

BEITRAG PRIVATER HAUSHALTE ALS REGIONALE FLEXIBILITÄT ZUR VERTEILNETZ-BETRIEBSOPTIMIERUNG

Martin Uhrig¹, Michael Suriyah¹, Thomas Leibfried¹, Sven Wagner²,
Bernhard Betz² und Johannes Krämer²

¹KIT, Engesserstr. 11, 76131 Karlsruhe, martin.uhrig@kit.edu, www.ieh.kit.edu

²EWR Netz GmbH, Klosterstraße 16, 67547 Worms, wagner.sven@ewr-netz.de, www.ewr-netz.de

Kurzfassung: Am Beispiel eines 20-kV-Mittelspannungsnetzes wird das Potential privater Haushalte zur Netzbetriebsoptimierung durch Bereitstellung vorhandener Flexibilitäten untersucht. Hierfür wird zunächst der Ansatz zur Modellierung der dezentralen Einspeisung und der Lasten für das gesamte Netzgebiet vorgestellt. Darauf aufbauend erfolgt ein Ausbauszenario für PV-Speicher für alle Haushalte mit PV-Anlage im Versorgungsgebiet. Neben den PV-Speichern werden weiterhin die Wärmeversorgung der Haushalte sowie vorhandene Elektrofahrzeuge als Flexibilitäten modelliert. Am Beispiel eines Haushaltes werden die jeweiligen Flexibilitäten der Verbraucher, sowie deren Verfügbarkeit im Jahresverlauf vorgestellt. Weiterhin wird der veränderte Gesamtlastverlauf aller Haushalte mit PV-Speicher für das einfache Lademanagement evaluiert. In einem Netzabschnitt mit hohen Einspeiseleistungen eines Windparks wird das Potential zur Netzbetriebsoptimierung mit den verfügbaren Flexibilitäten untersucht. Zuletzt werden die maximalen Kosten für den Abruf der Flexibilitäten aus Sicht des Netzbetreibers und eines Kunden präsentiert.

Keywords: Smart Grid, Regionale Flexibilität, Netzbetriebsoptimierung, Engpassmanagement, Lastverschiebung, PV-Speicher, Elektromobilität, Wärmestrom, Unterbrechbare Verbrauchseinrichtung

1 Einleitung

Die Anzahl notwendiger Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau von Verteilnetzen entsprechend § 9 Abs. 1 EEG lag von April 2013 bis April 2015 bei jeweils über 1.400 pro Jahr und ist damit gegenüber April 2009 mit 458 Maßnahmen deutlich gestiegen [BNA2015]. Damit die notwendigen Investitionen in die Verteilnetze weiterhin effizient getätigt werden, wird das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie die Anreizregulierung novellieren und prüft „*ob Investitionen in innovative und intelligente Netze mit den vorhandenen Instrumenten der Anreizregulierung zeitnah in den Erlösbergrenzen abgebildet werden können...*“ [BUN2015]. In der Stellungnahme des BDEW wird unter anderem festgehalten, dass solche Maßnahmen langfristig Kosten senken können, jedoch kurzfristig höhere Investitionen nötig sind. Da intelligente Ausbaumaßnahmen jedoch mit einer Verschiebung von Kapital- zu Betriebskosten einhergehen, besteht für Netzbetreiber derzeit die Gefahr, dass innovative Lösungen zur Vermeidung konventioneller Ausbaumaßnahmen bestraft werden [BDE2015].

Zahlreiche Studien belegen den Nutzen intelligenter Maßnahmen als Alternative zum konventionellen Netzausbau. Neben intelligenten Betriebsmitteln können unter anderem

auch Flexibilitäten, bereitgestellt durch Haushalte und Gewerbebetriebe, einen Beitrag zur effizienten Integration dezentraler Energieerzeugungsanlagen leisten. In der VDE-Studie „Regionale Flexibilitätsmärkte“ wird konkret ein marktbasierter Ansatz zur Nutzung dieser Flexibilitäten vorgestellt [VDE2014]. Während Verteilnetzbetreiber gemäß § 14a EnWG die Möglichkeit der direkten Steuerung von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen haben, wird in dem alternativen Ansatz des regionalen Flexibilitätsbedarfs, ähnlich der Ausschreibung des Regelleistungsbedarfs auf Übertragungsnetzebene, der Bedarf an Flexibilität mittels einer zentralen Plattform angekündigt. Sogenannte Aggregatoren, welche flexible Lasten, Erzeuger und Speicher in ausgeschriebenen Regionen unter Vertrag haben, können mit entsprechenden Angeboten darauf reagieren. Finden sich genügend Teilnehmer, so wird sich ein Wettbewerb unter den Bietenden einstellen.

Unabhängig davon, ob der Netzbetreiber selbst oder andere Akteure Flexibilitäten abrufen oder bereitstellen, muss zunächst deren Bedarf beziffert werden können. Dafür muss der Zustand des Netzes bspw. über einen Zeitraum von bis zu einer Woche möglichst präzise prognostiziert und im laufenden Netzbetrieb überwacht werden. Vor allem in Versorgungssträngen oder ganzen Niederspannungsnetzen, die temporär durch starke Einspeisung oder Lastspitzen gefährdet sind, kann nur durch lokale Kompensation ein Netzausbau vermieden werden. Das lokale Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch ist auch ein Kerngedanke des „Zellularen Ansatzes“ [VDE2015]. Um maximalen Nutzen aus der Vermarktung regionaler Flexibilitäten ziehen zu können, bedarf es einer intelligenten Einteilung solcher Zellen, damit der Abruf der Flexibilität seine gewünschte Wirkung erreicht. Hierbei müssen bspw. auch Schalthandlungen im betroffenen Gebiet berücksichtigt werden.

Sofern Netzengpässe nur temporär auftreten, sollte die Nutzung regionaler Flexibilitäten zu deren Beseitigung eine günstige Alternative zum Netzausbau darstellen. Dafür müssen dem Bedarf entsprechend genügend Flexibilitäten zur Verfügung stehen und deren Abrufkosten konkurrenzfähig zu den Netzausbaukosten sein.

2 Simulative Umsetzung

Den Untersuchungen liegt das Modell des 20-kV-Mittelspannungsnetzes der *EWR Netz GmbH* zu Grunde. Um die hier erforderlichen Aufgaben des Netzbetreibers (Netzzustandsidentifikation und -prognose) abzubilden, wurde das Netzmodell um synthetische Niederspannungsnetze, sowie angeschlossene Lasten und Erzeuger ergänzt (vgl. Kapitel 3). Meldet der Netzbetreiber in einem Netzgebiet Flexibilitätsbedarf, können Aggregatoren Lastinformationen flexibler Verbraucher mit Erzeugungseinrichtung (Prosumer), zentraler Ladeinfrastrukturen, etc. an relevanten Netzknoten sammeln, und diese dem Netzbetreiber anbieten.

2.1 Rolle des Verteilnetzbetreibers

Der Verteilnetzbetreiber ist für die sichere und wirtschaftliche Bewirtschaftung der Mittel- und Niederspannungsnetze zuständig. Im Kontext dieser Untersuchungen bedeutet dies, Engpässe im Netz möglichst effizient zu lokalisieren und zu prognostizieren und diese mit vorhandenen technischen Gegebenheiten nach Möglichkeit zu beseitigen. Die dafür nötige Zustandsschätzung im Mittel- und Niederspannungsnetz funktioniert mit angemessenem

messtechnischem Aufwand zuverlässig. Demgegenüber birgt die Zustandsprognose mit zunehmendem Prognosehorizont aufgrund der Anforderung an eine örtlich und zeitlich möglichst hohe Auflösung größere Schwierigkeiten. Je zuverlässiger diese jedoch funktioniert, umso besser kann der Bedarf an Flexibilität abgebildet werden und sollte sich entsprechend in dessen Beschaffungskosten positiv auswirken. Neben Zeitraum und Höhe des positiven oder negativen Leistungsbedarfs wird gegenüber der Regelleistungsausschreibung im Übertragungsnetz eine zusätzliche räumliche Angabe benötigt.

Der Ansatz wird auf das Netzgebiet der *EWR Netz GmbH* übertragen, um Aussagen hinsichtlich der Anforderungen an die Genauigkeit der Zustandsüberwachung und -prognose und der sinnvollen Dimensionierung von Flexibilitäts-Zellen treffen zu können. Im Fokus dieser Veröffentlichung steht der Beitrag privater Haushalte im diesem Gesamtkonzept.

