

Einsatz netzdienlicher Flexibilität im koordinierten Verteilnetzbetrieb aus elektrischen und thermischen Anlagen in Gebäuden

Christian Reinhold, Jonathan Ries, Lily Kahl, Mattias Hadlak, Bernd Engel

Technische Universität Braunschweig, Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen - elenia, Schleinitzstraße 23, 38106 Braunschweig, +49 (0) 531 391 9716, c.reinhold@tu-braunschweig.de, www.elenia.tu-bs.de

Kurzfassung: Durch die fortschreitende Transformation des Energiesystems verändert sich sowohl die Erzeugungsstruktur, als auch die Verbrauchsstruktur nachhaltig. Wo traditionell große Energiemengen aus zentralen Großkraftwerken über das Übertragungsnetz transportiert wurden, entstehen heute viele dezentrale Erzeugungsanlagen in teilweise schwach ausgelegten Verteilnetzen. Auch die zukünftige strombasierte Bereitstellung von Mobilität und Wärme wird den Betrieb von Verteilnetzen nachhaltig prägen.

Insbesondere das elektrische Verhalten von Gebäuden am Netzanschluss war vor der Umstrukturierung der Energieversorgung ausschließlich verbrauchsdominierend. Durch den stetigen Ausbau von Photovoltaik-Dachanlagen (PV-A), Batteriespeichersystemen (BSS) und zukünftig steigenden Durchdringungen von Elektrofahrzeugen sowie strombasierten thermischen Erzeugungsanlagen wie Wärmepumpen mit kombinierten thermischen Speichern wandelt sich dieses Verhalten. Anstelle des früheren rein konsumorientierten Verhaltens ermöglichen diese Veränderungen das Anbieten von lokaler Erzeugungsenergie und Leistungsflexibilität. Alle diese Entwicklungen verursachen eine zunehmende Belastung der Stromnetze bis hin zum Erreichen der bestehenden Kapazitätsgrenzen der Netzbetriebsmittel. Daraus resultiert in den nächsten Jahren die Notwendigkeit einer Umgestaltung der Verteilnetze hin zu steuerbaren Netzgebieten mit einer vernetzten Kommunikationsstruktur.

Eine mögliche Lösung zur Reduktion von Leistungsspitzen und Netzbetriebsmittelüberlastungen ist hierbei die Erschließung und Nutzung von Leistungsflexibilität der elektrischen und thermischen Anlagen in Netzgebieten. Flexibilität wird hierbei als technische Eigenschaft einer Anlage verstanden, Wirk- und Blindleistung unter Berücksichtigung der technischen Restriktionen zu verändern. Aus den genannten Gründen wird in dieser Arbeit ein koordinatives Betriebsführungskonzept für Verteilnetze vorgestellt, bei der die Präferenzen aller Akteure (Anlagenbetreiber, Netzbetreiber und Marktteilnehmer) gemeinsam berücksichtigt werden und der Einsatz der zur Verfügung stehenden Leistungsflexibilität optimal genutzt wird.

Keywords: Flexibilität, Netzengpassmanagement, Verteilnetz, Prosumer

1 Rolle von Prosumern im Verteilnetz

Privathaushalte (Ein- und Mehrfamilienhäuser) sowie ein Großteil der Gewerbe- und Industriekunden werden in der Verteilnetzebene der Nieder- und Mittelspannung angeschlossen. Im Rahmen der Energiewende und Zeiten des wachsenden ökologischen Bewusstseins besteht für diese Netzteilnehmer ein wachsender Wunsch nach Partizipation sowie Unabhängigkeit von steigenden Energie- bzw. Strompreisen. Stetig fallende Technologiekosten im Bereich dezentraler Erzeugungsanlagen und Speichersysteme ermöglichen, selbst zum Energieerzeuger zu werden, anstatt den Energiebedarf durch Bezug vom Energieversorger zu decken [1]. Dies führt in Summe zu einem Rollenwandel vom bisherigen, reinen Energieverbraucher (Consumer) hin zum Stromproduzent (Producer), welcher bestrebt ist, den eigensproduzierten Strom selbst zu verbrauchen. Hierfür hat sich der Begriff des „Prosumings“ bzw. als Rollentitel der Begriff des „Prosumers“ etabliert [1]. Das Modell des Prosumings stellt aus ökonomischer Sicht nicht nur Vorteile für die Anlagenbetreiber selbst dar, sondern ist auch aus gesamtwirtschaftlicher Sicht sinnvoll [2]. Aus Netzbetreibersicht können die für das Prosuming genutzten technischen Anlagen und Komponenten einen wertvollen Beitrag zum netzdienlichen Betrieb leisten. Vor dem Hintergrund des Transformationsprozesses im Rahmen des Bottom-Up-Paradigmas und der zukünftigen Digitalisierung der Verteilnetzinfrastruktur kommt der lokalen Verfügbarkeit, Prognostizierbarkeit und Steuerung der Anlagen eine wachsende Bedeutung zu.

1.1 Technische Ausstattungsmerkmale von Prosumern

Das Netzanschlussverhalten von Prosumern ist davon abhängig, welche Technologien vom Prosumer eingesetzt und wie diese betrieben werden (Betriebsart). Aufgrund der Motivation des Prosumers zur Eigenverbrauchsmaximierung eignen sich aus Prosumer-Sicht prinzipiell alle Technologien, die das Erzeugen und das (Ein- und Aus-)Speichern von elektrischer oder thermischer Energie unter wirtschaftlich attraktiven (individuellen) Rahmenbedingungen ermöglichen. Neben der Erzeugung elektrischer Energie mittels Photovoltaik-Anlagen sowie der Speichermöglichkeit mittels Batteriespeichersystemen stehen Technologieoptionen zur Gewinnung und Speicherung von thermischer Energie zur Verfügung (Sektorenkopplung). Dies umfasst beispielsweise elektrische Heizstäbe, Wärmepumpen, Blockheizkraftwerke (BHKW) oder deren Kombination (Kaskadenschaltung) mit thermischen Speichersystemen. Prosumer besitzen die Möglichkeit, vorhandene Elektrofahrzeuge mit regenerativ erzeugter Energie zu laden (z.B. per Ladestation), sofern die Ladezeit innerhalb eines Zeitfensters mit Erzeugungsüberschuss liegt oder die erforderliche Ladeenergie mittels BSS bis zum Ladezeitpunkt vorgehalten werden kann. Ergänzend erfolgt die Ladung aus dem vorgelagerten Verteilnetz. In Abhängigkeit des Ausstattungsgrads erfolgt eine lokale Steuerung bzw. Optimierung von einzelnen Anlagenkomponenten durch ein Energiemanagementsystem (EMS). Als Schnittstelle und Interaktionsmöglichkeit mit externen Akteuren, z.B. nicht regulierten Marktteilnehmern oder Netzbetreiber, sieht das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende [3] für Netzteilnehmer mit einem Jahresenergiebedarf ab 6.000 bis 10.000 kWh die Ausstattung mit einem intelligentem Messsystem (iMSys) vor. Nach heutigem Stand der Technik stehen einem Prosumer somit eine Vielzahl von Anlagenkombinationsmöglichkeiten zur Deckung seines elektrischen und thermischen Bedarfs zur Verfügung. Zur Veranschaulichung ist eine exemplarische Auswahl der zuvor beschriebenen Komponenten

und deren Verbindung auf leistungs- und kommunikationstechnischer Ebene anhand eines beispielhaften Prosumer-Haushalts in Abbildung 1 dargestellt.

