

Abschlussbericht

E2V

Für spezifische Nutzergruppen adaptierbares teilautonomes Fahrzeug für die Erkundung von Kulturräumen – Abschlussbericht Teilvorhaben: Energieinfrastruktur –

EnergieNetz Mitte GmbH

(vormals: E.ON Mitte AG)

Inhalt

1	Aufgabenstellung und Vorgehensweise der Arbeit.....	4
2	Rahmenbedingungen und Voraussetzung für das Vorhaben	5
2.1	Herausforderungen und Motivation der EnergieNetz Mitte	5
2.2	Einbindung des Projektes in den Stand der Wissenschaft	6
3	Dimensionierungsgrößen im Verteilnetz	8
4	Simulationstool.....	9
4.1	Funktionsweise.....	9
4.2	Datenbasis	12
4.2.1	Lastprofil.....	13
4.2.2	Einspeiseprofil	14
4.2.3	Stochastische Lastprofil E2V.....	16
4.3	Rahmenbedingungen der Simulation.....	22
5	Simulation Ortsnetzebene.....	23
6	Potentiale der E2V für netzstützende Funktionen	27
7	Simulation Umspannwerksebene	30
7.1	Verbrauch und Last	30
7.2	Installierte Leistung und Einspeisung	32
7.3	IST-Zustand der vertikalen Netzlast	35
7.4	Integration E2V.....	37
8	Potentiale des E2V für netzstützende Funktionen.....	40
8.1	Ausbauvarianten	40
8.1.1	Photovoltaikanlagen.....	41
8.1.2	Windkraftanlagen.....	44
8.1.3	Photovoltaik-und Windkraftanlagen	47
8.2	Speichereinsatz.....	50
8.3	Photovoltaik-Ausbauszenario.....	52
8.3.1	Idealer Speicher	52

8.3.2	Parametervariation	55
8.3.3	Bewertung der Speicherdimensionen	56
8.4	Windkraft-Ausbauszenario	57
8.4.1	Idealer Speicher	58
8.4.2	Parametervariation	60
8.4.3	Bewertung der Speicherdimensionen	61
9	Fazit und Ausblick	63
9.1	Zusammenfassung der Projekterkenntnisse	63
9.2	Projektnutzen und geplante Ergebnisverwertung	65

1 Aufgabenstellung und Vorgehensweise der Arbeit

Das Ziel dieses Teilvorhabens besteht darin, die Auswirkungen des Elektromobilitätskonzepts mit teilautonomen Fahrzeugen (E2V) für unterschiedliche Netzebenen zu untersuchen und mögliche netzstützende Funktionen zu identifizieren sowie deren Potentiale aufzuzeigen.

Im Rahmen des Arbeitspaketes AP 1 (Konzeptspezifikation und Modellierung) wurde ein Simulationstool erstellt, welches Lastflüsse dynamisch simuliert und verschiedene Ladevorgänge der E2V integriert. Aufbauend auf verschiedenen Studien wurden die jeweils zu erwartenden Ladeleistungen (elektrisches Klemmenverhalten des Elektrofahrzeuges) zeitlich aufgelöst bestimmt, da bisher keine Messdaten für unterschiedliche Nutzungsszenarien der E2V an Ladepunkten vorliegen. Aufbauend auf den Lastprofilen wurden typische Netzknotenpunkte einer Ortsnetzstation und eines Umspannwerks simuliert und netzseitig bewertet, um mögliche Überlastungen und netzstützende Aufgaben zu identifizieren. Im Zuge dessen wurden die Auswirkungen der folgenden drei Ladekonzepte ermittelt:

- Stochastische bzw. ungesteuerte Ladung (Ladung nach Bedarf des Nutzers).
- E2V als steuerbare Last (Ladung bei Schwachlast bzw. bei Überangebot von EE).
- E2V als Energiespeicher (Ladung/Entladung ähnlich Speicherkraftwerken).

Im weiteren Verlauf von AP 2 und in AP 3 sollte die EnergieNetz Mitte am Systemkonzept für die Kommunikation zwischen Ladeinfrastruktur und Fahrzeug sowie am Aufbau der Testumgebung für den Praxistest im Bergpark Wilhelmshöhe mitwirken. Da dieser Praxistest nicht durchgeführt wurde, entfielen diese Aufgaben im Projekt.