2.2 Rolle privater Haushalte mit vorhandenen Flexibilitäten

Private Haushalte mit flexiblen Lasten wie z.B. Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen oder Blockheizkraftwerken und Photovoltaik- (PV-) Speichern können bezogen auf den normalen Lastverlauf nennenswerte Energiemengen auch über mehrere Stunden verlagern. Gewähren die Kunden die Regelung einer unterbrechbaren Verbrauchseinrichtung durch den Netzbetreiber, so reduzieren sich die zu entrichtenden Netzentgelte. Im klassischen Fall betrifft dies Wärmestromanlagen. Nach § 14a EnWG gilt dies auch für Elektromobile. Mit dem Trend fallender Batteriepreise werden in Haushalten zukünftig zunehmend PV-Speicher zu finden sein. Bisher sind in Deutschland bereits über 32.000 solcher Anlagen in Betrieb. Bis 2030 wird die Leistung neuer PV-Anlagen sowie Anlagen die aus der Förderung laufen auf 35 GW geschätzt [AGO2014]. Mit diesem wachsenden Markt für PV-Speicher, ändern sich wiederum die Randbedingungen für die Energieversorger. Mit PV-Speicher können Haushalte über 60 % des Energieverbrauchs selbst decken. Wird der PV-Speicher jedoch nur zur Eigenverbrauchsoptimierung betrieben, ist die Ausnutzung verhältnismäßig gering und die Wirtschaftlichkeit des Systems ist nicht in allen Fällen zu gewährleisten. Mit der Vermarktung vorhandener Flexibilitäten, könnten die Systeme besser ausgenutzt und zusätzliche Erlöse erzielt werden.

3 Modellierung

3.1 Gesamtnetz

Das zugrundeliegende Mittelspannungsnetz versorgt 379.574 Einwohner auf einer geografischen Fläche von 1.252 km² in rund 1.850 Niederspannungsnetzen. Die Jahreshöchstlast im Jahr 2014 betrug ca. 313 MW. Die installierte Leistung lag im gleichen Jahr bei ca. 323 MW im Mittelspannungsnetz und bei ca. 90 MW im Niederspannungsnetz. Anhand öffentlich zugänglicher Daten der statistischen Landesämter Rheinland-Pfalz und Hessen wurden regionale Siedlungscharakteristika ermittelt und bei der Erstellung von synthetischen Lastprofilen nach [UHR2014] für einzelne Niederspannungs-Netzanschlüsse berücksichtigt. Der Energieverbrauch pro Netzanschlussknoten resultiert aus der Anzahl an zufällig zugewiesenen Einwohnern entsprechend der demografischen Verteilung (vgl. [DEU2012], [KER2011]). Zur Abschätzung des Energieverbrauchs von Gewerben und Landwirtschaftsbetrieben dient die durchschnittliche Mitarbeiterzahl (vgl. [FRA2013]). Deren

Gemeindezuordnung erfolgt ebenfalls auf Basis von Daten der statistischen Landesämter. Die Verteilung dezentraler Erzeuger beruht auf den öffentlichen Daten in [ENE2015]. Jeder Netzstation wurde ein synthetisches Niederspannungsnetz (vgl. [KER2011]) mit den modellierten Lasten und Erzeugern zugeordnet, sodass bei Bedarf auch Berechnungen im Niederspannungsnetz durchgeführt werden können.

Weiterhin wurde anhand verfügbarer Messdaten verschiedener Niederspannungsnetze ein statistischer Ansatz zur Modellierung individueller Blindleistungsprofile in Abhängigkeit des Gesamtlastgangs eines Netzes erstellt.

Das physikalische Modell des 20-kV-Netzes wird in *DigSILENT PowerFactory* simuliert und greift auf die in *Matlab* erstellten und in csv-Dateien hinterlegten Profile der auf die Stationen aggregierten Last und Einspeisung zu.

3.2 Klimadaten

Zur Modellierung der dezentralen Einspeisung dienen räumlich und zeitlich variable Klimaprofile nach [BER2012]. Das verwendete Klimamodell „Cosmo-CLM“ bietet das für die Untersuchungen beste Auflösungsverhältnis (zeitlich: 1 h; räumlich: 10 km). Auswertungen weiterer vom *Institut für Meteorologie und Klimaforschung des Karlsruher Instituts für Technologie* zur Verfügung gestellter Klimamessdaten, liefern die Grundlage eines statistischen Ansatzes zur Erstellung von Viertelstundenwerten aus jeweils einem Stundenmittelwert der Windgeschwindigkeit und Temperatur bzw. Summenwert der Globalstrahlung. Damit können die mit steigender Auflösung auftretenden Spitzen in den Erzeugungsprofilen besser abgebildet werden.

3.3 Dezentrale Erzeugungsanlagen

Bei der Modellierung der PV-Einspeisung wurden Wirkungsgrade der Module und Wechselrichter berücksichtigt. Mithilfe von direktem und diffusem Strahlungsanteil aus den Klimadaten, konnte für die über 7500 PV-Anlagen unter der Annahme einer optimalen Süd-Ausrichtung das resultierende Leistungsprofil ermittelt werden.

Für die Berechnung der Einspeiseleitung der Windkraftanlagen wurde, unter der Annahme eines Rauigkeitsfaktors von 0,1, zunächst die Windgeschwindigkeit von 10 m auf 117 m (Nabenhöhe) umgerechnet. Die Auswertung der Leistungsdaten von 14 Windkraftanlagen, bereitgestellt durch die *EWR Neue Energien GmbH*, zeigte, dass die Modellierung mit einer kumulativen generalisierten Extremwertverteilung eine bessere Anpassung beim Übergang in den Vollastbetrieb liefert, als mit der allgemein bekannten Windkurve ($P \sim v^3$). Zur Anpassung der mit dem Anlagen-Modell berechneten an den für einen Standort erwarteten Jahresenergieertrag, wurden die Parameter des Leistungsdiagramms mittels nichtlinearer Optimierung angepasst. Zuletzt wurden Abweichungen vom berechneten zum gemessenen Leistungsdiagramm beobachtet, sodass dem deterministischen Modell ein stochastischer Anteil überlagert wurde. Konkret wurde das windabhängige Leistungsdiagramm, in mehrere Intervalle unterteilt. Die Abweichungen der Messwerte vom deterministisch berechneten Leistungswert wurden in den verschiedenen Intervallen mit der logistischen Verteilungsfunktion abgebildet. Die Parameter inklusive der Begrenzungen für die Verteilungsfunktion wurden für alle Intervalle für die spätere Modellierung gespeichert.

3.4 Haushalte mit PV Anlage und flexiblen Lasten

Wie in Abschnitt 3.1 erläutert, wurde das vorliegende Netzmodell um statistische Datensätze ergänzt. Da die Zuordnung der Erzeugungsanlagen sowie der Verbrauchstypen innerhalb einer Gemeinde zufällig auf die zugehörigen Niederspannungsnetzknotten erfolgte, können Abweichungen gegenüber realen Gegebenheiten auftreten. Bei der Modellierung flexibler Verbraucher, wurden nur Gebäude mit bis zu sechs Einwohnern berücksichtigt. Dadurch ergibt sich ein Energiebedarf ohne steuerbare Lasten zwischen 1.457 kWh und 7.626 kWh. Weiterhin wurde für die Dimensionierung der PV-Speicher die installierte Leistung der Anlagen auf einen Bereich von 3 kWp bis 20 kWp beschränkt. Dabei sollten landwirtschaftliche Betriebe mit großen PV-Anlagen bewusst Berücksichtigung finden. Durch diese Einschränkung verblieben 4.391 Haushalte, die gemäß den folgenden Abschnitten mit zusätzlichen Verbrauchern ausgestattet wurden.

3.4.1 Wärmeversorgung

Den ausgewählten Haushalten wurden zufällig Gebäude mit den Isolationsstandards nach Tabelle 1 zugeteilt. Für das Szenario 2030 wurde angenommen, dass 5 % der ca. 4.391 Haushalte über eine Elektrospeicherheizung, 35 % über ein Blockheizkraftwerk und 60 % über eine Wärmepumpe mit Fußbodenheizung verfügen. Deren Versorgung teilt sich wiederum in 70 % Außenluft, 15 % Erdkollektor, 10 % Erdsonde und 5 % Grundwasser auf. Für Einfamilienhäuser mit Blockheizkraftwerk und Wärmepumpe wurde ein 300-L-Warmwasserspeicher modelliert. Haushalte mit Elektrospeicherheizung verfügen über einen 20-L-Warmwasserspeicher. In 10 % der Haushalte wurde zudem eine ergänzende Solarthermie-Anlage und für 15 % eine Klimaanlage modelliert.