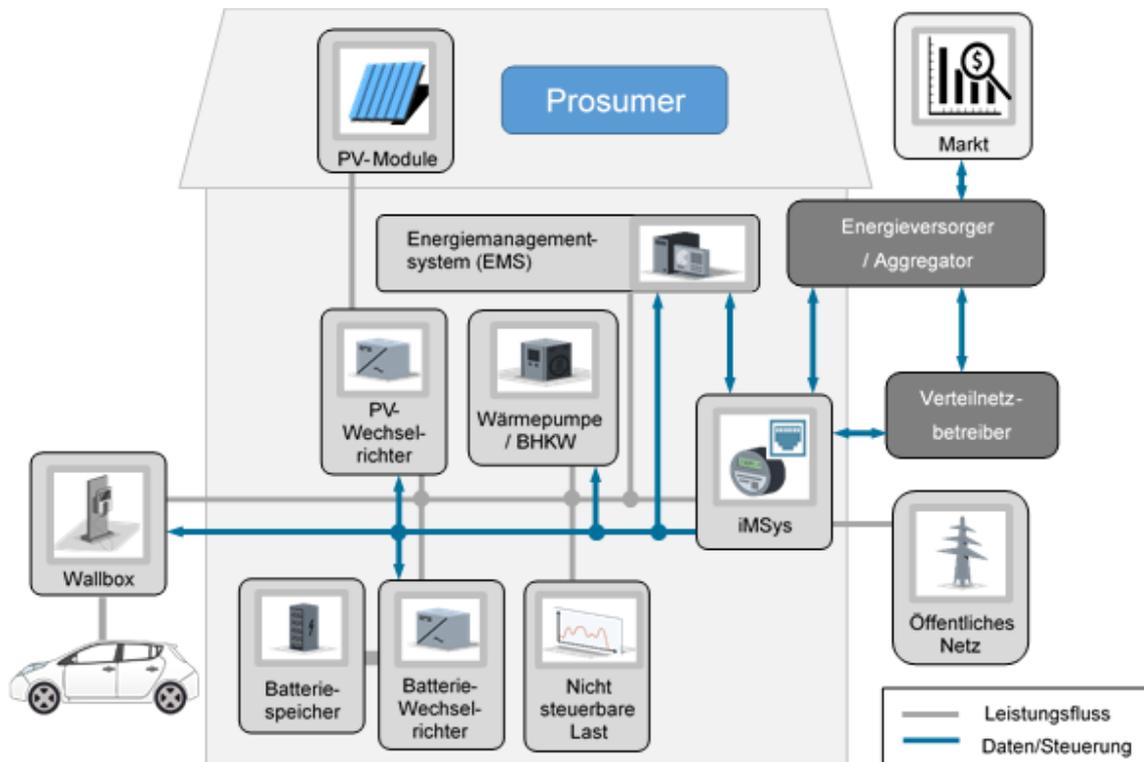


Abbildung 1: Technische Ausstattungsmerkmale und deren Verbindung auf leistungs- und kommunikationstechnischer Ebene eines beispielhaften Prosumer-Haushalts

1.2 Netzanschlussverhalten von Prosumern

Das Verhalten und das resultierende Netzanschlussprofil eines Prosumers sind abhängig von der technischen Ausstattung, Dimensionierung und des individuellen zeitlichen Bedarfs an elektrischer und thermischer Energie. Die derzeit zur Netzplanung genutzten Standardlastprofile für klassische Verbraucher verlieren mit steigender Anzahl von Prosumern ihre Gültigkeit, da Komponenten wie Speichersysteme, Ladestationen und Wärmepumpen sich maßgeblich auf die resultierende Netzaustauschleistung am Verknüpfungspunkt auswirken.

Abbildung 2 stellt die nach Komponenten differenzierten Wirkleistungsverläufe eines exemplarischen Prosumer-Haushalts an einem Samstag (15.06.2030) dar, der neben einer PV-Dachanlage (8 kW Nennleistung) mit einem BSS (8 kWh nutzbare Kapazität, 10 kW Batterieleistung), einer Wärmepumpe (10 kW thermische Nennleistung) und einer Ladestation (11 kW Nennleistung) ausgestattet ist. Die aus sonstigen Verbrauchern (Haushaltsgeräte, Licht etc.) resultierende Haushaltlast ist durch ein HTW-Profil (Profilnummer 1, 3.300 kWh/a) [4] nachgebildet. Das BSS wird mit einer eigenverbrauchsorientierten Betriebsstrategie, und

mit einer festen Einspeisegrenze von 70 % der installierten PV-Anlagenleistung¹, betrieben. Im klassischen Verbrauchsfall wäre dieses Profil gleichzeitig die Bezugsleistung am Netzanschlussanschlusspunkt. Durch den Betrieb der zuvor genannten Komponenten wird die Residualleistung sowohl in der Höhe (durchschnittliche & Spitzenleistung) als auch in der Richtung (Netzbezug oder Netzeinspeisung) verändert.

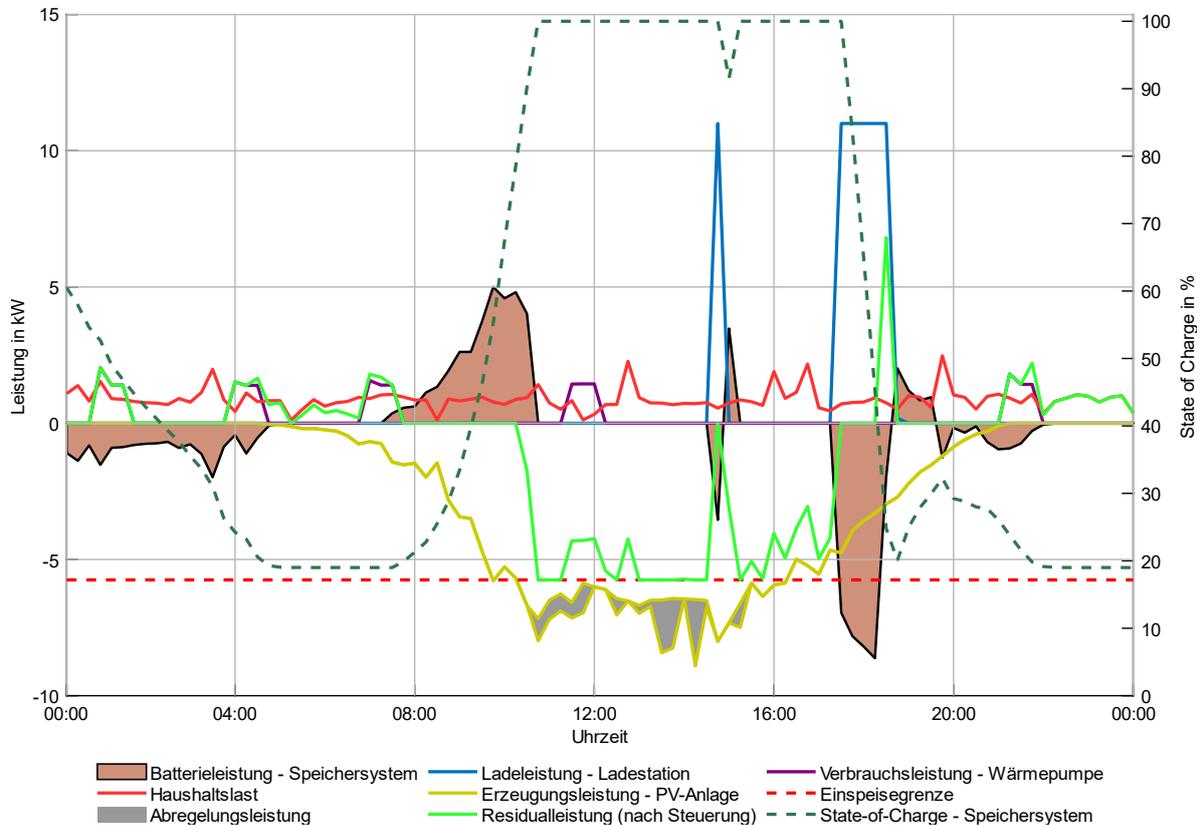


Abbildung 2: Elektrische Leistungsverläufe von einem exemplarischen Prosumer (Simulation mit eSE [5])

Zu Zeiten von Erzeugungsüberschuss geladene BSS können, insbesondere bei der Nutzung von prognosebasierten Betriebsstrategien, zu einer Glättung von Einspeise- und Verbrauchsspitzen beitragen und gleichzeitig mögliche Abregelungsverluste aufgrund des Einspeisemanagements für den Anlagenbetreiber reduzieren [6]. Die Beteiligung der Anlagenkomponenten an der lokalen Spannungshaltung (spannungsabhängige Blindleistungseinspeisung $Q(U)$, dynamische Netzstützung etc.) und an der Frequenzhaltung (frequenzabhängige Wirkleistungsreduktion) stellt eine weitere Beteiligung der Anlagen an einem netzdienlichen Betrieb dar (vgl. Konzeptstufe 2.0 des FNN-Stufenmodells [7]). Im BSS vorgehaltene Energie wird in den Abendstunden ausgespeichert und führt zu einer temporären Senkung der Verbrauchsspitze, welche durch den relativ hohen Ladeleistungsbedarf der Ladestation geprägt ist. Der tendenzielle Anstieg der durchschnittlich installierten Kapazität neuinstallierter BSS [8] eröffnet die Möglichkeit, Ladeleistungsspitzen an Tagen mit ausreichender solarer Einstrahlung zu minimieren [9]. Außerhalb dieser Zeitbereiche stellt

¹ Bei einer PV-A von kleiner gleich 30 kW installierter Nennleistung besteht für den Anlagenbetreiber nach § 9 Abs. 2 Nr. 2 Buchst. b EEG 2017 die Möglichkeit seine Wirkleistungseinspeisung fest auf 70 % zu begrenzen oder am Einspeisemanagement mit einem Rundsteuerempfänger nach § 9 Abs. 2 Nr. 2 Buchst. a EEG 2017 teilzunehmen.

(derzeit) die netzdienliche Steuerung der Ladeleistung durch den Netzbetreiber in kritischen Netzsituationen die ultima ratio dar [10]. Zur Vermeidung von Betriebsmittelüberlastungen und von Spannungsbandverletzungen im Verteilnetz können außerdem Wärmeerzeugungsanlagen von Prosumern gezielt hinzu- oder abgeschaltet werden [11]. Die bedarfsgerechte Wärmebereitstellung wird mittels Nutzung notwendiger Pufferkapazitäten (Warmwasserspeicher, Gebäudemasse) sichergestellt.

