschaffung der Flexibilität auf einem Flexibilitätsmarkt entstehen, mit der Anerkennung von Entschädigungszahlungen für Einspeisemanagement-Maßnahmen als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten. Um eine gleichwertige Berücksichtigung von Flexibilitätsabrufen über eine Marktplattform und den Einsatz von Spitzenkappung in der Netzplanung anzureizen, sind entsprechende Rahmenbedingungen zu implementieren (siehe 1 (b)).

(c) Verzicht auf gemeinsame Internetplattform aller VNB zur Beschaffung ab- und zuschaltbarer Lasten

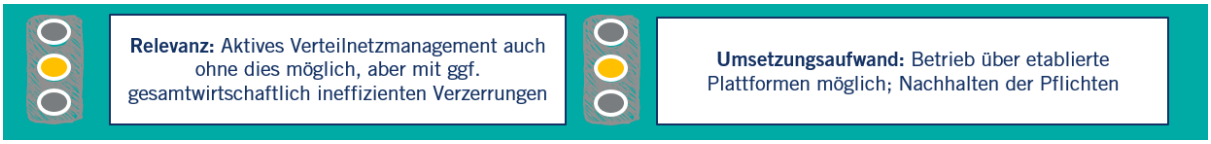


Als marktbezogene Maßnahmen können Übertragungsnetzbetreiber für Zwecke des Engpassmanagements nach vertraglicher Vereinbarung auf ab- und zuschaltbare Lasten zugreifen (§ 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG). Lasten sind durch ein transparentes und diskriminierungsfreies Verfahren über ein gemeinsames Internetportal der Übertragungsnetzbetreiber zu beschaffen (§ 13 Abs. 6 EnWG). Individualvertraglich ausgehandelte Vereinbarungen oder andere Anbahnungsformen sind nicht zulässig. Diese

zwingenden Vorgaben gelten auch für Verteilnetzbetreiber (§ 14 Abs. 1 EnWG), wie ein Umkehrschluss aus § 119 Abs. 2 Nr. 3 EnWG bestätigt. Seitens der Verteilnetzbetreiber existiert bisher keine gemeinsame Internetplattform, was bei einer Anzahl von ca. 900 Stromverteilnetzbetreibern in Deutschland auch schwer umsetzbar wäre. Die Verteilnetzbetreiber haben nicht alle in gleicher Weise einen Bedarf an lastseitiger Flexibilität. Zudem würden ein hoher Koordinierungsaufwand und hohe Transaktionskosten entstehen.

Verteilnetzbetreiber sind im Rahmen der SINTEG-Projekte von der Einrichtung einer gemeinsamen Internetplattform zur Beschaffung von ab- und zuschaltbaren Lasten befreit (§ 5 SINTEG-V). Diese Regelung sollte in die allgemeine Rechtslage übernommen werden. Die Voraussetzung einer gemeinsamen Internetplattform stellt ein unverhältnismäßiges Hemmnis für die marktbasierte Beschaffung lastseitiger Flexibilität dar. In Erwägung zu ziehen ist, ob andere Anforderungen eingeführt werden sollten, um die effiziente und nichtdiskriminierende Beschaffung lastseitiger Flexibilität zu gewährleisten. In Betracht kommt z. B., wie im enera-Projekt, die Einrichtung eines Handelsplatzes durch einen unabhängigen Betreiber (siehe 1 (d)).

(d) Plattformbetrieb über Dritte & Veröffentlichung von Netzanschlussanfragen und Netzausbauplänen



Werden regionale Flexibilitätsmärkte eingeführt, so ergeben sich drei neue Rollen im Markt: Flexibilitätsnachfrager, Marktplattformbetreiber, Plattformeigentümer. Übernimmt ein integrierter Netzbetreiber eine oder mehrere der genannten Rollen, so könnten sich Verzerrungen zwischen Netz und Markt bei folgenden Aktivitäten ergeben:

- Bei der Auswahl von Flexibilität: Es besteht theoretisch die Möglichkeit, dass ein Betreiber eines lokalen Flexibilitätsmarktes einzelne Flexibilitätsanbieter durch seine Entscheidungen zur Auswahl oder zum Einsatz der Flexibilität beeinträchtigt, etwa um ein (verbundenes) Unternehmen zu unterstützen.

- In Bezug auf zukünftigen Flexibilitätsbedarf: Der Netzbetreiber hat in seiner originären Funktion ein detailliertes Wissen über sein Netz, den Zustand, mögliche Engpässe (Last/Einspeisung) und Baumaßnahmen (Erweiterung/Instandhaltung). Erlangt ein (verbundener) Vermarkter vor anderen Marktteilnehmern dieses Wissen, kann dies zu Marktverzerrungen führen.

- Bei Entscheidungen über Netzinvestitionen: Es kann sich ein Fehlanreiz für die Netzbetreiber aus der Tatsache ergeben, dass die Netzbetreiber die einzige Nachfrage auf den lokalen Flexibilitätsmärkten darstellen und gleichzeitig über die Notwendigkeit und den Bedarf für Flexibilität durch ihre Netzinvestitionen entscheiden ("Strategic Network Investment Withholding").