Lediglich die Schnittstelle Fahrzeug/Ladeinfrastruktur wurde insofern berücksichtigt, dass Standardkomponenten in der Ladesäulentechnologie vorgesehen waren. Diese verfügen über die Möglichkeit, Elektrofahrzeuge mittels eines Schuko-Steckers einphasig zu laden. Dafür werden keine speziellen Kommunikationsprotokolle benötigt. Das E2V kann über eine solche Verbindung geladen werden. Weitere Möglichkeiten der Fahrzeugladung über heute übliche Standards (IEC Typ 2-Ladung bzw. CCS Ladesysteme) wurden nicht weiter betrachtet, da eine praktische Erprobung der Ladeinfrastruktur in Verbindung mit dem Fahrzeug und eine Weiterentwicklung der Ladetechnologien am Fahrzeug nicht realisiert wurde.

2 Rahmenbedingungen und Voraussetzung für das Vorhaben

2.1 Herausforderungen und Motivation der EnergieNetz Mitte

Der Zuwachs an dezentraler Einspeisung erfordert die Entwicklung einer vollkommen neuen Netzinfrastruktur, die von bidirektionalen Energieflüssen zwischen den unterschiedlichen Netz- und Umspannungsebenen geprägt sein wird. Durch die galvanische Kopplung dieser Netz- und Umspannungsebenen werden Rückwirkungen und bisher vernachlässigte Effekte zukünftig in viel stärkerem Maße auftreten und den zuverlässigen Netzbetrieb gefährden. Hierzu zählen beispielsweise:

- Auftreten von Netzspannungen außerhalb der Norm durch lokale Einspeisung mit entsprechenden Schäden an Kundenanlagen bei Fehlfunktion der Steuer/Regeleinrichtungen.
- Koppelleffekte zwischen Nieder- und Mittelspannungsnetzen durch PV-Einspeisung in Niederspannung und gleichzeitiger Windenergieeinspeisung im Mittelspannungsnetzbereich.
- Zunahme leistungselektronischer Komponenten (z. B. Energiesparlampen, Wechselrichter), welche die Kurzschlussfestigkeit des Netzes reduzieren und durch die zunehmende Oberschwingungserzeugung die Spannungsqualität negativ beeinflussen.

EnergieNetz Mitte verfolgt mit der Mitwirkung an diesem Forschungsvorhaben daher aus Netzsicht folgende wissenschaftlichen/technischen Ziele:

- Sammlung praktischer Erfahrungen, wie durch den Einsatz innovativer Technologien im Bereich der E-Mobilität netzstützende Effekte zur Sicherstellung einer gleichbleibender Netzqualität genutzt werden können.
- Sicherstellung des weiteren Ausbaus dezentraler Erzeugung im Netzgebiet durch Nutzung dieser Technologien, wodurch ebenfalls eine Minimierung und Optimierung des EEG-bedingten Netzausbaus erreicht werden soll.
- Belastbarere Planung von Netzkapazitäten vor dem Hintergrund einer zunehmenden dezentralen Erzeugung und der Verbreitung von E-Fahrzeugen.
- Verbesserung der Lastfluss-Netzberechnungen in Mittel- und Niederspannung unter Berücksichtigung realistischer Gleichzeitigkeiten und Last-Annahmen (Nutzerverhalten).

Speziell zur Vermeidung unnötigen Ausbaus der öffentlichen Versorgungsnetze ist es aus energiewirtschaftlicher Sicht sinnvoll, den Ladevorgang der Fahrzeugbatterien durch Netzbetreiber bzw. Lieferanten zu steuern. Zugleich bieten sie die Möglichkeit, elektrische Energie zu speichern und die gespeicherte Energie bei Bedarf wieder in das elektrische Netz einzuspeisen. Unter bestimmten Voraussetzungen könnte somit die Auslastung der Netzkapazitäten im Verteilnetz durch eine Vergleichmäßigung der Lastflüsse verringert werden und Netzausbaukosten eingespart werden.