In Zukunft werden Prosumern durch die Schaffung geeigneter Anreize neue Perspektiven abseits der Eigenverbrauchsmaximierung geboten (z.B. Anbieten von Regelleistung aus gepoolten BSS [12]), sodass sie neben dem normativ geforderten netzdienlichen Beitrag auch zur Stabilisierung des Gesamtsystems beitragen können (Systemrelevanz, vgl. Konzeptstufe 3.0 des FNN-Stufenmodells [7]). Dies gilt insbesondere für die Bereitstellung von Flexibilität im Rahmen der aktuell diskutierten Neugestaltung des §14a EnWG [13], deren netzdienliche Nutzung sich im Anwendungskonzept des Engpassmanagements auf Verteilnetzebene wiederfindet.

2 Engpassmanagement

Engpassmanagement beschreibt den Umgang mit restriktiver Kapazität des Stromnetzes. [12] Allein im Jahr 2017 wuchsen die Kosten für Engpassmanagement (Redispatch, Countertrading, Vorhaltung und Einsatz von Netzreservekraftwerken, Einspeisemanagement) auf insgesamt 1,4 Milliarden Euro [13, 14] an und die Abregelungen von Erneuerbaren Energie (EE) betrug einen Wert von 3,3 TWh [15]. Grundsätzliche Ursachen sind der Ausbau der EE--Erzeugung mit einer geografischen Fokussierung im Norden von Deutschland und der fortschreitende Wegfall konventioneller Kraftwerke in Süddeutschland, was zu einem erhöhten Energietransport von dem Norden in den Süden führt. Durch den stockenden Netzausbau stehen für diesen Transport derzeit keine ausreichenden Kapazitäten zur Verfügung. Dies bewirkt wiederum eine verstärkte Abregelung von Erzeugungsanlagen im Norden und ein Herauffahren der konventionellen Kraftwerksleistungen im Süden. Insbesondere bei hoher Bündelung von EE--Anlagen im Verteilnetz entstehen Engpässe beim Abtransport dieser Energiemengen über das Übertragungsnetz. [16]

Überlastungen im Netz entstehen grundsätzlich durch zu hohe Stromflüsse über die Leitungen und respektive Spannungen außerhalb der geforderten Spannungsbänder. Der Netzbetreiber besitzt im Rahmen des Engpassmanagement die Möglichkeiten Schalthandlungen im Netz zur Lastflusssteuerung (netzbezogene Maßnahmen) durchzuführen, aktiv in den Betrieb von regional verteilten Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen einzugreifen (administrative Eingriffe) oder marktbezogene Maßnahmen wie dem Countertrading durchzuführen. [12, 17] Aktuell obliegt der Einsatz von Engpassmanagement den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) in Abstimmung mit den jeweiligen Verteilnetzbetreibern (VNB). [12, 17]

Als eine dieser Maßnahmen gilt der regulatorisch-kostenbasierter Redispatch, bei dem die Fahrweise von konventionellen Kraftwerken und Speichersystemen angepasst wird, um Überlastsituation in Leitungsabschnitten zu vermeiden und die Systemstabilität zu gewährleisten, was gleichzeitig einem Eingriff in das Marktgeschehen entspricht. Erfolgt die Prognose eines Engpasses an einer bestimmten Stelle im Netz, werden Kraftwerke vor dem Engpass in ihrer Einspeisung heruntergefahren (Negativer Redispatch). Die heruntergeregelte Leistungshöhe des Kraftwerkes ist dabei von seiner Wirksamkeit auf den Engpass abhängig.

Kraftwerke nach dem Engpass werden entsprechend hochgefahren (Positiver Redispatch) in der Höhe der heruntergeregelten Energiemenge. Im aktuell geltenden Redispatch sind Verbrauchsanlagen nicht enthalten, da für diese Technologien keine kostenbasierte Preisbestimmung möglich ist. [16, 18, 19]

Inhaltlich gleichbedeutend wie der Redispatch für konventionelle Kraftwerke und Speichersysteme ist das Einspeisemanagement für EE- und KWK-Anlagen. Durch den geforderten Einspeisevorrang dieser Anlagen ist eine Abregelung nur in Ausnahmefällen zulässig und erfolgt im Einsatz nachrangig zum Redispatch. [14, 16] Im Rahmen der Ausfertigung werden die Begrifflichkeiten synonym verwendet. Insbesondere das Verteilnetz und die zuständigen VNB werden und müssen zukünftig eine wichtigere Rolle beim netzebenenübergreifenden Engpassmanagement einnehmen. Die aktuellen Herausforderungen für ein aktives Engpassmanagement im Verteilnetz werden im nächsten Abschnitt intensiv diskutiert.

2.1 Engpassmanagement im Verteilnetz

Die Verteilnetzebene erfuhr in den letzten Jahren durch den intensiven Ausbau von EE-Anlagen eine Verschiebung der Erzeugungskapazitäten und Anlagenpopulation von der Übertragungsebene in ihre Spannungsebene. Dabei ist der größte Anteil (circa 96 %) dieser Anlagen im Verteilnetz angeschlossen, was dazu führt, dass bereits heute mehr Kraftwerksleistung als in der Übertragungsebene vorhanden ist. Auch Gaskraftwerke werden zukünftig, aufgrund ihrer geringeren Nennleistung, vermehrt im Verteilnetz angeschlossen. [20] Zusätzlich werden ebenfalls rund 96 % der Windenergieanlagen mit der Mittel- und Hochspannungsebene verknüpft. [21] Durch die fortschreitende Elektrifizierung des Wärmebereichs und des Verkehrssektors erfährt insbesondere die Niederspannungsebene bereits regional einen Anstieg der Stromnachfrage mit zusätzlicher lokaler Einspeisung von PV-Strom aus Prosumer-Anlagen. [20] Im Jahr 2018 waren bereits 83.000 Elektrofahrzeuge [22] mit einer Gesamtanzahl von 72.000 Ladestationen [23] und 880.000 Heizungswärmepumpen [24] im Verteilnetz angeschlossen. Die beschriebene Transformation und steigende Komplexität bewirkt in ihrer Gesamtheit aufgrund regional begrenzter Netzkapazitäten ein häufigeres Auftreten von Netzengpässen. [20]

Dies erfordert im Rahmen des Engpassmanagement einen verstärkten Zugriff auf die netzdienliche Flexibilität von verteilten Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen sowie Speichersystemen aus dem Verteilnetz. Abhängig von der geografischen Lage, der Netztopologie und der aktuellen Leistungsflüsse im Verteilnetz besitzen Anlagen unterschiedliche Sensitivitäten auf die Verhinderung des Engpasses. Dies erfordert eine genaue Kenntnis über die Gegebenheiten im Verteilnetz sowie aktuelle Leistungsflüsse und Lastflussprognose, was in der Regel nur der zuständige VNB bekannt ist. Aus dieser Tatsache geht hervor, dass die Rolle, die Verantwortung und das Aufgabenspektrum eines VNB zwangsläufig steigt. [22] Nach Schätzungen werden 2050 mehr als 60 Millionen steuerbare und intelligent agierende Anlagen im Verteilnetz angeschlossen sein. Das aktive Engpassmanagement mit einer Vielzahl von Anlagen wird zum Erhalt der Netzstabilität verstärkt eine zentrale Aufgabe des VNB werden, wobei dies aktuell durch die regulatorischen Rahmenbedingungen des EnWG nicht gegeben ist. [27]

Die Anlagen der Prosumer bzw. Flexumer nehmen in dieser Herausforderung eine relevante Stellung ein und können mit ihrem Anlagenverhalten positiv auf Netzengpässe reagieren und sich aktiv an deren Beseitigung/Begrenzung/Vermeidung beteiligen. Auf Verteilnetzebene bedarf es dazu eines hoch automatisierten koordinierten Netzbetrieb, um die potentielle Flexibilität kosteneffizient einzusetzen und einen betriebswirtschaftlichen Mehrwert für Prosumer zu generieren. [25] Die aktive Nutzung von Flexibilität der Flexumer zur Engpassvermeidung ist nur dann möglich, wenn die Kostenstruktur volkswirtschaftlich günstiger ist als im Vergleich zum Netzausbau und Einspeisemanagement. Unterschiedliche Technologien der Prosumer wie flexible Lasten, Speicher und flexible Erzeugung sollten für das Engpassmanagement diskriminierungsfrei genutzt werden können. [13] Im nächsten Abschnitt wird eine Möglichkeit eines koordinativen Netzbetriebsführungskonzeptes im Detail vorgestellt.