Tabelle 1: Anteil der Einfamilienhäuser (EFH) und deren spezifische Energiebedarfe

	EFH 1978	EFH2009	EFH 2013
Relativer Anteil	11 %	33 %	56 %
Flächenbezogener Heizenergiebedarf	83 kWh/(m ² ·a)	36 kWh/(m ² ·a)	20 kWh/(m ² ·a)

Bei der Berechnung der elektrischen Lastprofile für den Wärmebedarf in Anlehnung an [DIN2013], findet neben Globalstrahlung und Außenlufttemperatur (vgl. Abschnitt 3.2) auch der personenbezogene Warmwasserbedarf Berücksichtigung. Die Bedarfsprofile werden ebenso wie die elektrischen Lastprofile mit einem statistischen Ansatz nach [JOR2001] erzeugt, wonach die Wahrscheinlichkeiten für das Baden, Duschen und weitere Anwendungen für verschiedene Typtage gegeben sind. Die dabei verbrauchten Wassermengen sind [STA2016] entnommen. Der für den Bedarf benötigte Warmwasseranteil ist abhängig von der Vorlauftemperatur (hier: 50 °C). Das Gesamtprofil berechnet sich aus der Summe der Profile einzelner Verbraucher.

In jedem Simulationsintervall (hier: 15 min) wird der Energiebedarf zum Heizen oder Kühlen, abhängig von Wasserbedarf, Lampentypen, thermischen Verlusten herkömmlicher Lasten und der Lüftungsanlage, bestimmt. Liegt die Raumtemperatur außerhalb eines Toleranzbereichs, wird im Falle des Heizens die erforderliche Energie aus dem Warmwasserspeicher entnommen. Zur Kühlung existiert kein Speicher. Sobald der Warmwasserspeicher unter den unteren Schwellwert (normal: 40 %) fällt, wird, wenn nötig über mehrere Zeitschritte, geladen, bis die obere Grenze (normal: 95 %) erreicht ist. Damit kann das Temperatur- und Leistungsprofil sowie der Ladezustand für den nächsten Zeitschritt berechnet werden. Das

elektrische Leistungsprofil der Heizungsanlagen resultiert aus der Umwandlung in Abhängigkeit der auslastungsabhängigen Wirkungsgrade der verschiedenen Heiz- oder Kühlsysteme.

3.4.2 Dimensionierung der PV-Speicher

Unter Verwendung der Dimensionierungsrichtlinien für PV-Speicher aus [UHR2015], wurden Ausbauszenarien für alle 4.391 Haushalte berechnet. Konkret wurde abhängig von der Entwicklung des Strombezugspreises, der PV-Einspeisevergütung und der Speicherpreise (Tabelle 2) für jeden Haushalt die optimale Speicherkapazität und das Jahr, ab dem die Investition rentabel ist, ermittelt. Als weitere Eingangsgrößen dienen Jahresenergieverbrauch und installierte PV-Leistung eines Haushaltes.

Tabelle 2: Annahmen für das Referenz-Ausbauszenario ab dem Jahr 2015

Strompreis	PV-Vergütung	Kalkulationszins	Variable Speicherkosten	Speicher-Fixkosten
28 ct/kWh (+2 %/a)	12 ct/kWh (-10 %/a)	2 %	1000 €/kWh (-8 %/a)	3000 € (-2 %/a)

Die Entwicklung der Speicherkosten beruht auf Angaben in [NYK2015]. Die Degression der PV-Vergütung wurde anhand des Zielkorridors der deutschen Bundesregierung für den PV-Ausbau abgeschätzt. Die Strompreisentwicklung lag in den letzten zehn Jahren bei durchschnittlich +5,0 % und wurde im Referenzfall konstant zu +2 % angenommen. Um den Einfluss von Variationen auf die Ausbautwicklung zu ermitteln, wurden Sensitivitäten bei der Speicherdimensionierung berücksichtigt (Tabelle 3). Im Referenzszenario liegt die durchschnittliche Bruttokapazität der PV-Speicher bei 4 kWh (Maximum: 8 kWh; Minimum: 2,5 kWh). Jedoch ist die Investition nur für 69,5 % der Haushalte bis 2030 rentabel (vgl. Tabelle 3).

3.4.3 Elektrofahrzeug

Die Modellierung des Elektrofahrzeugs in den einzelnen Haushalten beruht auf Auswertungen der Jahresfahrleistung unterschiedlicher Haushalte, sowie der Abfahrts- und Ankunftszeiten zu Hause (vgl. [DLR2010]). Unter der Annahme eines Energiebedarfs von 20 kWh pro 100 km, kann mithilfe der zuvor ermittelten Jahresfahrleistung s_a ein Mittelwert des täglichen Energiebedarfs berechnet werden. Anhand dieses Wertes wurde eine mögliche Kapazität C_{EV} der Elektrofahrzeugbatterie gemäß Gleichung (1) bestimmt.

$$C_{EV} = \begin{cases} 20 \text{ kWh} & \forall \frac{s_a}{365} \cdot \frac{20 \text{ kWh}}{100 \text{ km}} \leq 15 \text{ kWh} \\ 40 \text{ kWh} & \forall 15 \text{ kWh} < \frac{s_a}{365} \cdot \frac{20 \text{ kWh}}{100 \text{ km}} \leq 35 \text{ kWh} \\ 80 \text{ kWh} & \forall \frac{s_a}{365} \cdot \frac{20 \text{ kWh}}{100 \text{ km}} > 35 \text{ kWh} \end{cases} \quad (1)$$

Zur Erstellung der Ladeprofile wurde angenommen, dass durchschnittlich 70 % der gefahrenen Kilometer werktags und jeweils 15 % an Samstagen und Sonntagen inklusive Feiertagen zurückgelegt werden. Unter der Annahme dass die Fahrzeuge überwiegend zu Hause geladen werden, wurde daraus der Energiebedarf bzw. der Ladezustand bei Ankunft ermittelt. Neben Ankunfts- und Abfahrtszeiten wurde auch der durchschnittliche Ladezustand bei Ankunft variiert. Es wird angenommen dass das Elektrofahrzeug bis zur Abfahrt vollgeladen sein muss, und im Falle des ungesteuerten Ladens nach Möglichkeit mit 3,7 kW geladen wird. Das modellierte Ladeprofil basiert auf gemessenen Ladekurven (vgl.

[UHR2013]). Bei kürzeren Verweildauern wurde die Leistung beim ungesteuerten Laden so erhöht, dass das Vollladen möglich ist. Die maximale Ladeleistung beträgt 22 kW.

4 Ergebnisse und Diskussion

4.1 Flexibilitäten im Haushalt

Die Flexibilitäten die von einem Haushalt bereitgestellt werden können, werden am Beispiel eines Vierpersonen-Haushaltes vorgestellt. Die Familie lebt in einem Niedrigenergiehaus, das über eine PV-Anlage mit einer Leistung von 5,38 kWp verfügt. Der Jahresenergiebedarf beträgt 4.502 kWh. Das modellierte Elektrofahrzeug hat bei einer Jahresfahrleistung von 16.485 km einen zusätzlichen Energiebedarf von 3.297 kWh und wird vorwiegend zu Hause geladen. Es wird eine Kapazität von 20 kWh und eine maximale Lade- bzw. Entladeleistung von +/- 22 kW angenommen. Weiterhin verfügt der Haushalt über eine Wärmepumpe mit 20 kW thermischer Leistung (COP = 3,5), sowie eine Fußbodenheizung inklusive 300-Liter-Warmwasserspeicher. Der elektrische Energiebedarf der Heizungsanlage inklusive Trinkwarmwasser-Aufbereitung beträgt 2.454 kWh. Zuletzt steht ein PV-Speicher mit einer Bruttokapazität von 5 kWh und 5 kW Nennleistung zur Verfügung. Weitere flexible Verbraucher wurden darüber hinaus nicht modelliert.