2.2 Einbindung des Projektes in den Stand der Wissenschaft

Dabei plante die EnergieNetz Mitte gemäß des zu Projektbeginn beschriebenen Stands der Technik und Wissenschaft Potentiale aus dem damals gerade aufkommenden als ‚vehicle to grid‘ bzw. ‚V2G Konzept‘ zu nutzen. Damit könnte die gespeicherte Energie der Batterien bei Bedarf wieder in das elektrische Netz eingespeist werden, was insbesondere für Fahrzeughalter interessant sein kann, die ihre Fahrzeuge z.B. während Parkzeiten nicht benötigen und bei entsprechend hohen Strompreisen die Batteriekapazitäten dem Strommarkt wieder zur Verfügung stellen. Für den Netzbetreiber bietet sich mit diesem Konzept die Möglichkeit, dass eine Vielzahl von Elektrofahrzeugen, die am Stromnetz angeschlossen sind, eine volatile Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (z.B. Wind oder Photovoltaik) kompensieren könnte.

Vorliegende Studien zum durchschnittlichen Fahrverhalten beschrieben, dass mehr als 80% der Batterieleistungen im Tagesverlauf nicht benötigt werden (da die Fahrzeuge stehen) und somit für eine Einspeisung in das Stromnetz zur Verfügung stehen würden. Weitere 7% der Batteriekapazitäten stünden zeitweise über den Tag zur Verfügung und könnten ebenfalls zusätzlich für eine Einspeisung in das öffentliche Stromnetz genutzt werden. Nur rund 11% der Batteriekapazitäten werden täglich für die Fahrten sowie Wiederbeladung benötigt. Bereits bei einer Marktdurchdringung von 20% Elektrofahrzeugen an der gesamten Anzahl von Pkws, einspurigen Fahrzeugen und leichten Nutzfahrzeugen könnten diesen Studien zufolge ca. 17% des Gesamtstromverbrauches wieder (gesichert) in das Netz eingespeist werden.

Im Projektverlauf zeigte sich jedoch, dass dieses V2G-Konzept von den meisten Fahrzeugherstellern noch nicht umgesetzt wurde und dass Vielfach auf einen sehr schnellen Verschleiß der Fahrzeugbatterien hingewiesen wurde, der durch das häufige Laden und Entladen der Batterien einsetzt. Auch das Fahrzeugkonzept für das E2V verzichtet auf die Möglichkeit des bi-direktionalen Ladens, sodass die Potentiale dafür hinsichtlich ihrer tatsächlichen Nutzbarkeit nicht im Rahmen des Projektes validiert werden konnten.

Seit Projektbeginn wurde eine Vielzahl von Projekten zur Einbindung von Elektromobilität in die Verteilnetze umgesetzt. So sind mittlerweile einige Studien zur Elektromobilität erstellt worden, aus denen sich z. B. stochastische Lastprofile für Elektrofahrzeuge ergeben.

Die relevanten Studien etc. zum aktuellen Stand der Wissenschaft und Technik sind in den jeweiligen Kapiteln dieses Abschlussberichts genannt und der Bezug zu unserem Projektvorhaben aufgezeigt.

3 Dimensionierungsgrößen im Verteilnetz

Die wesentliche Dimensionierungsgröße für ein elektrisches Stromversorgungsnetz ist die elektrische Leistung der angeschlossenen Verbraucher und der dezentralen Stromerzeugungsanlagen, welche zu einer thermisch wirksamen Belastung des Netzes führt. Hohe Ströme führen zu einer Erwärmung der Betriebsmittel, deren Material ab einer gewissen Temperatur Schaden nehmen kann.

Neben der thermisch wirksamen Belastung ist der zulässige Spannungsabfall oder -anstieg an allen Netzanschlusspunkten einzuhalten. Die Spannungsänderung darf sich nur in einem bestimmten Bereich von +/-10 % der Nennspannung bewegen. Die Nichteinhaltung dieser Werte kann zu Schäden bei Maschinen und Geräten führen, die ihren Strom aus dem Verteilnetz beziehen. Folgende Dimensionierungsgrößen sind ausschlaggebend:

- Maximale Trafostationauslastung in % der installierten Trafoleistung [MVA].
- Maximale Auslastung des Leitungsnetzes in % des jeweils thermisch zulässigen Grenzwertes der betroffenen Kabel- und Freileitungen [MVA].
- Maximaler Spannungsabfall bzw. -anstieg an allen Netzanschlusspunkten in % der Spannung an der Niederspannungssammelschiene.