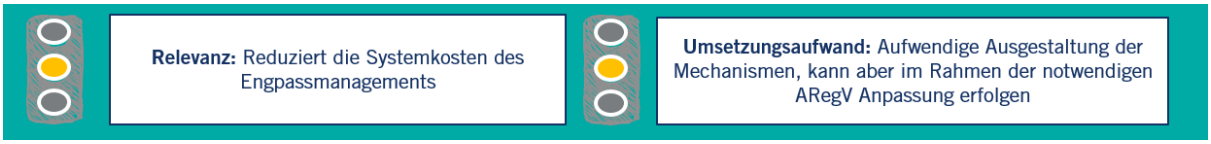
Um das Risiko einer verzerrenden Auswahl von Flexibilitäten zu adressieren, bietet es sich an, den Marktplattformbetrieb an eine unabhängige dritte Partei zu vergeben, wie im Rahmen von enera mit der Einbindung der EPEX geschehen.

Darüber hinaus sind weitere Maßnahmen notwendig, um die beiden anderen potenziellen Verzerrungen zu adressieren. Zum einen kann durch die Publikation von Netzausbauplänen durch die Verteilnetzbetreiber (inkl. des mittel- und langfristigen Flexibilitätsbedarfs), wie auch durch die EU-Kommission gefordert (EU COU 2019) und in Art. 32 Abs. 3 und Abs. 4 Strombinnenmarktrichtlinie bereits so angedacht, die Transparenz zu den Flexibilitätsbedarfen und dem geplanten Netzausbau erhöht werden. Sollte darüber hinaus noch ein Bedarf an erhöhter Transparenz zu kurzfristigen Flexibilitätsbedarfen bestehen, könnten zusätzliche Veröffentlichungen von Netzanschlussanfragen eingesetzt werden, wobei hier Details noch zu prüfen sind (vgl. Brunekreeft et al. 2020). Erst wenn diese administrativen Maßnahmen als nicht ausreichend erscheinen, wird zu prüfen sein, ob ein institutioneller Lösungsweg eingeschlagen werden muss. Hierzu wurden verschiedene Optionen in Buchmann (2019) bewertet.

8.3.2. Übertragungsnetz und Netzbetreiberkoordination

Wie die Systemstudien zeigen, gewinnt die Koordination der Handlungen der Netzbetreiber über die verschiedenen Netzregionen hinweg in einem sich wandelnden Stromsektor eine immer größere Bedeutung. Die zunehmende Dezentralisierung der Erzeugung, Speicher und eine steigende Flexibilisierung der Lasten führen zu einer Verschiebung der netzdienstleistungsfähigen Ressourcen in die Verteilnetze. Die durch diese Akteure bereitgestellte Flexibilität kann auf die Netz-Ebenen oder -Regionen unterschiedlicher Netzbetreiber gleichzeitig aber durchaus unterschiedlich einwirken. Daher können sich die zuständigen Netzbetreiber durch den Bezug der Netzdienstleistungen von vielen verteilten Anlagen gegenseitig (unbeabsichtigt) beeinflussen. Dies kann zu Ineffizienzen und somit zu volkswirtschaftlichen Zusatzkosten führen. Dieses Problem kann durch die folgende Handlungsempfehlung angegangen werden.

(a) Cost-Sharing-Mechanismen in der Netzbetreiberkoordination für die Lösung von Anreizproblemen



Dezentrale Flexibilitätsanbieter beeinflussen durch ihre Ein- oder Ausspeisung mehrere Netz-Ebenen oder -Regionen gleichzeitig. Wenn diese Netze in dem Verantwortungsbereich unterschiedlicher Netzbetreiber liegen, wirkt das Engpassmanagement dieser Netzbetreiber aufeinander ein. Die Kosten des jeweiligen Netzbetreibers werden nicht nur durch die eigenen Entscheidungen, sondern auch durch die Entscheidungen der anderen Netzbetreiber bestimmt. Werden dabei die Effizienzverluste in einem Netzgebiet, die sich durch eine individuelle Optimierung in dem Netzbetrieb eines anderen Netzbereichs ergeben, durch den Regelrahmen nicht ausreichend berücksichtigt, so spricht man von einem Anreizproblem in der Netzbetreiberkoordination. Es führt nicht nur zu

volkswirtschaftlichen Verlusten, sondern auch zu betriebswirtschaftlichen Nachteilen für die betroffenen Netzbetreiber.

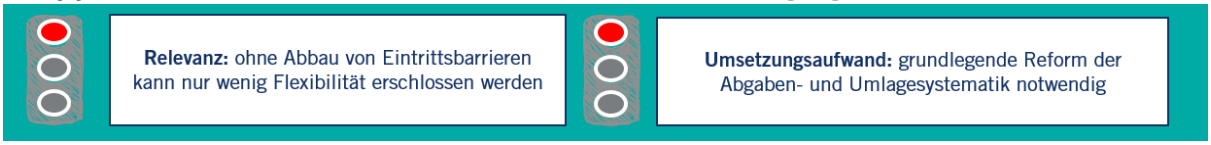
Im Rahmen von enera wurden spieltheoretische Instrumente entwickelt, die eine stilisierte Modellierung der Netzbetreiberanreize bei einem netzdienlichen Einsatz der Flexibilität ermöglichen. Unsere Ergebnisse bestätigen, dass Engpassmanagement zu Anreizproblemen in der Netzbetreiberkoordination führen kann. Diese sollen laut Stakeholderfeedback durch die Einführung von sogenannten Cost-Sharing-Mechanismen adressiert werden. Da das volkswirtschaftliche Optimum per Definition durch die minimalen Flexibilitätsgesamtkosten charakterisiert ist, ist es für die Netzbetreiber als Gruppe von Vorteil. Cost-Sharing-Mechanismen beteiligen alle Netzbetreiber an den Vorteilen der volkswirtschaftlich optimalen Lösung und erzeugen somit einen Anreiz zu kooperieren.