4.1.1 Elektrofahrzeug

In Abbildung 1 (a) ist das Elektrofahrzeug ab ca. 17:00 Uhr am Stromnetz angeschlossen und muss bis 8:00 Uhr am nächsten Morgen 10 kWh nachladen. Das obere Limit für die Bereitstellung von Flexibilität ergibt sich aus dem direkten Laden mit voller Leistung nach dem Anschließen an das Netz. Das untere Limit resultiert aus dem Entladen des Elektrofahrzeugs bis zu einem unteren Ladezustand von 30 % und dem möglichst späten Vollladen vor Abfahrt. Zwischen diesen beiden Limits könnte das Fahrzeug unter Berücksichtigung maximaler und minimaler Lade- und Entladeleistungen beliebig geladen und entladen werden. Im Falle des ungesteuerten Ladens mit 3,7 kW direkt nach Ankunft, wäre das Fahrzeug bis 21:00 vollständig geladen. Die Differenz zwischen einem Wunschprofil und den beiden Grenzkurven kann unter Einhaltung der Leistungsbegrenzung als Flexibilität in Form positiver bzw. negativer Leistung zur Verfügung gestellt werden (Abbildung 2). Wird das Fahrzeug nach Ankunft wenn möglich mit 3,7 kW geladen, so könnte an über 300 Tagen im Jahr ab 20:00 Uhr bis ca. 5:00 Uhr morgens mindestens einmal über eine halbe Stunde mit voller Leistung in das Netz eingespeist werden (Abbildung 2 (a)), unter Berücksichtigung dass das Fahrzeug bis zur Abfahrt wieder vollständig geladen sein muss. Im Gegenzug fällt bei gleichem bevorzugtem Ladeverhalten der Betrag der bereitstellbaren Ladeleistung zur Kompensation von hoher dezentraler Einspeisung in den meisten Fällen deutlich geringer aus (Abbildung 2 (b)). Zudem variieren die Werte deutlich stärker, was die Planbarkeit erschwert. Generell kann der Ladevorgang meist bis in die frühen Morgenstunden verschoben werden, was zugunsten einer verlängerten Batterielebensdauer in Betracht gezogen werden sollte. Denn das Verweilen der Batterie bei hohen aber auch sehr niedrigen Ladezuständen, wirkt sich besonders negativ auf die kalendarische Alterung der Zellen aus (vgl. [SCH2014]).

Sofern der Nutzer Einschränkungen durch reduzierte Reichweite in der Nacht in Kauf nimmt, kann das Elektrofahrzeug aufgrund der höheren Batteriekapazität und Ladeleistung speziell in der Nacht betragsmäßig größere Flexibilitäten anbieten als der PV-Speicher.

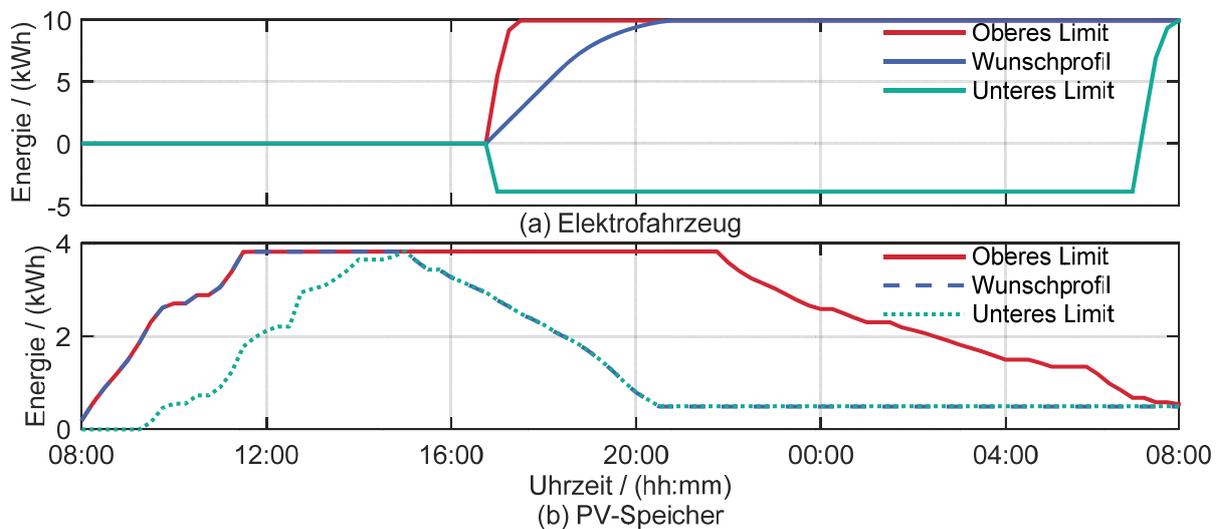


Abbildung 1: Kumulierter Energiebedarf zur Bestimmung des unteren und oberen Limits für die Bereitstellung von Flexibilität

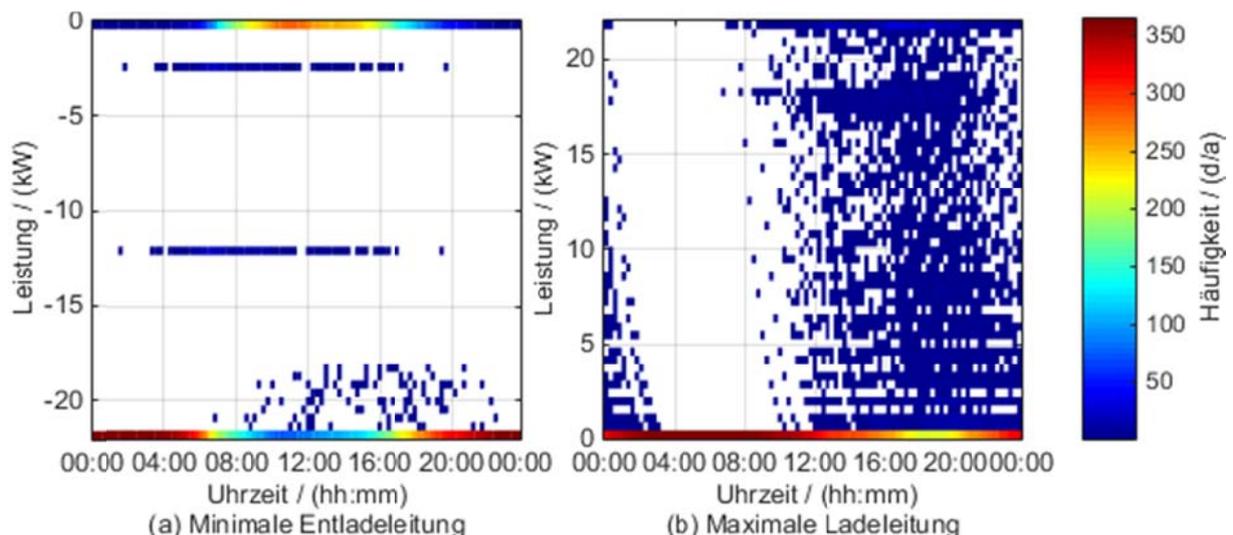


Abbildung 2: Abrufbare Flexibilitäten des Elektrofahrzeugs ausgehend vom Wunschprofil

4.1.2 PV-Speicher

PV-Speicher haben abgesehen von internen Verlusten im Gegensatz zum Elektrofahrzeug keinen zusätzlichen Energiebedarf (Abbildung 1 (b)). Beim einfachen Lademanagement, wird der PV-Speicher bei einem PV-Überschuss direkt geladen und ist bis zur Mittagszeit voll (Abbildung 1 (b), Wunschprofil). Sobald der Energiebedarf überwiegt, wird der Speicher entladen und ist am Abend bereits leer. Da bisher keine Anreize für intelligentes Laden bestehen, stellt dies aktuell das Wunschprofil dar. Das obere Limit in Abbildung 1 (b) entsteht durch möglichst frühes Voll- und spätes Entladen, was einer guten Prognose des Lastverlaufs in den Abendstunden und in der Nacht bedarf. Das untere Limit ergibt sich aus dem umgekehrten Fall und erfordert vor allem eine möglichst präzise PV-Prognose.

Bei der reinen Eigenverbrauchsoptimierung ist die Speicher-Ausnutzung im dargestellten Haushalt mit 2721 Betriebsstunden pro Jahr verhältnismäßig gering. In 6039 h/a verrichtet der Speicher also keine Arbeit und ist ca. die Hälfte des Jahres leer und zu 20 % des Jahres vollgeladen (Abbildung 3).