Durch eine Überschreitung der genannten Kriterien von > 100 % ist die vorhandene Netzkapazität nicht ausreichend und es bedarf Netzverstärkungsmaßnahmen. In dieser Arbeit wird ausschließlich auf die maximale Transformatorauslastung eingegangen, da das erstellte Simulationstool nur Netzknotenpunkte simuliert. Individuelle Netztopologien werden somit nicht berücksichtigt, können jedoch durch eine aufwändige Netzberechnung bei Bedarf einzeln betrachtet werden.

4 Simulationstool

Das Simulationstool ermöglicht die Simulation und Analyse eines transparenten Lastflusses, der sich infolge zunehmender Einspeisung dezentraler Stromerzeugungsanlagen und durch die Integration von E-Fahrzeugen verändert. Im Gegensatz zu einer Netzberechnung besteht der wesentliche Vorteil des Simulationstools darin, dass Energiemengen bilanziert werden können. Das Simulationstool ersetzt allerdings keine Netzberechnung für individuelle Netztopologien.

Grundsätzlich wurde das Simulationstool entwickelt, um eine dynamische Simulation des Lastflusses für beliebige Bilanzräume zu ermöglichen. Das bedeutet, dass unterschiedliche Stromverbraucher und -erzeuger in den verschiedenen Netzebenen eines Bilanzkreises integriert und beliebig skaliert werden können. Die Veränderung der Skalierung wird anschließend im Lastfluss des Bilanzraumes wiederspiegelt. Der Bilanzraum kann sowohl auf geographischen Grenzen als auch auf das nachgelagerte Verteilnetz eines bestimmten Netzknotens beruhen. Da sich das nachgelagerte Verteilnetz an Netzknotenpunkten vereinigt, kann unter bestimmten Annahmen der Lastfluss und die Auslastung an Netzknotenpunkten ermittelt werden. Die Netzknoten sind Transformatoren im Verteilnetz, d. h. Umspannwerke oder Ortsnetzstationen, welche die Spannung für das nachgelagerte Netz transformieren. Umspannwerke sind für beide Lastflussrichtungen (Bezug, Rückspeisung) mit einem Stromzähler ausgestattet, welcher die Energiemengen in viertelstündlichen Zeitfenstern misst. Basierend auf den Energiemengen in den Zeitfenstern können Aussagen bezüglich des aktuellen Lastflusses und über die aktuelle Auslastung des Umspannwerks getroffen werden. Es ist allerdings nicht erkennbar, wie sich der Lastfluss zusammensetzt und wie er sich, z. B. im Zuge des Ausbaus von zusätzlichen Stromerzeugungsanlagen, entwickelt. Die konventionellen Ortsnetzstationen sind nur mit einem Schleppzeiger ausgestattet, sodass keine Möglichkeit besteht, den Lastfluss an einer Ortsnetzstation abzulesen. Das Simulationstool ermöglicht es die Transparenz des Lastflusses an Netzknoten zu erhöhen und die weitere Entwicklung des Lastflusses zu simulieren. Um auf Basis der simulierten Lastflüsse Aussagen bezüglich der Auslastung von Netzknoten treffen zu können, müssen bestimmte Prämissen berücksichtigt werden, die in Kap. 5.3 näher beschrieben werden.

4.1 Funktionsweise

Die Simulation ist eine sogenannte „Kupferplattenbetrachtung“. Um den Lastfluss an dem UW zu ermitteln, wird der zeitliche Verlauf des Stromverbrauchs (Last) und der Einspeisung im Bilanzraum gegenüber gestellt. Die Leistungen der Einspeisung und Last sind auf den viertelstündlichen Mittelwert der Wirkleistung aufgelöst und der Betrachtungszeitraum ist ein gesamtes Jahr. Die Last-

und Einspeiseprofile werden mit Excel 2010 verknüpft, automatisiert analysiert und graphisch dargestellt. Die viertelstündlichen Mittelwerte der Wirkleistungen der Einspeisungen und der Lasten werden in einem Knotenmodell miteinander kombiniert. Je nach Bilanzraum wird für die sieben Netzebenen im Verteilnetz, von der Nieder- bis zur Hochspannung, jeweils ein Knoten erstellt. Dieser Knoten ergibt sich für jeden viertelstündlichen Leistungswert zu Null. In Abhängigkeit von den Leistungen der Last (Vorzeichen: positiv), der Einspeisung (Vorzeichen: negativ) und der Leistung des nachgelagerten Netzknotens, beeinflusst der Knoten den vorgelagerten Netzknoten (siehe Abbildung 1). Damit wirken sich Veränderungen der Last und Einspeisung innerhalb eines Knotens auf die vorgelagerten Netzknoten aus.