Dieser Lösungsansatz wird häufig von der Literatur bei Anreizproblemen empfohlen. Bei bestimmten Ausprägungen des Anreizproblems, die wir im Kontext des Engpassmanagements beobachten konnten, ist der Einsatz der Cost-Sharing-Mechanismen jedoch fraglich. Hier gibt es noch weiteren Forschungsbedarf.

8.3.3. enera Markt als Koordinationsmittel

Die Systemstudien verweisen auf verschiedene Potenziale, die durch eine umfassende Anwendung der enera Ansätze in Deutschland gehoben werden können. So konnten umfassende regionale Potenziale nachfrageseitiger Flexibilitätsoptionen identifiziert und quantifiziert werden, deren Erschließung aber maßgeblich von den regulatorischen Rahmenbedingungen abhängt. Darüber hinaus zeigt die Einbindung des enera Marktes in die Modellierungen des deutschen Strommarktes (Kapitel 7.7.4), dass regionale Flexibilitätsmärkte den Anteil der abgeregelten erneuerbaren Erzeugung langfristig reduzieren können und so zu einer Verringerung des durchschnittlichen Preises am Strommarkt führen. Diesen Potenzialen stehen teilweise Risiken (insbesondere durch strategisches Verhalten) entgegen. Die folgenden Handlungsoptionen zielen darauf ab, etwaige Hemmnisse, die einer Erschließung der identifizierten Potenziale entgegenstehen, abzubauen und mit potenziellen Risiken (z. B. Gaming) umzugehen.

(a) Eintrittsbarrieren reduzieren & konsistente Rahmenbedingungen schaffen

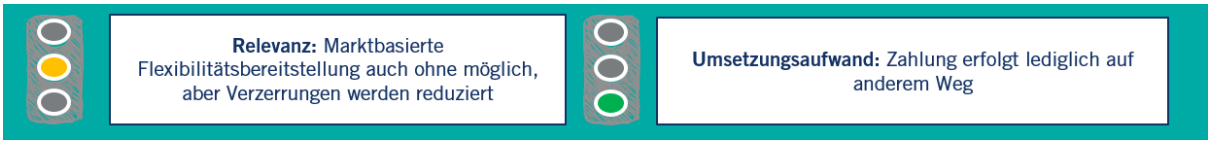


Strukturell bedingt ergibt sich in regionalen Flexibilitätsmärkten mit physisch (orientiertem) Handel eine geringere Liquidität, da die Anzahl flexibler Anlagen durch regionale Marktgebiete begrenzt ist. Dies gilt weitgehend unabhängig von der zugrunde gelegten Konzeptualisierung von Liquidität. Flexibilitätsmärkte können bei Anlagenbetreibern durch Zusatzerlöse zwar Anreize setzen, technisch bestehende Flexibilitätspotenziale mit relativ kurzer Markteintrittsdauer dem Netzbetreiber auch kommerziell zur Verfügung zu stellen, so lange durch Netzausbaumaßnahmen langfristige, strukturelle Engpässe jedoch vermieden werden, sind ausreichende Investitionsanreize zur

Flexibilisierung von Anlagen und Verbrauchern durch diese Zusatzrenditen eher unwahrscheinlich.

Die Liquidität in Flexibilitätsmärkten kann jedoch durch niedrige Markteintrittsbarrieren und entsprechende regulatorische Rahmenbedingungen erhöht werden, indem durch neue Entwicklungen entstehende Flexibilitätsoptionen (z. B. E-Mobilität und Sektorkopplung) für den Flexibilitätsmarkt gewonnen werden. Der enera Markt hat gezeigt, dass eine enge Orientierung des Marktdesigns an bestehenden Märkten (hier dem Intraday-Markt der EPEX Spot) und ein angemessener Zertifizierungsprozess zu geringeren Markteintrittsbarrieren führen und dadurch große Flexibilitätspotenziale gehoben werden können[23]. Dass auf dem enera Markt jedoch nur geringe Handelsaktivitäten zu beobachten waren, ist vor allem auf den aktuellen regulatorischen Rahmen zurückzuführen. Unter den gegenwärtigen Abgabe- und Umlagelasten, insbesondere für nachfrageseitige Flexibilitätsanbieter, ist in den meisten Fällen die Flexibilitätsbereitstellung nicht wirtschaftlich. Um diese Flexibilitätsoptionen in das Engpassmanagement zu integrieren, muss netzdienliches Verhalten im regulatorischen Rahmen angemessen berücksichtigt werden.

(b) Einführung von Side Payments für EEG-Anlagen zur Vermeidung von Marktverzerrungen