Für eine bessere Ausnutzung des PV-Speichers ist die Bereitstellung zusätzlicher Flexibilität sinnvoll. Zwar sind die Bemessungsgrößen des PV-Speichers kleiner als die des Elektrofahrzeuges, die Verfügbarkeit am Netz ist jedoch deutlich höher. Der Speicher kann aufgrund des geringen Ladezustandes in der Nacht zusätzlich Leistung aufnehmen. In den Mittags- und Nachmittagsstunden kann bei hohem Ladezustand auch Leistung ins Netz eingespeist werden, um bspw. kurzzeitige Leistungseinbrüche der dezentralen Erzeuger zu kompensieren. Bei der Verfügbarkeit an positiver und negativer Flexibilität müssen zudem die saisonalen Unterschiede des Ladezustandes berücksichtigt werden. Vor allem im Winterhalbjahr kann der Speicher zusätzliche Leistung aufnehmen. Um Netzengpässe aufgrund hoher PV-Einspeisung im Sommer zu vermeiden, sollte der Ladevorgang in diesem Zeitraum verzögert starten.

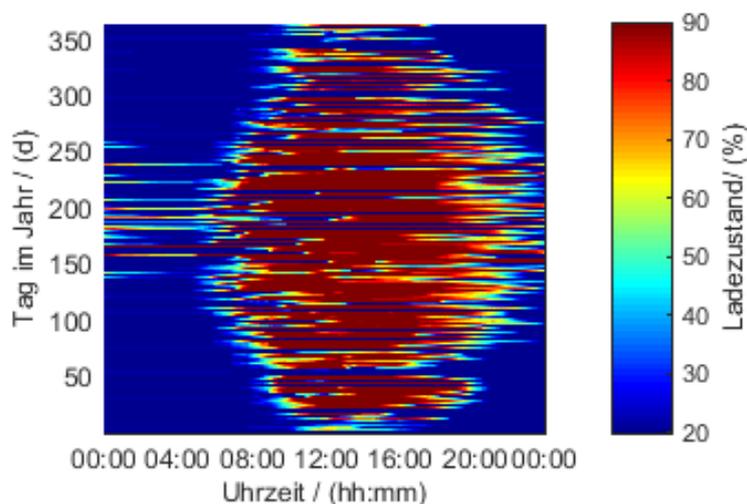


Abbildung 3: Ladezustand des PV-Speichers im Jahresverlauf

4.1.3 Wärmeversorgung

Zur Darstellung der aus der Wärmeversorgung resultierenden Flexibilität, wurde die Raum-Solltemperatur des Gebäudes für den Prognosezeitraum von 48 h ausgehend von 20 °C um ein Grad erhöht bzw. verringert. Außerdem wurde die untere Begrenzung des Ladezustandes, ab der der Warmwasserspeicher geladen wird, von 40 % um 10 % erhöht bzw. verringert. In Abbildung 4 sind Verläufe des Energiebedarfs, der Raumtemperatur und des Ladezustandes, beginnend von gleichen Ausgangswerten zu Beginn der Prognose um 8:00 Uhr morgens, dargestellt. Vor allem durch die Anpassung der Solltemperatur kann der elektrische Energiebedarf reduziert, aber auch deutlich vergrößert werden. Dieser beläuft sich innerhalb von 48 h im Referenzfall auf 4,4 kWh, bei Reduktion auf 3,1 kWh und bei Erhöhung auf 9,6 kWh. Die Änderung des Ladezustandes resultiert neben der Entnahme für den Heizkreislauf auch aus der Nutzung für die Warmwasseraufbereitung. Im Laufe des ersten Tages ergibt sich ein Unterschied zwischen unterem und oberem Limit von ca. 4 kWh, da für die obere Grenzkurve die Raumtemperatur zunächst um 1 °C auf 21 °C erhöht wird. Nach 24 h liegt der Unterschied bei zunächst vollem Warmwasserspeicher und Soll-

Raumtemperatur bei 5,8 kWh. Offensichtlich geht das Einhalten unterschiedlicher Solltemperaturen mit verschiedenen Energiebedarfen einher. Daher wächst die Differenz zwischen den beiden Grenzkurven mit steigendem Prognosehorizont (Abbildung 4 (a)). Es sei angemerkt, dass die Unterschiede abhängig vom Warmwasserbedarf und vom Isolationsstandard deutlich variieren.

Saisonale Unterschiede des Energiebedarfs der Wärmeversorgung sind erwartungsgemäß signifikant (Abbildung 5). 80 % entfallen auf das Winterhalbjahr, sodass in diesem Zeitraum auch mehr Flexibilität bereitgestellt werden kann. Sofern der Kunde Schwankungen der Raumtemperatur, z.B. in Zeiten in denen niemand zu Hause ist, in Kauf nimmt, bieten sich große Potentiale für die Bereitstellung von Flexibilität. Da die Wärmepumpe im Sommer hauptsächlich nur für die Aufbereitung des Trinkwarmwassers benötigt wird, fällt das Flexibilität-Angebot in diesem Zeitraum deutlich geringer aus.

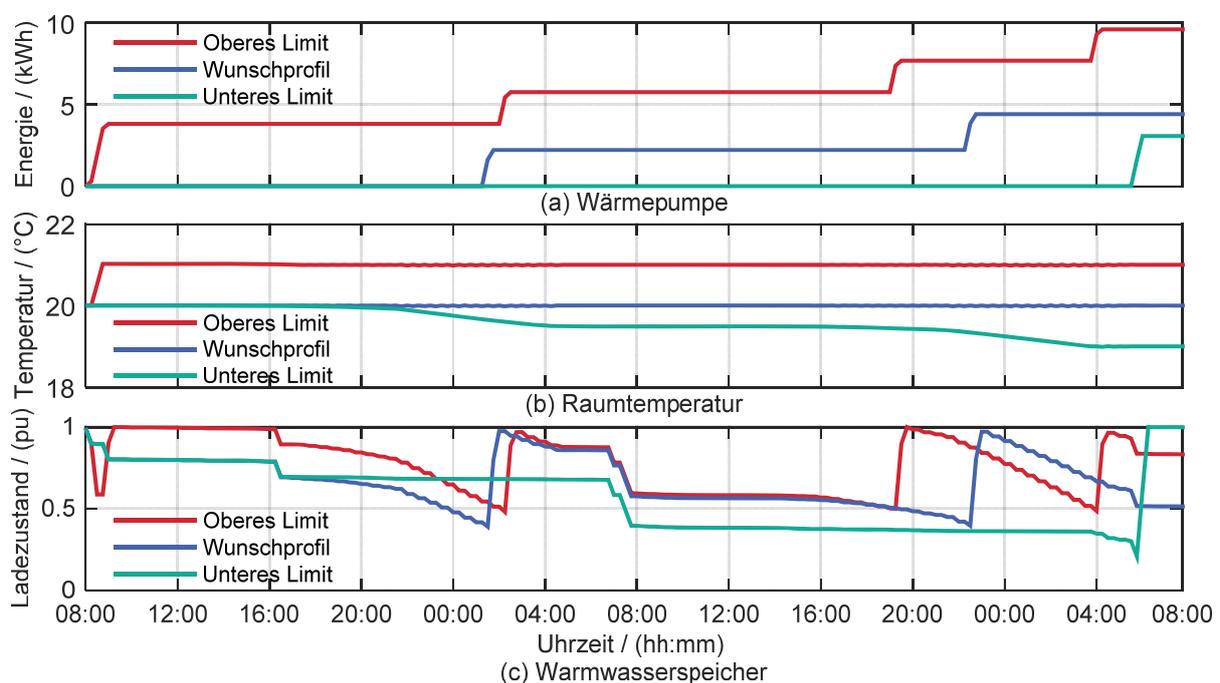


Abbildung 4: (a) Kumulierter Energiebedarf der Wärmepumpe. (b) Raumtemperatur. (c) Ladezustand des Warmwasserspeichers.