3 Koordinatives Netzbetriebsführungskonzept

Abgeleitet vom Ampelkonzept des BDEW [26] stellt das hier vorgestellte koordinative Betriebsführungskonzept, siehe Abbildung 3, eine mögliche Umsetzung vor. Insbesondere in den Projekten des Forschungsprogramms *Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende (SINTEG)* werden aktuell eine Reihe von weiteren Konzepten zum Management von Flexibilitäten erprobt. Einige Beschreibungen überschneiden sich daher mit aktuell diskutierten Konzepten. Die Zielsetzung bei diesem Konzept besteht darin, die zur Verfügung stehende Flexibilität der Anlagenbetreiber kostenoptimal einzusetzen. Dazu wird die finanzielle Bilanz der Akteure gesamtheitlich optimiert, in dem die jeweiligen Ziele aufeinander abgestimmt werden. Die Anlagenbetreiber präferieren eine optimale Einsatzplanung ihrer Anlagen hinsichtlich der Minimierung ihrer Betriebs- und Versorgungskosten. Ebenfalls kann der Anlagenbetreiber Zusatzerlöse generieren, alternative Vermarktungsmöglichkeiten nutzen und sich aktiv an der Energiewende beteiligen. Der Netzbetreiber hingegen hat die Aufgabe das elektrische Verteilnetz innerhalb von Betriebsmittelgrenzen und unter Beachtung von netztechnischen Regularien, kostengünstig zu betreiben und besitzt durch den Einsatz von Flexibilität eine zusätzliche marktbezogene Maßnahme zur präventiven Netzengpassbehebung. Die gewinnmaximierende Vermarktung der Flexibilitäten der Anlagenbetreiber an den diversen Handelsplattformen des Strommarkts wird von den Marktteilnehmern durchgeführt.

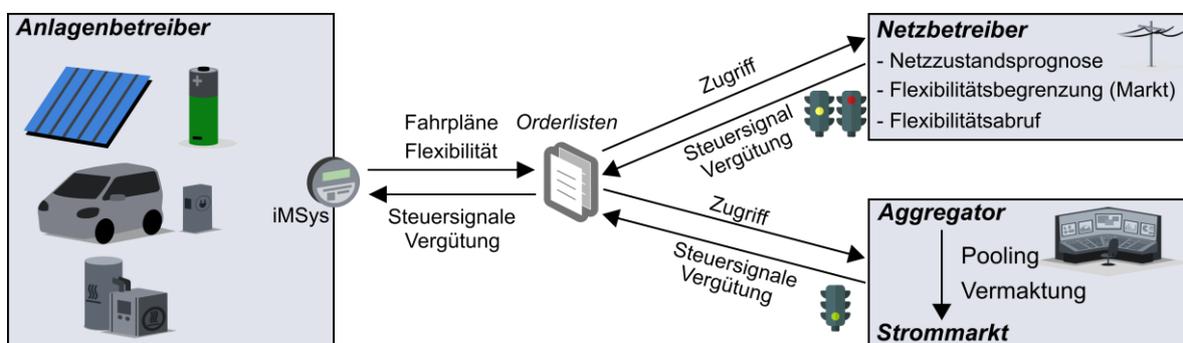


Abbildung 3: Vereinfachtes Prozessdiagramm für ein koordinatives Betriebsführungskonzept

Der Prozess des Netzbetriebsführungskonzept wird an dieser Stelle nur sehr grundlegend beschrieben und in vier grobe Teilschritte unterteilt. Im ersten Schritt bietet der

Anlagenbetreiber seine Anlagenflexibilität an und listet diese in einem Datensystem. Auf Basis der Netzzustandsprognose bestimmt der VNB einen Flexibilitätsbedarf und koordiniert einen Abruf der Flexibilität in Form eines Steuersignals an die ausgewählte Anlage (gelbe Ampelphase). Sollte sich das Netz in einem stabilen Netzzustand (grüne Ampelphase) befinden, so kann die Flexibilität vermarktet werden. Unter bestimmten Bedingungen wird die vermarktbare Flexibilitätsmenge oder -höhe auf Grundlage des prognostizierten Netzzustandes begrenzt.

3.1 Flexibilitätsangebot

Abhängig von der Ausgestaltung der Gebäude und dem entsprechenden Komponentenpool besitzt der Anlagenbetreiber unterschiedliche Ausgestaltungsmöglichkeiten beim Angebot von Leistungsflexibilität. Die Methodiken zur Berechnung von zeitlich abhängiger Flexibilität sind im großen Maße von der verwendeten Technologie als auch von der vereinbarten Kontrahierung zwischen Netzbetreiber, Flexibilitätsanbieter und nicht regulierten Marktteilnehmer abhängig. Nach aktuellem Stand wird für Prosumer-Anlagen eine Langzeitkontrahierung aufgrund des geringen Aufwandes und der fehlenden Transaktionskosten empfohlen. [27, 28] Nichtsdestotrotz sind Anlagen wie zum Beispiel PV-A, BSS, Wärmepumpen und Ladestationen mit Elektrofahrzeugen in Kombination mit einem geeigneten EMS in der Lage prognosebasierte Fahrpläne mit Flexibilitätsinformationen (Preisstruktur, Produktgestaltung, Nutzungszeitraum) zu berechnen. [28, 29] Die Angebote werden anschließend in einem beliebigen Datensystem in Form von Orderlisten oder einer Plattform abgelegt und der Netztopologie zugeordnet. In einem vorgelagerten Initialisierungsprozess werden Matrizen über die Wirksamkeit einzelner Netzanschlusspunkte gebildet.

3.2 Flexibilitätsnachfrage

Die Nachfrage von Flexibilität zur lokalen Netzengpassbehebung wird vom VNB über eine vorgelagerte Prognose des Netzzustandes berechnet. Der Netzzustand wird über einen definierten Prognosezeitraum hinsichtlich Betriebsmittelauslastung und Spannungsgrenzen mittels einer Lastflussrechnung berechnet. Für einen planerischen Charakter werden Informationen einen Tag vor der Erbringung definiert oder bei kurzfristigen Steuerungsprozessen auch in kürzeren Prognosehorizonten. Dazu werden Last- und Erzeugungprognose mit in die Netzsimulation eingebunden. Die Nachfrage wird ebenfalls an die Orderliste in Form eines netztopologischen Leistungswertes übermittelt mit weiteren Informationen, wie Erbringungszeitpunkt, Erbringungsdauer und Preisgestaltung. [28]

Die nachgefragte Flexibilitätsmenge am Strommarkt ist anders als beim Netzbetrieb abhängig von den aktuellen Strommarktpreisen, den Handelsplatz und die eigene Vermarktungsstrategie. In diesen Ausführungen liegt der Fokus auf den Einsatz netzdienlicher Flexibilität.

3.3 Matching und Flexibilitätsabruf

Die Flexibilität kann wie bereits beschrieben, abhängig von der Netzsituation vom VNB oder vom Marktteilnehmer als auch in Kombination eingesetzt werden. Im vorgelagerten

Mapping-Prozess werden Flexibilitätsangebote ausgewählt, welche zur Behebung des Netzengpasses einen Einfluss besitzen. Durch eine topografische Sensitivitätsanalyse kann der effektive Einfluss des Flexibilitätsangebot bezüglich des Engpasses bestimmt werden. [30] Die Ergebnisse des Mappings und der Aggregation sind folglich alle für die Lösung eines Netzengpasses in Frage kommenden Flex-Optionen inklusive zeitdiskreter Leistungswerte auf Basis ihrer netztechnischen Effektivität. [28]

Innerhalb des Steuerungssystems werden Flexibilitätsangebot und -nachfrage bestmöglich durch ein geeignetes Optimierungsverfahren zusammengeführt. Das zugrundeliegende Optimierungsverfahren ist dabei stark von der Problemstellung abhängig. Zur Berücksichtigung von technischen Restriktionen und Preisinformationen bietet sich eine gemischt-ganzzahlige Optimierung mit einem genetischen Algorithmus an.

Die Anlagen erhalten abschließend ein Steuersignal oder einen angepassten Fahrplan zum Zeitpunkt der Erbringung. Gleichzeitig besteht in diesem Schritt die Möglichkeit Vergütungsinformationen zur nachgelagerten Abrechnung zu übermitteln. Abschließend werden Steuersignale und Vergütungszahlungen an die Anlagenbetreiber übermittelt.

3.4 Preisgestaltung

Die Ausgestaltung eines Preises für den Abruf von Flexibilität oder deren Bereitstellung ist von vielen Faktoren abhängig. Bei Erzeugungsanlagen ist die Preisberechnung der Leistungsflexibilität auf Basis der spezifischen Stromgestehungskosten und der Kostenbestandteile bereits möglich. Verbrauchsanlagen hingegen sollten derart flexibilisiert werden, dass keine Komforteinbußen für den Anlagenbetreiber auftreten. Dies würde suggerieren, dass die Grenzkosten für den Flexibilitätseinsatz bei 0 € liegen. Werden hingegen auftretende Abnutzungskosten bei erhöhter Verwendung der Anlage eingepreist, so entsteht ein möglicher Aufwand beim Anlagenbetreiber. Zusätzlich müssen die Opportunitätskosten des Verteilnetzbetreibers im Rahmen des Netzengpassmanagement bei der Preisgestaltung berücksichtigt werden. Im Grunde sollten die Preise von Verbrauchsanlagen in den Preiskategorien der anderen Maßnahmen, wie zum Beispiel Netzausbau und Einspeisemanagement liegen. Eine deutliche negative Abweichung von bestehenden Preisstrukturen würde dazu führen, dass der Einsatz von markt- und netzdienlicher Flexibilität nicht erfolgt.