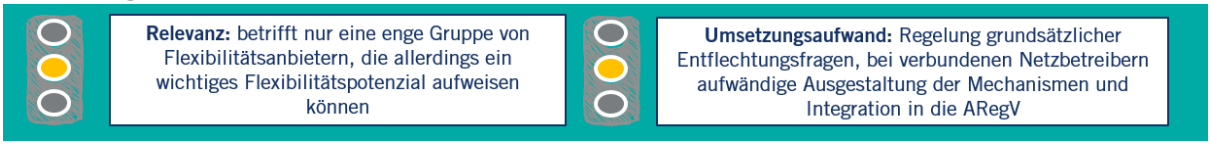
Wird auf einem lokalen Flexibilitätsmarkt sowohl Flexibilität aus EEG- als auch aus Nicht-EEG-Anlagen gehandelt, kann es zu einer Marktverzerrung kommen, die auf das Bieterverhalten der Flexibilitätsvermarktung von EEG-Anlagen zurückzuführen ist. Als Teil der Flexibilitätsgebote auf dem Flexibilitätsmarkt werden voraussichtlich auch die EEG-Marktprämien eingepreist werden, da bei einer freiwilligen Abregelung einer EEG-Anlage die Marktprämien nicht mehr durch die Netzbetreiber gezahlt werden. Anlagenbetreiber betrachten den Ausfall dieser Zahlung als Opportunitätskosten und fordern eine Entschädigung in Form höherer Marktgebote. Aus Sicht des Netzbetreibers handelt es sich bei den Marktprämien jedoch nicht um reale Zusatzkosten, da diese auch anfallen, wenn die EEG-Anlagen nicht über den Flexibilitätsmarkt abgeregelt werden. In diesem Fall werden die Marktprämien aus dem EEG-Konto gezahlt und erhöhen die Gesamtsystemkosten.

Um die Verzerrungen in den Geboten von EEG-Anlagen zu vermeiden, wurde das Konzept der „Side Payments“ entwickelt. Das Konzept sieht Zahlungen außerhalb des Flexibilitätsmarktes vor, die bei dem Zuschlag einer Flexibilität aus EEG-Anlagen an den entsprechenden Anlagenbetreiber gezahlt werden. Der Umfang der Zahlungen ergibt sich durch die jeweilige Höhe der Marktprämie der EEG-Anlage. Dies führt dazu, dass die Gebote

[23] Es wurden sechs Flexibilitätsvermarkter am enera Markt zertifiziert. Das Flexibilitätsangebot umfasste somit knapp 250 dezentrale Anlagen mit einer installierten Leistung über 360 MW (51 MW Biogas, 3 MW PV, 6 MW P2G, 12 MW Speicher, 255 MW Wind, 34 MW Last).

der EEG-Anlagen nur die tatsächlich relevanten Kosten widerspiegeln, das Marktergebnis damit effizienter wird und Verzerrungen vermieden werden (vgl. Höckner et al. 2020).

(c) Sektorenübergreifende Flexibilitätserbringung durch Betreiber von Netzinfrastrukturen regeln



Die Vermarktung von Flexibilität durch einen Gasnetzbetreiber für das Stromnetz kann nur dann erfolgen, wenn dies entflechtungsrechtlich zulässig ist. Den Entflechtungsvorschriften liegt die Vorstellung zugrunde, den Netzbetrieb von wettbewerblichen Tätigkeiten der Energieversorgung zu trennen, um einen Missbrauch der Monopolstellung von Netzbetreibern und die Quersubventionierung anderer Tätigkeitsbereiche zu verhindern. Die bestehenden Vorschriften regeln primär Verbote innerhalb des jeweiligen Sektors (Strom bzw. Gas) und enthalten keine ausdrücklichen Vorschriften über die Erbringung von Systemdienstleistungen für andere Netzbetreiber. Gegenwärtig ist daher nicht abschließend geklärt, ob die Entflechtungsvorschriften der Vermarktung von Flexibilität durch Gasnetzbetreiber an Stromnetzbetreiber entgegenstehen. Sofern sich aus dieser Tätigkeit die Gefahr eine Wettbewerbsbehinderung ergibt, ist die Anwendbarkeit der entflechtungsrechtlichen Bestimmungen nicht ausgeschlossen. Bei nicht verbundenen Unternehmen (Strom- und Gasnetzbetreiber) ist eine Wettbewerbsbehinderung aber nur eingeschränkt denkbar. Sie kann sich im Wesentlichen nur dann ergeben, wenn der Gasnetzbetreiber wettbewerbsverzerrende Vorteile genießt, weil er die Kosten des elektrischen Verdichters auf die Gasnetznutzer umlegen kann, während konkurrierende Flexibilitätsanbieter diese Möglichkeit nicht haben. Hierin dürfte aber jedenfalls dann keine unzulässige Wettbewerbsbehinderung liegen, wenn der Gasnetzbetreiber den elektrischen Verdichter ohnehin für die Zwecke des Gasnetzbetriebs gebaut hätte.

Problematischer ist die Beurteilung, wenn Strom- und Gasnetzbetreiber miteinander verbundene Unternehmen sind. In diesem Fall bestehen zusätzliche Möglichkeiten des Stromnetzbetreibers, den elektrischen Verdichter bei der Auswahl der Flexibilitätsangebote zu bevorzugen. Bei der Flexibilitätsbeschaffung des Stromnetzbetreibers sollten daher Beschaffungsmethoden vermieden werden, bei denen die Bereitstellung der Flexibilität durch den Gasnetzbetreiber in einem direkten Wettbewerb zu weiteren Flexibilitätsanbietern steht. Hiermit können Situationen verhindert werden, in denen ein Anbieter bei der Erbringung von Flexibilität auf die Infrastruktur des Gasnetzbetreibers zugreifen muss, zu dem dieser Anbieter im Wettbewerb steht. Die Einbindung verbundener Betreiber von Monopolinfrastruktur, wie z. B. Gasnetzbetreiber, in die Flexibilitätsmärkte erscheint daher nicht empfehlenswert. In solchen Fällen sollte über alternative Einbindungsmechanismen nachgedacht werden, die mögliche Diskriminierungsanreize des Gasnetzbetreibers und ggf. auch Stromnetzbetreibers adressieren. Für die sektorenübergreifende Flexibilitätserbringung ist des Weiteren eine Klarstellung der Beschaffungsmechanismen zu empfehlen.