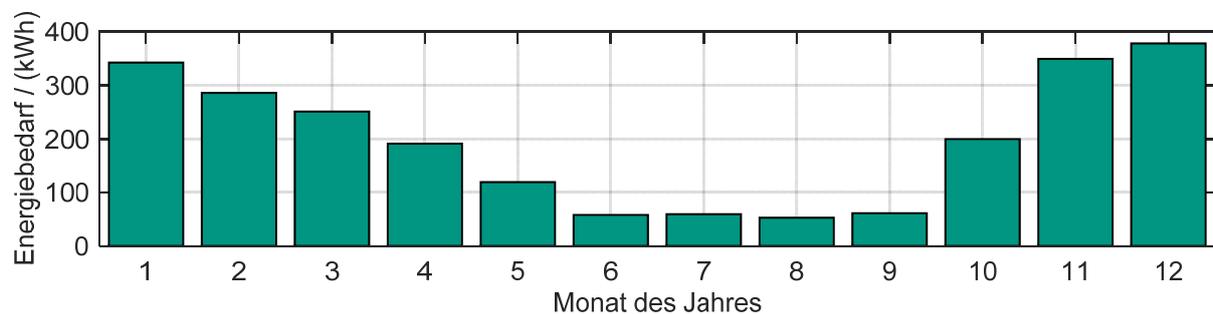


Abbildung 5: Energiebedarf der Wärmeversorgung nach Monaten

4.2 Speicherausbau im gesamten Netzgebiet

Die in Abschnitt 3.4.2 erläuterte PV-Speicherdimensionierung wurde für alle 4.391 Haushalte durchgeführt. Deren installierte PV-Leistung beträgt 36 MWp. Im Referenzszenario summiert

sich die installierte Speicherkapazität im Jahr 2030 zu 16,8 MWh (Abbildung 6) und lässt sich mit den in Tabelle 3 dargestellten Variationen auf einen Bereich zwischen 10 MWh und 21 MWh einschränken. Welche Annahmen für die Entwicklung der Preise und Vergütungen zutreffen, ist schwierig zu prognostizieren. Um den Zubau an PV-Speichern in die Verteilnetze trotzdem besser planbar zu machen als den PV-Anlagen-Ausbau, empfiehlt es sich auf Basis der neuesten Preisprognosen fortlaufend den Ausbau abzuschätzen. Daraus lassen sich unter anderem auch Aussagen über die Entwicklung der von jenen Haushalten gezahlten Netzentgelte ableiten.

Tabelle 3: Sensitivitäten des PV-Speicher-Ausbauszenarios

Angepasster Parameter		Installierte Kapazität 2030	Anteil an Haushalten mit PV-Speicher 2030	Frühester Zubau	Jahr maximalen Zubaus
Referenzszenario (Tabelle 2)		16,8 MWh	69,5 %	2021	2030
Fixkosten:	-1 %/a	14,5 MWh	54,2 %	2022	2026
Variable Kosten:	-5 %/a	10,7 MWh	45,2 %	2023	2028
Variable Kosten:	-10 %/a	21,0 MWh	86,5 %	2021	2029
PV-Vergütung bis 2029: 38,86 ct/kWh		19,8 MWh	81,7 %	2025	2030
Strompreissteigerung:	+1 %/a	10,8 MWh	38,6 %	2023	2029
Strompreissteigerung:	+3 %/a	20,3 MWh	94,0 %	2020	2027
Kalkulationszins:	4 %	12,9 MWh	48,6 %	2023	2028

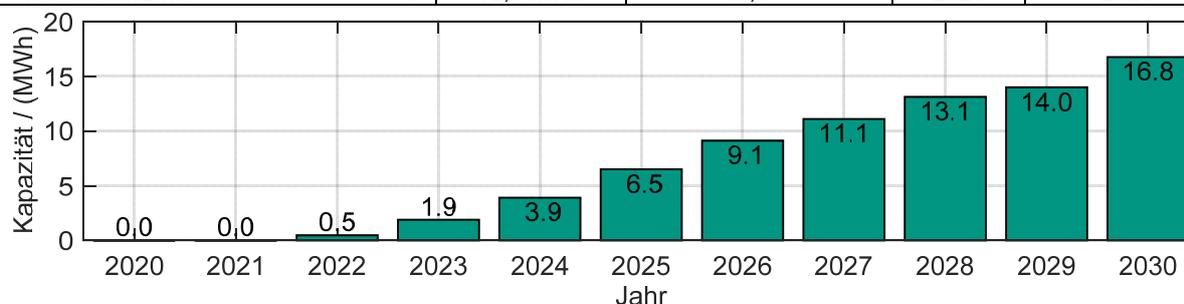


Abbildung 6: Verlauf des Speicherausbaus für das Referenzszenario (vgl. Tabelle 2)

4.3 Veränderung des Lastverlaufs von Haushalten mit PV-Speichern

Die Motivation für die Investition in einen PV-Speicher besteht hauptsächlich in der Verminderung des Strombezugs aus dem Netz, da außer der Begrenzung der PV-Einspeisung auf 70 % bzw. 60 % der Nennleistung, keine Anreize für intelligentes Laden existieren. Für das Referenzszenario aus Tabelle 2 reduziert sich der jährliche Energiebezug der 4.391 Haushalte aus dem Netz durch den Direktverbrauch des PV-Stroms zunächst von 12,7 GWh auf 7,4 GWh. Damit ist bereits ein Autarkiegrad von 42 % erreicht. Die PV-Speicher erhöhen diesen Wert auf 66 %, was einer Verringerung des Energiebezugs aus dem Netz auf 4,3 GWh entspricht. Das resultierende Jahresdurchschnittsprofil der Haushalte mit und ohne PV-Speicher ist in Abbildung 7 (a) dargestellt. In der Energiebilanz unterscheiden sich die beiden Lastprofile nur durch die Speicherverluste. Jedoch verdoppelt sich im Durchschnitt gerade am Vormittag der Leistungsbezug im Maximum, während am Abend durchschnittlich eine Halbierung des Leistungsprofils zu beobachten ist (Abbildung 7 (b)). Gegenüber dem Jahresdurchschnitt ist im Extremfall eine Abweichung um den Faktor Zehn und mehr zu beobachten.

Zwar hat in diesem Versorgungsgebiet die Zahl der Haushalte mit PV-Speicher einen geringen Einfluss auf den Gesamtlastverlauf im Netz, sodass die bisherigen Lastprognosen mit Standardlastprofilen weiterhin zutreffen. In ländlichen Regionen, in denen der Anteil im

Verhältnis deutlich größer sein kann, ist jedoch über eine Berücksichtigung der zusätzlichen Ladeprofile bei der Prognose nachzudenken.

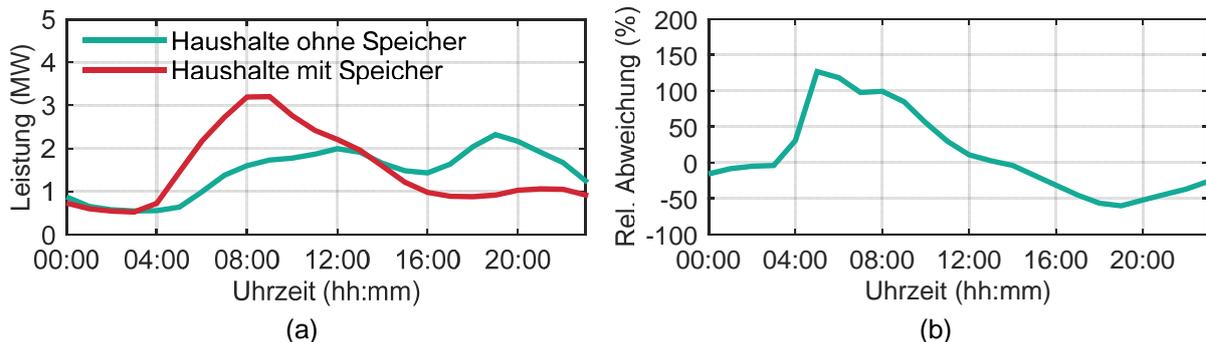


Abbildung 7: (a) Durchschnittliches Lastprofil der Haushalte ohne und mit PV-Speicher. (b) Relative Abweichung des Haushalt-Lastprofils mit Speicher vom Profil ohne Speicher.

4.4 Potential regionaler Flexibilitäten zur Netzbetriebsoptimierung

Anhand folgenden Fallbeispiels wird der potentielle Beitrag der Haushalte zur Beseitigung von Engpässen innerhalb des 20-kV-Netzes untersucht: In einem Netzabschnitt befinden sich ca. 10.500 Haushalte in 62 Niederspannungsnetzen verteilt auf 8 Gemeinden. Davon wurden 253 Haushalte gemäß Abschnitt 3.4 modelliert. 246 dieser Haushalte verfügen über einen PV-Speicher. Daraus resultiert eine Bruttospeicherkapazität von insgesamt 987 kWh (Leistung: 1230 kW). In einer Distanz von ca. 15 km zur nächsten Umspannanlage speist ein Windpark mit einer Gesamtleistung von 15 MW in das Mittelspannungsnetz ein. Das Netz wurde an dieser Stelle bereits mit einem zweiten Kabelsystem ausgebaut und verstärkt, sodass die vom Windpark erzeugte Leistung auf zwei Kabelstrecken aufgeteilt abgeführt wird. Durch den Ausbau ist der temporäre Betrieb des Netzes als Ring prinzipiell möglich, was bereits eine Alternative zur Netzbetriebsoptimierung darstellt. Einerseits kann die Leistungsauslastung reduziert werden, andererseits können an den Einspeiseknoten des Windparks die Spannungsschwankungen aufgrund der reduzierten Leitungsimpedanz der parallelen Kabel verringert werden. Als weitere Möglichkeit zur Betriebsoptimierung wurde zusätzlich die automatisierte Spannungsregelung am 110/20-kV-Transformator angepasst. Die Daten der Spannungsmessungen entlang der Versorgungsstrecke und am Einspeiseknoten des Windparks werden an die Netzleitstelle übermittelt. Durch die getroffenen Ausbaumaßnahmen können nach aktuellem Stand, alle Grenzwerte eingehalten werden. Trotzdem treten aufgrund der zeitweise sehr volatilen Einspeisung des Windparks innerhalb des Toleranzbereiches hohe Spannungsänderungen auf.