4 Modellbasierte Nachbildung

Für die Umsetzung des beschriebenen koordinativen Netzbetriebsführungskonzeptes aus Abschnitt 3 sowie der modelltechnischen Nachbildung der technischen Anlagen wurde die institutseigene Simulationsumgebung elenia Simulation Environment – eSE [5] verwendet und um notwendige Inhalte erweitert, welche nachfolgend beschrieben werden. eSE ist eine MATLAB-basierte Simulationsumgebung für die wissenschaftliche Untersuchung von elektrischen und thermischen Anlagen und deren Verhalten. Zusätzlich ermöglicht eine flexible Signalkopplung einzelner Anlagen vernetzte Systeme zu untersuchen und Steuerungskonzepte modelltechnisch zu erproben. Das grundlegende Framework wurde zu einem großen Anteil im Forschungsprojekt NEDS – Nachhaltige Energieversorgung Niedersachsen entwickelt [29].

Die Simulationsumgebung ist in unterschiedliche Module unterteilt, welche sowohl unabhängig als auch in Kombination eingesetzt werden können. Als Bindeglied zwischen allen Modulen fungiert ein Simulator, welcher durch eine MATLAB-Klasse repräsentiert wird. Dieser steuert den Informationsfluss zwischen den Modulen und übernimmt das zentrale Datenmanagement. Abbildung 4 zeigt die modulare Struktur von eSE.

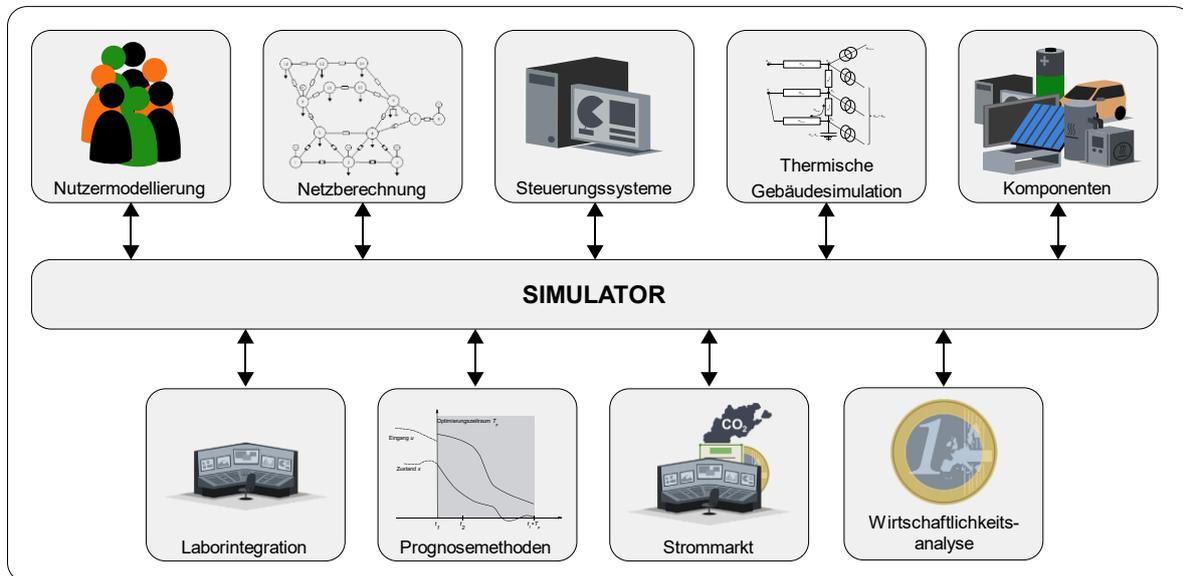


Abbildung 4: Modulare Struktur von eSE (Quelle: [29])

Nachfolgend werden die zwei neu entwickelten Module *Thermische Gebäudesimulation* und *Prognoseverfahren* im Detail vorgestellt.

4.1 Thermische Gebäudesimulation

Zur Abbildung der thermischen Verhältnisse innerhalb unterschiedlicher Gebäudestrukturen wurden die Berechnungsanweisungen und funktionalen Zusammenhänge in eSE nach DIN EN ISO 13790:2008 umgesetzt. Die Norm beschreibt die energetische Bewertung von Gebäuden und beinhaltet Berechnungen des Energiebedarfs zum Heizen und Kühlen, der Innenraumtemperatur und der Bestimmung von Heizlasten. Durch Berücksichtigung von weiteren Normen insbesondere bei der Bestimmung von Lüftungswärmeverlusten konnte die Berechnungsgenauigkeit weiter verbessert werden. Die thermische Gebäudesimulation in Form eines Steady-State-Modells erweitert die Möglichkeiten von eSE bei der zeitabhängigen Bestimmung von Flexibilitätspotentialen aus thermischen Wärmeerzeugern und thermischen Speichersystemen. Die Abbildung 5 stellt schematisch die entwickelte Struktur des Moduls.

Allgemein setzt sich das Modul aus den Klassen *Thermische Gebäudesimulation*, *Raum*, *Bauteil*, *Fenster* und *Tür* zusammen. Die Schnittstelle zwischen den klimatischen Eingangsdaten, der Abwärme der elektrischen Verbraucher, der Anwesenheit der Personen und deren Abstrahlleistung sowie der Wärmeerzeugungsanlagen/Wärmespeicher ist das Steuerungssystem. Es überträgt alle notwendigen Informationen zwischen den externen Klassen und der thermischen Gebäudesimulation. Abweichend vom grundlegenden Aufbau der Modelle in eSE untergliedert sich das Modell *thermal_building_simulation* in die bereits erwähnten Unterklassen. Alle Berechnungen werden in den einzelnen Räumen beziehungsweise Bauteilen durchgeführt. Die Ergebnisse werden anschließend in der

thermischen Gebäudesimulation aggregiert und an das EMS weitergeleitet. Der modulare Aufbau bietet eine beliebige Skalierbarkeit sowie intuitive Erweiterungsmöglichkeiten.

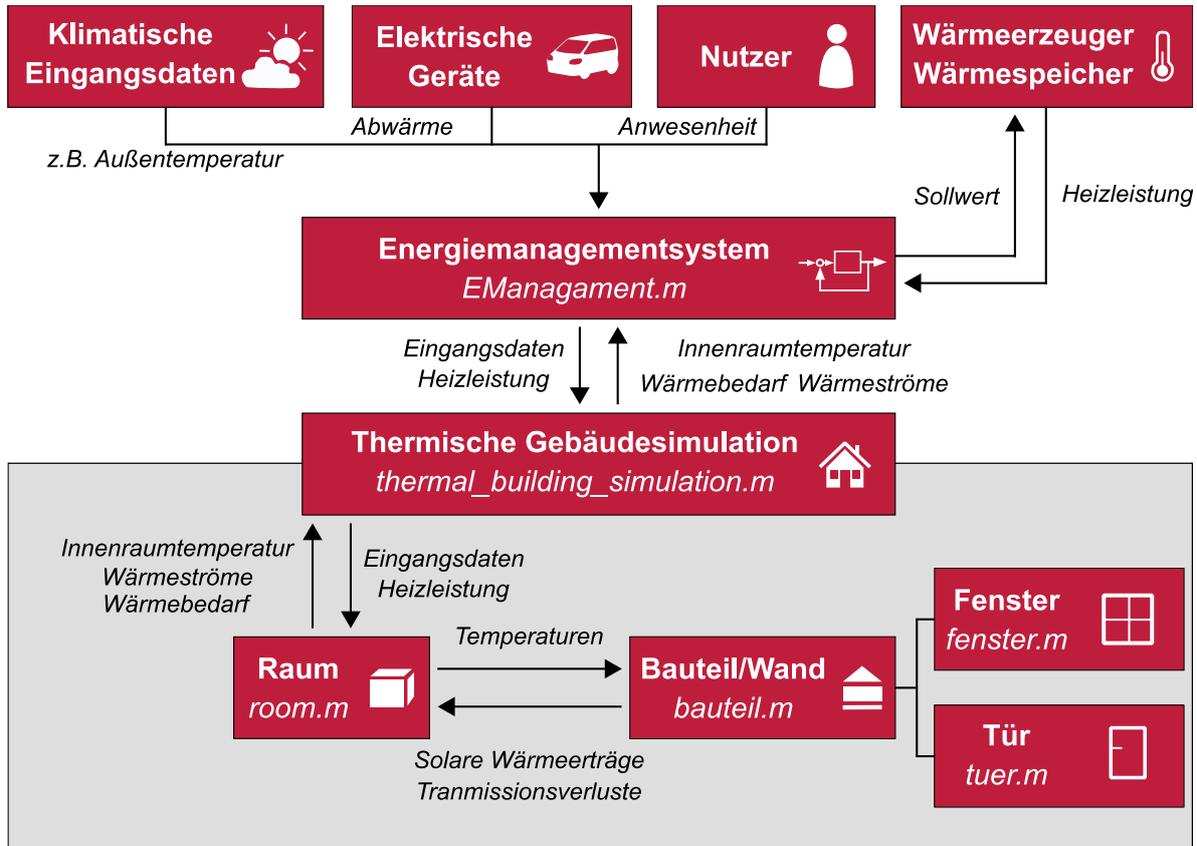


Abbildung 5: Struktur des Moduls Thermische Gebäudesimulation

Die Abbildung 6 zeigt abschließend eine exemplarische Simulation für einen Raum ohne die Zufuhr von Heizleistung eines Wärmeerzeugers. Die gesetzten Rahmenbedingungen bewirken ein Annähern der Innenraumtemperatur an die Außentemperatur und ein Absinken der Transmissionsverluste zwischen der Innen- und Außenseite der Gebäudehülle.