(d) Informationssysteme zur dynamischen Marktteilnahme von Flexibilitätsressourcen

Infolge der Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Mobilität werden in den nächsten Jahren Millionen neuer Geräte, Anlagen und Ressourcen mit einem volkswirtschaftlich relevanten Flexibilitätspotenzial für die Energiewirtschaft installiert. Die wirtschaftliche Erschließung z. B. in Form eines Engpassmanagements oder der wechselnden Teilnahme in unterschiedlichen Marktsegmenten ist heute allerdings technisch nicht möglich oder mit hohen Transaktionskosten verbunden. Soll dies zukünftig gewährleistet werden, dann erfordert die An- und Ummeldung von Anlagen mithilfe von bestehenden, nicht-automatisierten Prozessen einen erheblichen Aufwand und erfolgt mit großem zeitlichem Verzug. Um aber eine hohe Anzahl an Marktteilnehmern einzubinden, sind einerseits geringe Kommunikationskosten für das Teilen von Daten sowie sichere, zuverlässige und nachvollziehbare Systeme zur Verifikation dieser Daten notwendig.

Eine Voraussetzung für eine solche digitale Infrastruktur ist eine automatisierte, digitale Authentifizierung von einzelnen Anlagen und Speichern. Ein dezentrales Geräte-Identitätsregister, z. B. auf Basis der Blockchain-Technologie, schließt die bestehende Lücke für eine digitale Ende-zu-Ende-Verknüpfung in der Energiewirtschaft. Ein solches Register sollte als komplementäres Element zum intelligenten Messwesen und dem Marktstammdatenregister entwickelt werden. Es verspricht die informationstechnisch konsequente und flexible Integration einer Vielzahl dezentraler Anlagen wie Wärmepumpen, Stromspeicher und Elektromobile als aktive Marktakteure und ermöglicht die Marktteilnahme zu geringen Transaktionskosten.

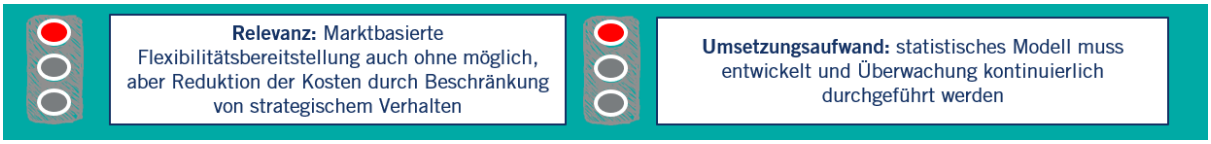
(e) Einführung von Preisobergrenzen

Im Fall regionaler Flexibilitätsmärkte sind aufgrund der eingeschränkten Anzahl an Flexibilitätsoptionen Anbieter mit marktbeherrschender Stellung zu erwarten. Als Marktmacht wird die Möglichkeit eines Unternehmens bezeichnet, aufgrund seiner marktbeherrschenden Stellung die Marktpreise signifikant über das wettbewerbliche Preisniveau zu heben. Ursachen für marktbeherrschende Stellungen können unter anderem die große Marktdominanz einzelner Unternehmen sowie lokale Netzengpässe sein, die zu einem eingeschränkten Wettbewerb in den Engpassregionen führen. Die Existenz einer marktbeherrschenden Stellung allein ist nicht problematisch, jedoch entsteht bei freier Preisbildung ein Anreiz für die Anbieter, ihre entsprechende Position auszunutzen, um höhere Erlöse zu erzielen. Dies kann zum einen durch überhöhte Preisforderungen (economic withholding) oder zum andern durch Zurückhaltung günstiger Kapazitäten zur Erzielung höherer Marktpreise (physical withholding) erfolgen.

Durch die Einführung von Preisobergrenzen lässt sich das daraus resultierende Marktmachtpotenzial deutlich verringern, da der Spielraum für erhöhte Preisforderungen

gedeckelt wird. Im Falle eines regionalen Flexibilitätsmarkts mit Side Payments (siehe 5 (b)) können Preisobergrenzen in Höhe des Monatsmarktwertes der vorhandenen EEG-Anlagen die Gebote effektiv begrenzen (vgl. Höckner et al. 2020). Durch diese Preisobergrenzen wird das Marktmachtpotenzial der Teilnehmer eingeschränkt und gleichzeitig wird sichergestellt, dass der Flexibilitätsmarkt kein schlechteres Ergebnis liefert als der Status Quo der Abregelung und Entschädigung von EEG-Anlagen. Eine „Wohlfahrtsverbesserung" im Vergleich zum Status Quo ist damit zwar nicht garantiert, aber die im Markt erzielbaren, begrenzten Margen für die Marktteilnehmer geben einen ökonomischen Anreiz zur marktbasierten Bereitstellung von Flexibilität im Gegensatz zu einer rein kostenbasierten Lösung, bei der alle Margen abgeschöpft werden.