4.4.1 Potential zur Optimierung der Spannungen und Leitungsauslastungen

Die Modellierung des Windparks ergibt eine Volleinspeisung in ca. 172 h/a. Ein Abgleich mit realen Messdaten eines Windparks, bereitgestellt durch die *EWR Neue Energien GmbH*, bestätigt die Plausibilität des Wertes (ca. 184 h/a). Der um Ausreißer bereinigte maximale Leistungsgradient zwischen zwei 15 min Schritten beträgt 4,6 MW ($Q_{0,99}$).

Der Windpark speist auch an einem Sonntagvormittag Anfang November mit voller Leistung ein. Zu diesem Zeitpunkt beträgt die Gesamtlast im relevanten Netzabschnitt 11,6 MW. Der Bedarf der 253 flexiblen Haushalte beläuft sich insgesamt auf 986 kW. Davon entfallen 460,4 kW auf die Wärmeversorgung, 387,7 kW auf die PV-Speicher, welche den vor Ort

erzeugten PV-Strom direkt verbrauchen und lediglich 7,4 kW auf die Elektrofahrzeuge, obwohl 186 der 253 Fahrzeuge zu diesem Zeitpunkt zu Hause sind. Unter Berücksichtigung der anwesenden Elektrofahrzeuge, stünden bei gezielter Lastverschiebung zu diesem Zeitpunkt maximal 8,3 MW an abrufbarer Leistung zur Verfügung. Davon entfallen 4,1 MW auf die Elektrofahrzeuge, 3,1 MW auf die Wärmeversorgung und 1,1 MW auf die PV-Speicher. Im Extremfall, wenn der Windpark am Ende des offenen Ringes voll einspeist, kann der Spannungsfall entlang der ca. 17,5 km langen Kabelverbindung zur Umspannanlage durch den Abruf der Flexibilitäten von 1,67 kV auf 1,4 kV reduziert werden. Das Einstellen eines Leistungsfaktors von 0,95 bewirkt demgegenüber eine Reduktion auf 1,17 kV.

Ein etwas anderes Bild zeichnet sich bei der Leitungsauslastung ab. Prinzipiell kann die Auslastung eines häufig verwendeten 20-kV-Mittelspannungskabeltyps (NA2XS2Y 3x1x150) abhängig von der Spannung je Megawatt um ca. neun Prozentpunkte reduziert werden. Da die Flexibilitäten über das Netzgebiet verteilt sind, ist die gezielte Entlastung einzelner Leitungen schwieriger realisierbar. Dennoch können durch den Abruf der vollen Leistung die Leitungen zum Umspannwerk um maximal 33 Prozentpunkte entlastet werden. Jene Leitungen die nicht auf der Strecke zwischen dem Umspannwerk und dem Windpark liegen, erfahren durch die zusätzliche Last jedoch eine Mehrbelastung von maximal 37 Prozentpunkten. Besonders sind die Leitungen gefährdet, welche auf dem zweiten Leitungsabschnitt zwischen dem Windpark und der Umspannanlage liegen und in diesem Beispiel nicht von der Volleinspeisung des Windparks auf dem parallelen Strang betroffen sind. Dies verdeutlicht nochmals, dass die Einteilung der Zellen, aus denen Flexibilitäten bereitgestellt werden soll, an die aktuelle Netztopologie angepasst werden sollte.

4.4.2 Abschätzung der maximalen Kosten pro Flexibilitätsabruf

Müsste das in Abschnitt 4.4.1 beschriebene Kabel beispielsweise aufgrund eines Repowerings des Windparks oder zusätzlich installierter Erzeugungseinheiten durch ein Kabel größeren Querschnitt ersetzt werden, steigt die Übertragungskapazität um ca. 3,5 MW (hier: Austausch von 150 mm² durch 240 mm²). Wenn genügend Flexibilitäten an betroffener Stelle vorhanden sind, kann die Nutzung eine Alternative zum Netzausbau darstellen. Deren maximal zulässigen Kosten sinken mit zunehmender Abrufhäufigkeit (Abbildung 8). In obigem Beispiel liegen diese bei 46,5 €/MWh (Häufigkeit: 172 h/a; Kabelausbau: 17,5 km).

Werden die Wärmepumpe (2.454 kWh) und das Elektrofahrzeugs (3.297 kWh) des Haushaltes aus Abschnitt 4.1 als unterbrechbare Verbrauchseinrichtung betrieben, so können diese gegenüber dem Grundtarif netto 121,85 € (Wärmepumpe) bzw. 158,27 € einsparen (Grundpreis: 15,84 €/a; Arbeitspreis: 5,82 Ct/kWh; Netznutzungsentgelte für unterbrechbare Verbrauchseinrichtung: 1,5 Ct/kWh). Wenn der Haushalt für 172 h/a die volle Leistung als Flexibilität bereitstellen kann, erforderte dies eine Entschädigung von mindestens 10,9 Ct/kWh (Wärmepumpe: 6,5 kW), bzw. 4,2 Ct/kWh (Elektrofahrzeug: 22 kW), um die gleichen Erlöse wie durch die reduzierten Netzentgelte zu erzielen. Kann nur ein Teil der Leistung bereitgestellt werden, nimmt der Betrag weiter zu. Verglichen mit den maximal zulässigen Kosten für den Netzbetreiber von 46,5 €/MWh (4,65 Ct/kWh), scheint die Vergütung über die reduzierten Netzentgelte aus Sicht des Endkunden in diesem Beispiel rentabler. Da für den Netzbetreiber zusätzliche Betriebskosten anfallen, wäre die Nutzung der Flexibilitäten in diesem Beispiel auch noch keine Alternative.

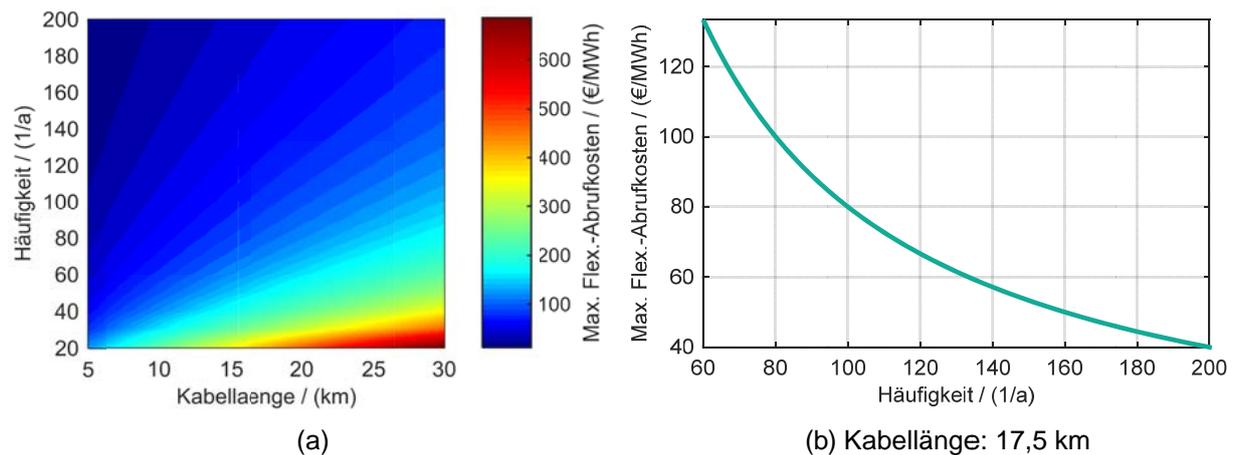


Abbildung 8: Maximale Kosten für den Abruf von Flexibilität bei 50 a Abschreibungsdauer, 80.000 €/km Leitungsausbaukosten und 3,5 MW gesteigerter Übertragungskapazität.