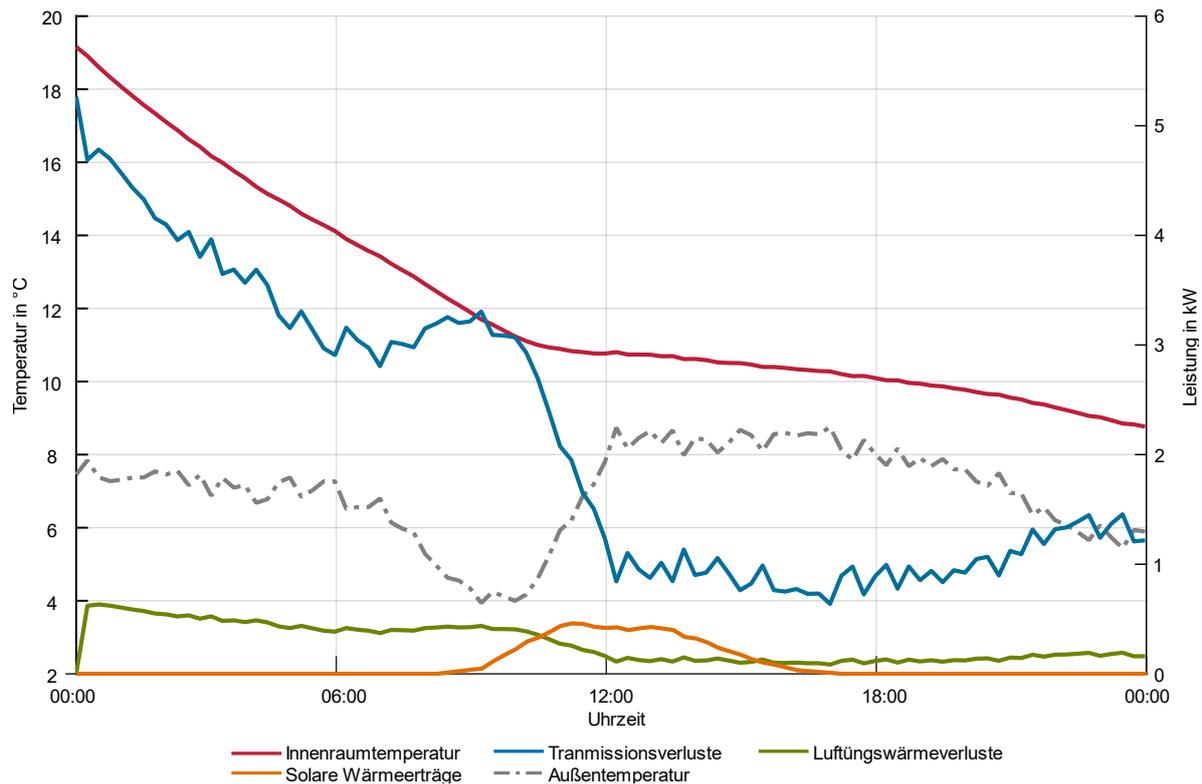


Abbildung 6: Leistungs- und Temperaturverläufe für eine exemplarische Simulation innerhalb eines Raumes

4.2 Prognoseverfahren

Die Umsetzung von fahrplanbasierten Steuerungssystemen und Netzzustandsschätzungen erfordern eine präzise Prognose von physikalischen Größen. Unterschiedliche Prognoseverfahren ermöglichen dabei mit einer zugeordneten Prognosegüte die Vorhersage zukünftiger Verläufe. Für das hier beschriebene Netzbetriebsführungskonzept sind insbesondere die Verbrauchs- und Erzeugungsverläufe von Interesse, als auch die Flexibilitätsbereiche für einen zukünftigen Zeitbereich. Dies impliziert je nach Aufbau des Steuerungssystems im vorherigen Schritt die Vorhersage externer Datensätze, wie z.B. Globalstrahlung, Außentemperatur und Windgeschwindigkeit.

Für eine modulare und flexible Anwendung wurde das separate Modul *Prognoseverfahren* entwickelt, welches mit seiner Klassenarchitektur unmittelbar in die Methoden des Simulators und der Modelle eingebunden sind. Abgeleitet von der Eltern-Klasse *prognose.method* ist man in der Lage beliebige Prognoseverfahren in eSE einzubinden und nach eigenen Anforderungen zu programmieren. Eine geeignete grafische Oberfläche ermöglicht die flexible Erzeugung der Prognose-Klasse mit einer nachgelagerten Parametrierung. Jedem Datensatz in der Simulation kann ein beliebiges Prognoseverfahren mit spezifischen Eigenschaften zugeordnet werden. Alle Prognose-Klassen werden zur Verwaltung im lokalen I/O-Speicher des Simulators verzeichnet. Zusätzlich können für nachgelagerte Analysen die prognostizierten Datensätze im integrierten HDF5-Datenspeicher abgelegt werden. Über die flexible Nutzung von vorhandenen Datenschnittstellen können dem Prognoseverfahren historische und externe Datensätze zugewiesen werden. Insbesondere bei multivariaten Verfahren wie künstlich neuronale Netze sind korrelierende externe Datensätze entscheidende Faktoren bei der Prognosegüte.

Innerhalb der Simulationsroutine wird vorgelagert ein Abhängigkeitsgraph für die Modelle, welche eine Prognose enthalten oder einen internen Zustand aufweisen, wie zum Beispiel der aktuelle Energieinhalt eines Speichersystems parallel zum gewöhnlichen Abhängigkeitsgraph gebildet. Über eine anschließende topologische Suche des gerichteten Graphen kann die Simulationsreihenfolge für den Modellbereich -und Prognosebereich bestimmt werden. Nach Vorbereitung der Simulation werden für jeden Simulationsschritt die Simulator-Methoden *set_data()*, *step()* und *get_data()* ausgeführt. Beim Hinzufügen von Datensatz-Informationen zu den Modellen (*set_data()*) wird für jeden Datensatz mit einer hinterlegten Prognose-Klasse geprüft, ob eine Prognose in Abhängigkeit zum Aktualisierungsintervall berechnet werden soll. Wenn der Fall eintritt, so wird über die *calc()*-Methode der Prognose-Klasse die Prognose für den aktuellen Zeitpunkt ausgeführt und dem Modell zugewiesen. Die Modellberechnungen werden anschließend mit den Prognosewerten und dem aktuellen Simulationswert durchgeführt. Nach Beendigung des Vorgangs werden die berechneten Datensätzen wieder im I/O-Datenspeicher abgelegt für weitere Modelle oder die nachgelagerte Archivierung. Ist im anstehenden Simulationsschritt keine Prognoseaktualisierung vorgesehen, so werden die Berechnungen ohne Prognose durchgeführt.

5 Exemplarische Simulation

Ziel der exemplarischen Simulation ist es, eine grundlegende Variante des Netzbetriebsführungskonzeptes simulativ zu erproben und die Vorteile für die Akteure Anlagenbetreiber, Netzbetreiber und Marktteilnehmer bei einer koordinierten Betriebsweise aufzuzeigen. Dazu wird ein Simulationsszenario mit zwei Varianten umgesetzt und hinsichtlich definierter Kennzahlen verglichen. Beide Varianten verwenden das 8-Knotennetzwerk *Landnetz Kabel 1* nach Kerber [31]. Jedem Netzanschlusspunkt ist ein Gebäude mit einer Haushaltslast, repräsentiert durch ein zufällig gewähltes HTW-Profil [4], einer geeignet dimensionierten PVA und einem BSS zugeordnet. Das Simulationsintervall ist auf eine Woche im Juni vom 21.06.2030 bis zum 28.06.2030 eingestellt. In der Variante *Without Coordinated Strategy* - *WOCS* betreibt der Anlagenbetreiber seine Anlagen ausschließlich eigenverbrauchsoptimiert und bietet anderen Akteuren keine Leistungsflexibilität seiner Anlagen an. Bei der anderen Alternative *Coordinated Strategy* - *WCS* wird Flexibilität für die anderen Akteure bereitgestellt.

Das Netzbetriebsführungskonzept wird an dieser Stelle vereinfacht angewendet, indem die auftretenden Abregelungsverluste der Anlagenbetreiber reduziert werden, bei gleichzeitiger Vermarktung von Flexibilität aus dem BSS. Im ersten Schritt wird von der Steuerung geprüft, ob die zusätzliche Einspeiseleistung unter Berücksichtigung der lokalen Netzrestriktion eingespeist werden können. Nachgelagert werden die Flexibilitätsangebote validiert und ggf. durch auftretende Grenzwertverletzungen in ihrer Höhe begrenzt. Die verbleibende Flexibilität kann vom Marktteilnehmer am Strommarkt anhand seiner Vermarktungsstrategie gehandelt werden.