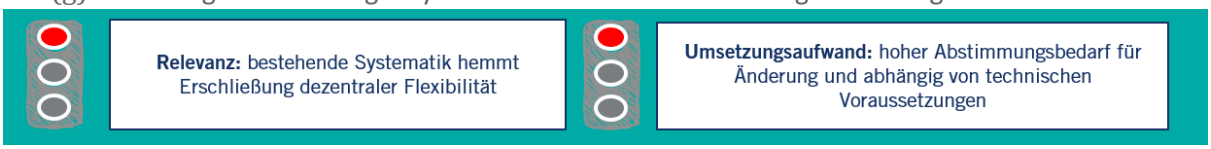
(f) Marktüberwachung gegen strategisches Verhalten



Ein vielfach diskutiertes Problem bei marktbasiertem Engpassmanagement ist strategisches Verhalten in Form des sogenannten Increase-Decrease Gamings (vgl. Hirth und Schlecht, 2018; consentec, 2019). Erwarten Händler einen Engpass, können sie ihre Spotmarkt-Gebote den Opportunitätskosten am Redispatch-Markt, z. B. dem enera Flexibilitätsmarkt, anpassen. Der Engpass wird damit verstärkt und die Behebung des Engpasses wird durch das gestiegene Volumen teurer.

Im enera Markt wird die gelieferte Flexibilität anhand der Abweichung zu einer Baseline gemessen, die im Vorhinein als erwartungstreuer Fahrplan an den Netzbetreiber übermittelt wird. Die gezielte Marktüberwachung stellt in diesem Setting ein Mittel zur Identifikation von strategischem Verhalten dar. Auf Basis der gelieferten Baselines (Soll-Werte) und der tatsächlichen Fahrweise (Ist-Werte) sowie externer Faktoren (z. B. Strompreis, Wetterlage, Tageszeiten etc.) können über statistische Modelle systematische Abweichungen zwischen engpassbehafteten und engpassfreien Zeiten entdeckt werden. Können Flexibilitätsanbieter diese Abweichungen nicht erklären, werden über Marktregeln festgelegte Strafen umgesetzt, wie zum Beispiel Geldstrafen oder ein Marktausschluss des Anbieters. Eine konsequente Durchführung der Marktüberwachung und entsprechende Pönalisierung wirkt abschreckend und reduziert die Möglichkeit von strategischem Verhalten.

(g) Änderung der Netzentgeltsystematik: Mehr Differenzierung notwendig



Die Netzentgelte stellen die unmittelbare Verbindung zwischen Netz und Nutzern dar. Sie dienen aktuell in erster Linie der Finanzierung der Infrastruktur. Da die Struktur der Entgelte Einfluss auf das Nutzungsverhalten hat, können sie darüber hinaus Flexibilität und netzdienliches Verhalten anreizen oder auch verhindern. Gegenwärtig betreffen die Netzentgelte in Deutschland nur die Lastseite und fallen in erster Linie mengenbasiert und weitgehend zeitunabhängig an. Der jeweilige Beitrag zur Lastspitze des Netzes, und damit

zu den wesentlichen Netzkosten, wird lediglich anhand der Benutzungsstunden pauschal geschätzt. Es bestehen zwar regionale Unterschiede, die aber ebenfalls nicht die Kosten reflektieren, die einzelne Lasten verursachen oder verringern.

Eine Anpassung der Netzentgeltstruktur sollte der steigenden Flexibilität von Last und Erzeugungsseite Rechnung tragen. Wenn die technischen Voraussetzungen wie Smart Meter, Gateway und Steuergeräte etc., erfüllt sind, könnten zeitlich und räumlich differenzierte Netzentgelte die Netznutzung flexibler Anlagen (mit-)steuern. Dabei ist ein Trade-Off zwischen der Genauigkeit der Preisanreize und der Administrierbarkeit sehr granularer Entgelte zu berücksichtigen.

Entgelte, die die langfristigen Netzgrenzkosten widerspiegeln, setzen Anreize, die Netznutzung teilweise außerhalb der Hochlastzeiten zu verlagern.[24] Die Interaktion zwischen Marktsignalen und Netzentgelten sollte sowohl beim Design des Flexibilitätsmarkts als auch bei der Bepreisungsstrategie berücksichtigt werden. Die Unzulänglichkeiten der bestehenden Systematik zeigen sich zum Beispiel für Verbraucher, die am Flexibilitätsmarkt mit Erzeugern konkurrieren oder für Verbraucher, deren individuelle Last und somit deren Entgelt sich durch die Teilnahme am Flexibilitätsmarkt erhöht. Sie sollten idealerweise durch kostenbasierte Entgelte grundlegend adressiert, anstatt mit Ausnahmen und Rabatten nachgebessert werden.

Es gilt, die verzerrenden Effekte der Netzentgelte für neue Nutzertypen, wie etwa dezentrale Erzeuger und Prosumenten, zu vermeiden. Bei mengenbasierten, lastseitigen Entgelten zahlen sie tendenziell weniger, als die Bereitstellung ihrer Anschlussleistung kostet.[25] Kostenreflektive Netzentgelte ermöglichen effiziente Investitions-, Standort- und Betriebsentscheidungen dieser Netznutzer.

Referenzen

Brunekreeft. G., Buchmann, M., Höckner, J, Palovic, M., Voswinkel, S.;Weber, C. (2020) Thesenpapier: Ökonomische & regulatorische Fragestellungen zum enera-Flexmarkt, EWL Working Papers 2001, University of Duisburg-Essen, Chair for Management Science and Energy Economics.