5 Zusammenfassung

In diesem Beitrag wurde die Möglichkeit zur Einbindung privater Haushalte in das Engpassmanagement eines Mittelspannungsnetzes untersucht. Zur Bestimmung des Bedarfs an regionalen Flexibilitäten wurden Berechnungen im Netzgebiet der *EWR Netz GmbH* durchgeführt. Dies erforderte zunächst die Modellierung der räumlich und zeitlich variablen dezentralen Einspeisung für den Zeitraum eines Jahres. Weiterhin wurden statische und flexible Lasten modelliert. Zur Ermittlung der Flexibilitäten der Haushalte, wurde ein Ausbauszenario für PV-Speicher vorgestellt und detaillierte Gebäudesimulationen zur Abschätzung des Wärmebedarfs durchgeführt. Außerdem wurde das Lastverschiebepotential von zu Hause ladenden Elektrofahrzeugen beleuchtet.

PV-Speicher können in den Sommermonaten am meisten Flexibilität bereitstellen. In der Nacht und in den Wintermonaten weisen sie geringe Ladezustände vor, sodass sie auch in diesen Zeiten zur Kompensation hoher dezentraler Windeinspeisung genutzt werden können. Die Speicher befinden sich nur zu ca. 30 % des Jahres in Betrieb, sodass zur besseren Ausnutzung weitere Betriebsmöglichkeiten genutzt werden sollten. Mit durchschnittlich 4 kWh und maximal 5 kW können PV-Speicher geringere Leistungen als Elektrofahrzeuge als Flexibilitäten bereitstellen, sind jedoch Vollzeit am Netz verfügbar. Elektrofahrzeuge die zu Hause an das Netz angeschlossen sind, haben vor allem nachts großes Potential zur Bereitstellung von Flexibilität. Einerseits besteht die Möglichkeit der Lastverschiebung, um zusätzliche Lastspitzen in den Abendstunden zu vermeiden. Die Verweildauer zwischen zwei Fahrten eines typischen Pendlerfahrzeuges, reicht jedoch auch für das mehrfache Laden und Entladen des Fahrzeuges aus. 80 % des Energieverbrauchs für die Wärmeversorgung fallen in den Wintermonaten an. Sofern Toleranzen bei der Raumtemperatur in Kauf genommen werden, kann der Energiebedarf über einen Tag um wenige kWh reduziert werden. Zusätzlich bietet der Warmwasserspeicher vor allem in den Wintermonaten Freiheitsgrade, die für die Bereitstellung von Flexibilität genutzt werden können.

Der Nutzen von Haushalts-Flexibilitäten für die Betriebsoptimierung wurde anhand eines Fallbeispiels untersucht. Flexibilitäten die gleichmäßig über ein Netzgebiet verteilt sind,

können gleichermaßen zum Ausgleich von Spannungsschwankungen beitragen. Auch eine deutliche Entlastung von Leitungen konnte in den Untersuchungen herbeigeführt werden. Um ungeplante Mehrbelastungen durch den Flexibilitätsabruf zu verursachen, muss die im Betrieb variierende Netzstruktur bei der Einteilung der Flexibilitäts-Zellen berücksichtigt werden. Die maximal zulässigen Kosten für die Nutzung von Flexibilitäten, hängen sehr stark von den zu verhindernden Netzausbaukosten, sowie der Abrufhäufigkeit der Flexibilitäten ab. Würden zur Kompensation seltener Netzengpässe hohe Investitionskosten anfallen, kann die Einbindung der Flexibilitäten in das Engpassmanagement eine Alternative darstellen. Damit das Konzept eines regionalen Flexibilitätsmarktes auch aus Endkundensicht attraktiv wird, müssen die erzielbaren Erlöse mit den Einsparungen durch reduzierte Netzentgelte für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen konkurrieren.

6 Ausblick

Das vorgestellte Ausbauszenario für PV-Speicher beruht auf der zufälligen Zuordnung von Haushalten zu PV-Anlagen. Um eine Übertragbarkeit auf Netzgebiete mit schlechterer Datenlage zu prüfen, wird untersucht ob sich Abweichungen von den realen Stammdaten über die Vielzahl an Haushalten herausmitteln. Weiterhin werden zentrale Ladeinfrastrukturen für Elektrofahrzeuge an geeigneten Standorten in das Netzmodell integriert, um deren Einsatzpotential für das Engpassmanagement zu untersuchen.

7 Danksagung

Für die Bereitstellung der Klimadaten danken die Autoren dem *Institut für Meteorologie und Klimaforschung des Karlsruher Instituts für Technologie*. Weiterhin geht besonderer Dank an die *EWR Neue Energien GmbH* für die Bereitstellung von Messdaten der Windkraftanlagen.

8 Referenzen

- [AGO2014] Agora Energiewende, Electricity Storage in the German Energy Transition - Analysis of the storage required in the power market, ancillary services market and the distribution grid, Berlin, 2014
- [BDE2015] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Stellungnahme, BMWi-Eckpunkte zur ARegV-Novelle, Eckpunktepapier des Bundeswirtschaftsministeriums „Moderner Regulierungsrahmen für moderne Verteilernetze“ vom 16. März 2015 Berlin, 28. April 2015
- [BER2012] P. Berg, S. Wagner, H. Kunstmann, G. Schädler. High resolution regional climate model simulations for Germany: Part I - validation. *Climate Dynamics* 40, 401-414, 2012.
- [BNA2015] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Monitoringbericht 2015, Bonn, 2015
- [BUN2015] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Moderner Regulierungsrahmen für moderne Verteilernetze, Berlin, 2015
- [DEU2012] Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.); Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilernetze in Deutschland bis 2030 (kurz: dena-Verteilnetzstudie); Berlin, 2012
- [DIN2013] DIN Deutsche Institut für Normung e. V., DIN V 18599:2011-12: Energetische Bewertung von Gebäuden, Beuth Verlag GmbH, Berlin, 2013
- DLR2010] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR), Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH (infas), Mobilität in Deutschland 2008 - Ergebnisbericht. Bonn, Berlin, 2010

- [ENE2015] EneMap.info, <http://www.energymap.info/>, letzter Zugriff am 27.01.2016
- [FRA2013] Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung; Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2007 bis 2010; Karlsruhe, München, Nürnberg, 2013
- [JOR2001] U. Jordan, K. Vajen, Realistic Domestic Hot-Water Profiles, Universität Marburg, 2001
- [KER2011] G. Kerber, Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen, TU München, 2011
- [NYK2015] B. Nykvist, M. Nilsson, Rapidly falling costs of battery packs for electric vehicles, Nature climate change vol. 5, April 2015 pp. 329-332
- [SCH2014] J. Schmalstieg, S. Käbitz, M. Ecker, D. U. Sauer, A holistic aging model for Li(NiMnCo)O₂ based 18650 lithium-ion batteries, Journal of Power Sources, Volume 257, July 2014, pp. 325-334
- [STA2016] Stadtwerke Karlsruhe, Trinkwasser verantwortungsvoll nutzen, http://www.stadtwerke-karlsruhe.de/swka-de/PDF/Service/Infomaterial/Produkte/Trinkwasser_verantwortungsvoll-nutzen.pdf, letzter Zugriff am 27.01.2016
- [UHR2013] M. Uhrig, T. Leibfried, Ausbaubedarf von Parkhäusern zum Laden von Elektrofahrzeugen, Internationaler ETG-Kongress 2013, Berlin, 2013
- [UHR2014] M. Uhrig, R. Mueller, T. Leibfried, Statistical consumer modelling based on smart meter measurement data, Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), 2014 International Conference on, Durham, 2014
- [UHR2015] M. Uhrig, J. Hieringer, B. Neu, T. Leibfried. Dimensioning energy storages for solar home systems with electric vehicles and heat pumps. 9th International Renewable Energy Storage Conference (IRES). Düsseldorf, 2015.
- [VDE2014] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Energietechnische Gesellschaft, Regionale Flexibilitätsmärkte, Marktbasierte Nutzung von regionalen Flexibilitätsoptionen als Baustein zur erfolgreichen Integration von erneuerbaren Energien in die Verteilnetze, Frankfurt, 2014
- [VDE2015] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Energietechnische Gesellschaft, Der zellulare Ansatz – Grundlage einer erfolgreichen, regionenübergreifenden Energiewende, Frankfurt, 2015