In Abbildung 7 sind die aggregierten Leistungsverläufe aller Netzverknüpfungspunkte und die vermiedenen Abregelungsverluste aufgezeigt. Durch die angewendete koordinierte Netzbetriebsführungsstrategie kann der Anlagenbetreiber in Zusammenarbeit mit dem Netzbetreiber von der vorgeschriebenen Einspeisegrenze abweichen bzw. diese variieren, um

mehr regenerative Erzeugungsleistung in das Netz einzuspeisen und die Wirtschaftlichkeit seiner Anlagen erhöhen.

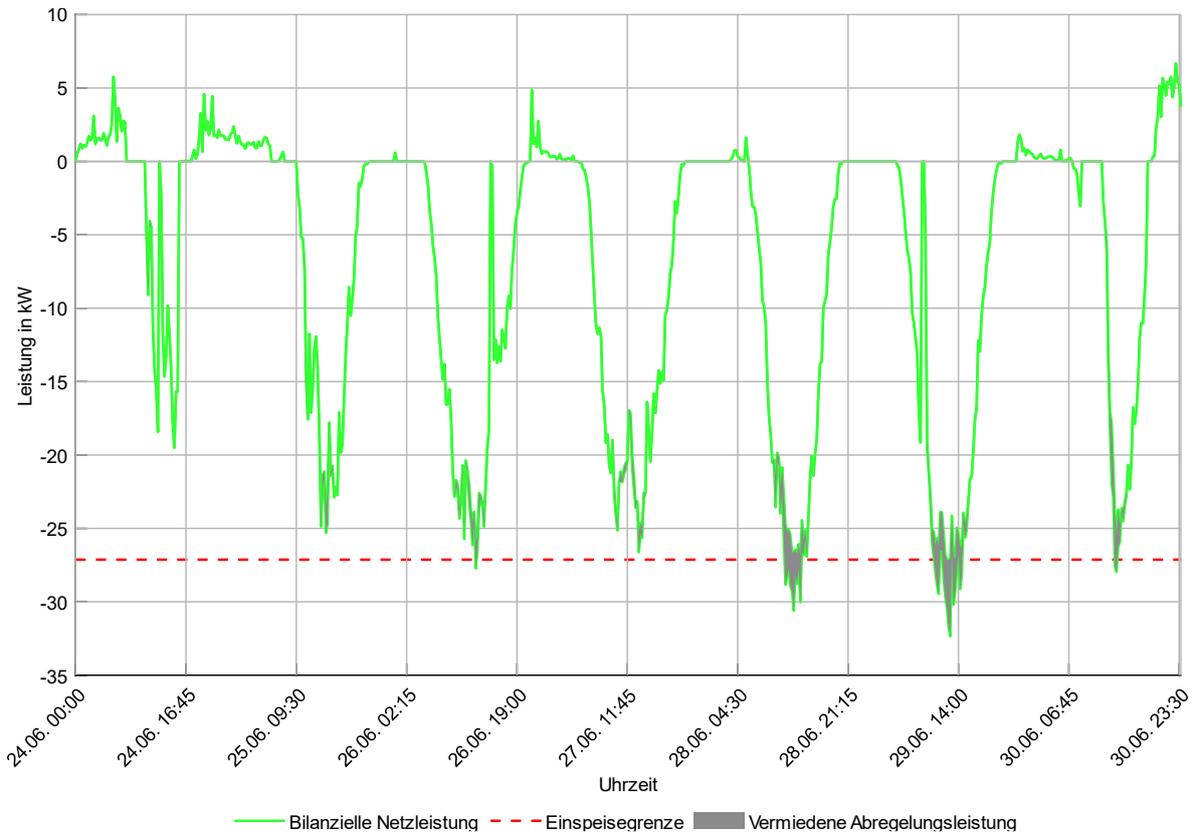


Abbildung 7: Leistungsverläufe auf bilanzieller Netzebene mit vermiedenen Abregelungsverluste

Wird die Vermarktung von Leistungsflexibilität beispielsweise aus den BSS hinzugezogen ergibt sich der in Abbildung 8 gezeigte Kurvenverlauf für die exemplarische Simulation. Es ist deutlich zu erkennen, dass die gehandelte Leistung einen wesentlichen Einfluss auf die bilanzielle Netzleistung besitzt. In der aktuellen Umsetzung hat der Marktteilnehmer ausschließlich die Möglichkeit das gesamte Flexibilitätsangebot bei Überschreiten eines Grenzpreises zu vermarkten.

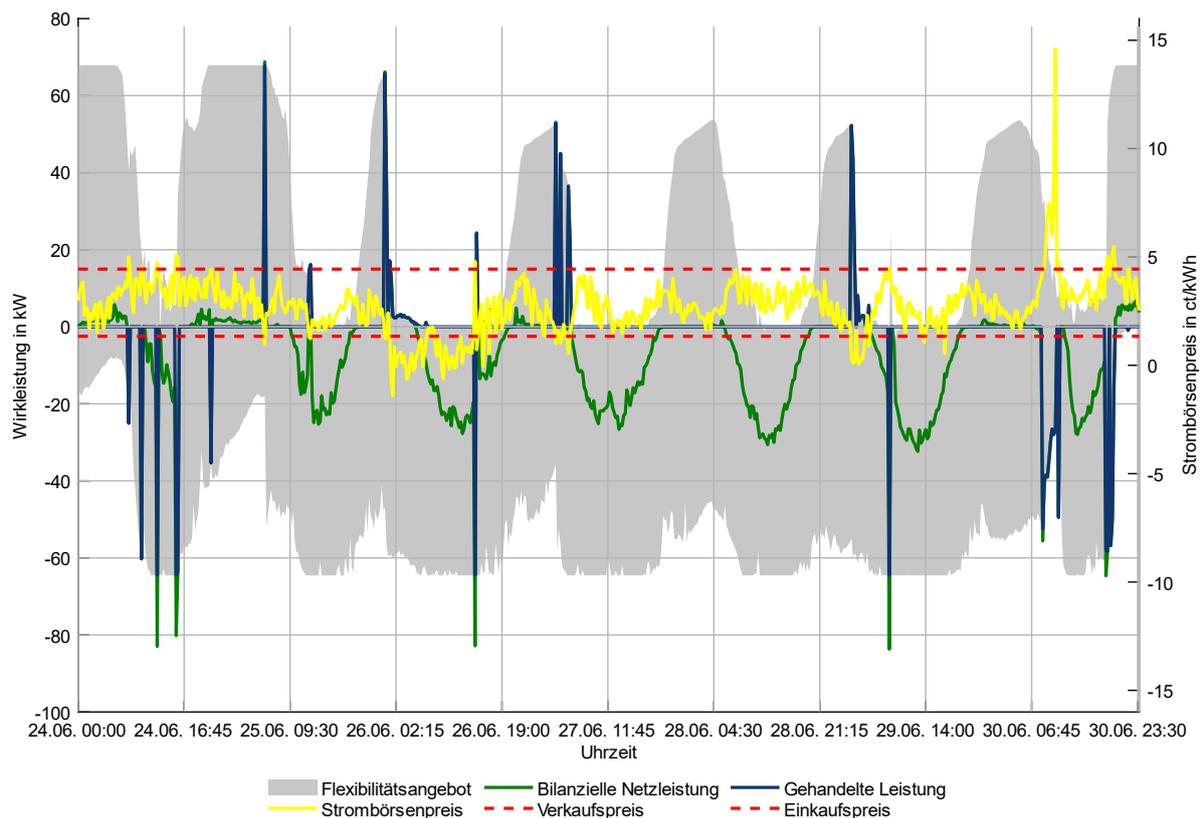


Abbildung 8: Vermarktung von Leistungsflexibilität am Strommarkt

Die resultierenden Kennzahlen in Tabelle 1 verdeutlichen zusätzlich die beschriebenen Zusammenhänge. Aufgeteilt nach den drei Akteuren werden spezifische Kennzahlen zugeordnet. Mit Ausnahme der Kennzahlen des Netzbetreibers verbessern sich alle Kennzahlen durch den Einsatz der koordinierten Betriebsstrategie. Nichtsdestotrotz liegen die Werte innerhalb bestehender Grenzwerte und spiegeln auch gleichzeitig die gesteigerte Ausnutzung des Verteilnetzes wieder.