Buchmann, M. (2019) How decentralization drives a change of the institutional framework on the distribution grid level in the electricity sector – the case of local congestion markets, Bremen Energy Working Papers No. 31, November 2019

[24] Eine Kopplung an den Börsenpreis oder an andere Märkte wäre nicht sachdienlich, die Wechselwirkung mit Signalen des Strommarkts hingegen ist prinzipiell effizient. Ist etwa das Netz zu Zeiten günstiger Erzeugung stark ausgelastet, so kann das kombinierte Preissignal aus niedrigem Energiepreis und hohem Netzentgelt idealerweise das Verhalten der Netznutzer optimieren.

[25] Dies gilt analog für mengenbasiert umgelegte Rabatte und Flexibilitätskosten.

Consentec (2019) Quantitative Analysen zu Beschaffungskonzepten für Redispatch. In: Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch, Projekt 055/17) im Auftrag des BMWi, Aachen.

EU COU (2019) Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal market in electricity (recast). Council of the European Union. Brussels.

Hirth, L., Schlecht, I. (2018) Market-based redispatch in zonal electricity markets. USAEE Working Paper. https://doi.org/10.2139/ssrn.3286798.

Höckner, J., Voswinkel, S., Weber, C. (2020) Market distortions in flexibility markets caused by renewable subsidies – The case for side payments. Energy Policy Vol. 137 (2020), 1-13. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.111135

Palovic, M., Buchman, M. (forthcoming) Decentralized network congestion management: Do the network operators want to cooperate towards the social optimum?. Bremen Energy Working Paper forthcoming 2021

9. Literaturverzeichnis

50 Hertz Transmission (50 Hertz); Amprion; TenneT; TransnetBW (2019): Netzentwicklungsplan Strom 2030. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart.

50 Hertz Transmission (50 Hertz); Amprion; TenneT; TransnetBW (2020): Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Unter Mitarbeit von Tim Drees, Thomas Wiede, Mario Meinecke und Regina König.

50 Hertz Transmission (50 Hertz); Amprion; TenneT TSO GmbH; TransnetBW (2018): Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019) Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Online verfügbar unter https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2030_V19/SR/Szenariorahmen_2019-30_Entwurf.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 03.09.2018.

50 Hertz Transmission (50 Hertz); Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH (Hg.) (2021): Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021. Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.

Agsten, Michael; Bauknecht, Dierk; Becker, Andreas; Brinker, Werner; Conrads, Ralph; Diebels, Volker et al. (2012): Abschlussbericht eTelligence. Neue Energien brauchen neues Denken. Hg. v. BMU und Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Öko-Institut; EWE AG. Oldenburg. Online verfügbar unter http://www.e-energy.de/documents/eTelligence_Projektbericht_2012.pdf, zuletzt geprüft am 18.08.2021.

bdew (2017): Konkretisierung des Ampel-Konzepts im Verteilungsnetz. Hg. v. bdew. Berlin.

Büchner, Jens; Katzfey, Jörg; Floercken, Ole; Moser, Albert; Schuster, Henning; Dierkes, Sebastian et al. (2014a): „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ (Verteilernetzstudie). Forschungsprojekt Nr. 44/12. Abschlussbericht. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). E-Bridge Consulting GmbH. Bonn. Online verfügbar unter http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf, zuletzt geprüft am 10.10.2014.

Büchner, Jens; Katzfey, Jörg; Flörcken, Ole; Moser, Albert; Schuster, Henning; Dierkes, Sebastian et al. (2014b): Moderne Verteilernetze für Deutschland. (Verteilernetzstudie). Abschlussbericht. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Online verfügbar unter http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf, zuletzt geprüft am 18.08.2021.

CEDEC; E.DSO; ENTSO-E; Eurelectric; GEODE (Hg.) (2019): TSO-DSO Report. An Integrated Approach to Active System Management. With the focus on TSO–DSO coordination in congestion management and balancing. Online verfügbar unter https://cdn.eurelectric.org/media/3797/tso-dso_report_-_an_integrated_approach_to_active_system_management-2019-030-0255-01-e-h-B31641F6.pdf, zuletzt geprüft am 31.08.2020.

EnWG (20.07.2017): Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG). EnWG. In: *Bundesgesetzblatt*. Online verfügbar unter http://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/EnWG.pdf, zuletzt geprüft am 03.04.2020.

Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union (2019): VERORDNUNG (EU) 2019/943 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES - vom 5. Juni 2019 - über den Elektrizitätsbinnenmarkt. Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union. Brüssel.

Fortmann, J.; Glanert, F. (2019): Human-Centered Design in the Energy Turnaround Project Enera – It Pays to Go Off the Beaten Track! In: *i-com* (18(1)), S. 93–100. DOI: 10.1515/icom-2019-0005.

Gils, Hans Christian (2015): Balancing of Intermittent Renewable Power Generation by Demand Response and Thermal Energy Storage. Dissertation. Universität Stuttgart, Stuttgart.

Heitkoetter, Wilko; Medjroubi, Wided; Vogt, Thomas; Agert, Carsten (2020): Regionalised heat demand and power-to-heat capacities in Germany – An open dataset for assessing renewable energy integration. In: *Applied Energy* (259). DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.114161.

Heitkoetter, Wilko; Schyska, Bruno U.; Schmidt, Danielle; Medjroubi, Wided; Vogt, Thomas; Agert, Carsten (2021): Assessment of the regionalised demand response potential in Germany using an open source tool and dataset. In: *Advances in Applied Energy* (1). DOI: 10.1016/j.adapen.2020.100001.

Höckner, Jonas; Voswinkel, Simon; Weber, Christoph (2020): Market distortions in flexibility markets caused by renewable subsidies. The case for side payments. In: *Energy Policy* (137), S. 1–12.