Tabelle 1 Kennzahlen

Akteur	Kennzahl	WOCS	WCS	Tendenz
Anlagenbetreiber	Abregelungsenergie	38,74 kWh	0 kWh	↓
	PV-Erzeugungenergie	1,97 MWh	2,02 MWh	↑
Netzbetreiber	Netzverluste	6,24 kWh	12,98 kWh	↑
	Maximale Transformatorauslastung	26,94 %	81,85 %	↑
Marktteilnehmer	Verkaufte Energie am Strommarkt	0 kWh	262,04 kWh	↑
	Eingekaufte Energie am Strommarkt	0 kWh	148,17 kWh	↑
	Handelsbilanz	0 €	52,20 €	↑

6 Zusammenfassung und weitere Forschungsarbeiten

In dieser Ausarbeitung wird ein mögliches Netzbetriebsführungskonzept für die Verteilnetzebene vorgestellt. Innerhalb des Netzbetriebs wird die aktuelle und zukünftige Rolle von Prosumern mit ihren technischen Anlagen und deren Flexibilitätspotential besonders hervorgehoben. In Form von exemplarischen Simulationsstudien werden mögliche Vorteile für die Akteure durch den Einsatz von koordinativen Maßnahmen und die Verwendung von Flexibilität aufgezeigt.

In weiteren Forschungsarbeiten werden die ersten Ansätze weitergeführt und konkretisiert. Das bundesgeförderte Forschungsprojekt flexess setzt das hier vorgestellte Konzept in den nächsten drei Jahren ein und erweitertes, um das optimierte Verhalten der Marktteilnehmer sowie der Entwicklung eines abstrakten Strommarktmodells mit der Möglichkeit selbstkonzipierte Kapazitätsmärkte modelltechnisch abzubilden. In Netprosum2030 wird das zukünftige Verhalten von Prosumern in Simulationsstudien und Laboruntersuchungen bestimmt und das Potential von Prosumer-Anlagen zur Flexibilitätserbringung aufgezeigt. Das landesgeförderte Forschungsprojekt SiNED erweitert das vorgestellte Netzbetriebsführungskonzept, um die effiziente Verwaltung von Blindleistung zur lokalen Spannungsregelung, als auch im koordinierten Einsatz auf Netzebene.

7 Referenzen

- [1] R. Madlener, B. Hirschl, C. Lutz, und C. Oberst, "Prosumer-Haushalte: Private Haushalte als neue Schlüsselakteure einer Transformation des Energiesystems," Schlussbericht, Aachen, Osnabrück, Berlin, 2016.
- [2] Flaute M., Großmann A., Lutz C., *Prosumer-Haushalte aus gesamtwirtschaftlicher Sicht: GWS Discussion Paper*. www.researchgate.net/publication/303555567_Prosumer-Haushalte_aus_gesamtwirtschaftlicher_Sicht. Zuletzt geprüft am: 10.02.2020.
- [3] *Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende*, 2016.
- [4] T. Tjaden, J. Bergner, J. Weniger, und V. Quaschnig, "Repräsentative elektrische Lastprofile für Wohngebäude in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis," Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin, Berlin, 2015. Zuletzt geprüft am: 25.04.2016.
- [5] C. Reinhold und B. Engel, "Simulation environment for investigations of energy flows in residential districts and energy management systems," In *International ETG Congress 2017*, ETG (Hrsg.), Berlin, Offenbach: VDE Verlag GmbH, 2017.
- [6] J. Weniger, J. Bergner, T. Tjaden, und V. Quaschnig, "Bedeutung von prognosebasierten Betriebsstrategien für die Netzintegration von PV-Speichersystemen," Bad Staffelstein, 2013.
- [7] J. Suckow, "Weiterentwicklung der Stromnetze," Berlin, 2015.
- [8] J. Figgenger, D. Haberschusz, und K.-P. Kairies, "Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0: Jahresbericht 2018," Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe, Aachen, 2018. www.speichermonitoring.de/fileadmin/user_upload/Speichermonitoring_Jahresbericht_2018_ISEA_RWTH_Aachen.pdf. Zuletzt geprüft am: 07.08.2018.
- [9] B. Engel und J. Wussow, *Können PV-Speichersysteme die Netzintegration der Elektromobilität unterstützen?: Kurzstudie*. die-sonne-speichern.de/wp-content/uploads/2019/03/studie_speicher_netzausbau_ev.pdf. Zuletzt geprüft am: 10.20.2020.
- [10] VDE|FNN, "Netzintegration Elektromobilität: Leitfaden für eine flächendeckende Verbreitung von E-Fahrzeugen," VDE | FNN Hinweis, Berlin, 2019.

- [11] S. Koch und B. Engel, "Auswirkungen einer netzdienlichen Betriebsweise von Wärmepumpen auf ein PV-dominiertes Neubaugebiet," Goslar, 2016.
- [12] L. Hirth, "Engpassmanagement," 2017.
- [13] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), "Netzdienlicher Einsatz von Flexibilitäten: 10 Leitsätze zur Entwicklung eines zukunftsfähigen regulatorischen Rahmens," dena-Positionspapier, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, 2019.
- [14] C. Pfeiffer, B. Strohmayer, und H. Loew, "Leistungsfähigkeit des Stromnetzes für die Energiewende verbessern," Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE), Berlin, 2018. www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere_Stellungnahmen/BEE/BEE_Hintergrundpapier_Redispatch.pdf. Zuletzt geprüft am: 29.01.2020.
- [15] J. Büchner, "Marktbasiertes Engpassmanagement als notwendige Ergänzung zum regulierten Redispatch," 2019. www.e-bridge.de/wp-content/uploads/2019/09/20190904_NODES_Marktbasierter_RD_DEUTSCH_v10_sent.pdf. Zuletzt geprüft am: 28.01.2020.
- [16] L. Hirth, I. Schlecht, C. Maurer, und B. Tersteegen, "Kosten- oder Marktbasiert? Zukünftige Redispatch-Beschaffung in Deutschland: Schlussfolgerungen aus dem Vorhaben „Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch“,“ Abschlussbericht, Berlin, 2019. www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/zukuenftige-redispatch-beschaffung-in-deutschland.pdf?__blob=publicationFile&v=8. Zuletzt geprüft am: 28.01.2020.
- [17] Bundesnetzagentur, *Engpassmanagement*. www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Instituten/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/engpassmanagement-node.html. Zuletzt geprüft am: 27.01.2020.
- [18] K. Schmitz und C. Weber, "Ausgestaltung von Strommärkten im Hinblick auf ein geeignetes Engpassmanagement," Essen, 2013.
- [19] Bundesnetzagentur, *Redispatch*. www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Instituten/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Redispatch/redispatch-node.html. Zuletzt geprüft am: 28.01.2020.
- [20] BDEW und E-Bridge Consulting GmbH, "Zukünftige Rolle des Verteilnetzbetreibers in der Energiewende: Handlungsempfehlungen für die Weiterentwicklung des ordnungspolitischen Rahmens," 2016. www.bdew.de/media/documents/20160906_Studie-E-Bridge-MITNETZ-DSO2.0-Paper.pdf.
- [21] Bundesverband Windenergie (BWE), *Netze: Das intelligente Bindeglied zwischen Erneuerbaren Energien und Stromverbrauchern*. www.wind-energie.de/themen/netze/. Zuletzt geprüft am: 30.01.2020.

- [22] Kraftfahrt-Bundesamt, *Jahresbilanz des Fahrzeugbestandes am 1. Januar 2019*. www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/b_jahresbilanz.html?nn=644526. Zuletzt geprüft am: 30.01.2020.
- [23] Chargemap, *Statistiken*. de.chargemap.com/about/stats. Zuletzt geprüft am: 30.01.2020.
- [24] Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e.V., *Marktzahlen 2018: Nachhaltiges Wachstum mit Luft nach oben, deutliches Signal für die Politik*. www.waermepumpe.de/presse/pressemitteilungen/details/bwp-marktzahlen-2018-nachhaltiges-wachstum-mit-luft-nach-oben-deutliches-signal-fuer-die-politik/. Zuletzt geprüft am: 30.01.2020.
- [25] J. Büchner, "Die Zukunft der Verteilnetze: Smarte Koordinierung von Flexibilitäten und Verknüpfung von Einspeisungen und Lasten," 2017.
- [26] BDEW, "BDEW-Roadmap: Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland," Berlin, 2013. www.bdew.de/media/documents/BDEW-Roadmap-Smart-Grids.pdf. Zuletzt geprüft am: 28.08.2019.
- [27] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), "Regulatorischer Handlungsbedarf zur Erschließung und Nutzung netzdienlicher Flexibilität: dena-Analyse," Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, 2019.
- [28] A. Zeiselmair, A. Bogensperger, S. Köppl, T. Estermann, D. Wohlschlage, und M. Müller, "Altdorfer Flexmarkt: Konzeptbeschreibung, Zielsetzung, Funktionsweise und Prozesse des Altdorfer Flexmarkts," 2018.
- [29] C. Blaufuß, M. Dumeier, M. Kleinau, H. Krause, und J. Minnemann *et al.*, *Development of a Process for Integrated Development and Evaluation of Energy Scenarios for Lower Saxony: Final report of the research project NEDS – Nachhaltige Energieversorgung Niedersachsen*. Göttingen: Cuvillier, 2019.
- [30] F. Paulat, J. Hermanns, K. Kotthaus, S. Pack, J. Meese, und M. Zdrallek, "Präventives Netzengpassmanagement durch die Nutzung regionaler Flexibilitätsmärkte," In *15. Symposium Energieinnovation*, 2018.
- [31] G. Kerber, "Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen," Dissertation, Technische Universität München, München, 2010.