Kessels, Kris; Delnooz, Annelies; Vanschoenwinkel, Janka; Rivero, Enrique; Madina, Carlos (2019): Definition of scenarios and products for the demonstration campaings. Hg. v. European Commission. VITO; Tecnalia. Brüssel.

Kies, Alexander; Schyska, Bruno U.; Bremen, Lueder von (2016): The Demand Side Management Potential to Balance a Highly Renewable European Power System. In: *Energies* (9). DOI: 10.3390/en9110955.

Kleinhans, David (2014): Towards a systematic characterization of the potential of demand side management. Online verfügbar unter https://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.755.8269&rep=rep1&type=pdf, zuletzt geprüft am 15.07.2021.

Klobasa, Marian (2007): Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten, Zürich.

Magois, Sylvie; Serra, Maider; Loevenbruck, Philippe; Budke, Jan; Kacprzak, Przemyslaw; Willeghems, Gwen et al. (2020): Conceptual market organisations for the provision of innovative system services: role models, associated market designs and regulatory frameworks. Hg. v. European Commission. Brussels.

Meyer, Roland (2021): Regulatorische Anreize für ein zukünftiges Engpassmanagement unter NABEG 2.0: FlexShare und FOCS. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* (2).

Migliavacca, Gianluigi; Gerard, Helena; Dzamarija, Mario; Horsmanheimo, Seppo; Madina, Carlos; Kockar, Ivana et al. (2018): TSO-DSO coordination and market architectures for an integrated ancillary services acquisition: the view of the SmartNet project. In: *Paris Session* (C5-306).

Morch, Andrei; Migliavacca, Gianluigi; Kockar, Ivana; Xu, Han; Fernandez, Julia Merino; Gerard, Helena (2019): Architectures for optimised interactionb between TSOS and DSOS: Compliance with the present practice, regulation and roadmaps. In: *Papers of the 25th International Conference on Electricity Distribution* (2060).

Öko-Institut; energynautics GmbH (2016): Systematischer Vergleich von Flexibilitäts- und Speicheroptionen im deutschen Stromsystem zur Integration von erneuerbaren Energien und Analyse entsprechender Rahmenbedingungen. Unter Mitarbeit von Dierk Bauknecht, Christoph Heinemann, Matthias Koch, David Ritter, Ralph Harthan, Anja Sachs und Moritz Vogel. Freiburg, Darmstadt. Online verfügbar unter https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Systematischer_Vergleich_Flexibilitaetsoptionen.pdf, zuletzt geprüft am 19.12.2016.

Öko-Institut; Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI) (2015): Klimaschutzszenario 2050 – 2. Endbericht. 2. Modellierungsrunde. Unter Mitarbeit von Hans-Joachim Ziesing. Berlin.

Ott, Ralf (2018): Einbindung von Flexibilität für das Engpassmanagement. TenneT. Bayreuth.

Pellinger, Christoph; Schmid, Tobias; Regett, Anika; Gruber, Anna; Conrad, Jochen; Wachinger, Kristin et al. (2016): Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030. Teil 1: Hauptbericht. Hg. v. Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE). München. Online verfügbar unter https://www.ffe.de/images/stories/Themen/414_MOS/20160531_MOS_Hauptbericht.pdf, zuletzt geprüft am 18.08.2021.

Sieberichs, M. (2017): Auswirkungen des deutschen Regulierungsrahmens auf die Ausbauplanung von Mittel- und Niederspannungsnetzen. Dissertation. RWTH Aachen, Aachen. Online verfügbar unter https://katalog.slub-dresden.de/id/0-1010240250.

Sprey, J. M.; Jaschek, A. M.; Wahl, M.; Moser, A. (2020): Generation of Synthetic Distribution Grids for Sensitivity Studies on the Impact of E-Mobility. Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage. NEIS 2020. Hamburg, 2020.

Steurer, Martin (2017): Analyse von Demand Side Integration im Hinblick auf eine effiziente und umweltfreundliche Energieversorgung. Dissertation. Universität Stuttgart, Stuttgart. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Online verfügbar unter https://elib.uni-stuttgart.de/handle/11682/9198, zuletzt geprüft am 18.08.2021.

Vogel, Moritz; Bauknecht, Dierk (2020): Flexibilität für das Netz. Vergleich und Bewertung von Koordinationsmechanismen für den netzdienlichen Einsatz von Flexibilität. Hg. v. Öko-Institut. Freiburg.

Weber, Christoph; Meibom, Peter; Barth, Rüdiger; Brand, Heike (2009): WILMAR: A Stochastic Programming Tool to Analyze the Large-Scale Integration of Wind Energy. In: Josef Kallrath, Panos M. Pardalos, Steffen Rebennack und Max Scheidt (Hg.): Optimization in the Energy Industry. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg (Energy Systems), S. 437–458.

Wunderlich, Clemens (2012): Renews Spezial: Akzeptanz und Bürgerbeteiligung für Erneuerbare Energien: Erkenntnisse aus der Akzeptanz- und Partizipationsforschung. Hg. v. Agentur für Erneuerbare Energien (AEE). Online verfügbar unter http://www.kommunal-erneuerbar.de/fileadmin/content/PDF/, zuletzt geprüft am 08.01.2020.

Wüstenhagen, Rolf; Wolsink, Maarten; Bürer, Mary Jean (2007): Social acceptance of renewable energy innovation. An introduction to the concept. In: *Energy Policy* 35, S. 2683–2691.