Hintergrund ist, dass eine erhöhte Einspeisung in einer Netzebene entweder in dieser Netzebene

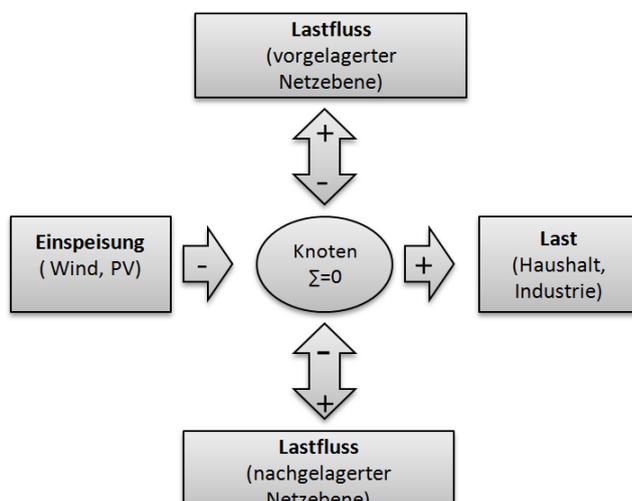


Abbildung 1 Vorzeichenregel für einen Knoten im Knotenmodell

verbraucht oder in die vorgelagerte Netzebene rückgespeist werden muss, wenn sich der Bezug (positiv) der nachgelagerten Netzebene nicht erhöht.

Für die Betrachtung des Lastflusses an einem Umspannwerk setzt sich der Bilanzraum aus den nachgelagerten Netzebenen des Umspannwerks zusammen. Der Bilanzraum besteht aus den Netzebenen der Niederspannung bis zu der Sammelschiene des Umspannwerks (mittelspannungsseitig), wie in Abbildung 2 schematisch zu sehen ist.

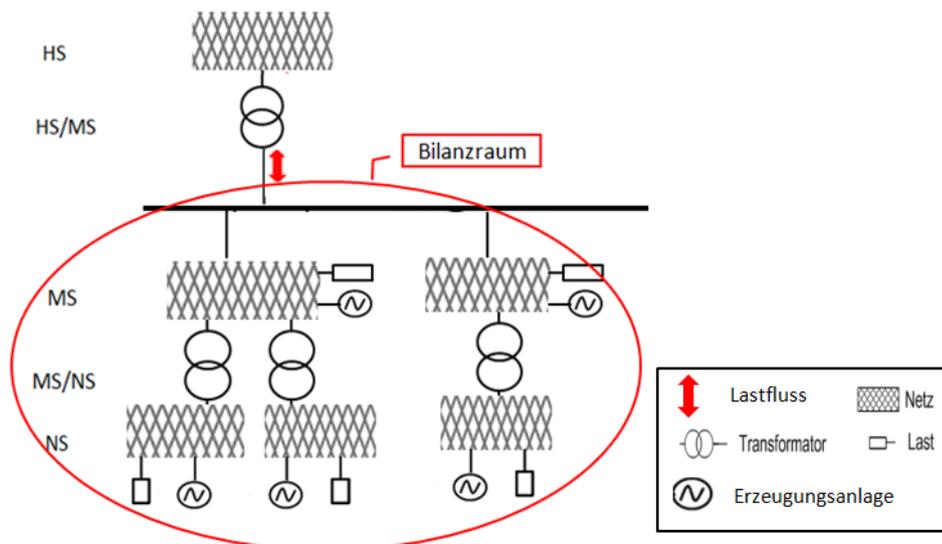


Abbildung 2 Bilanzraum für die Simulation des Lastflusses an einem Umspannwerk

Da der Netzknotenpunkt die Verknüpfung des vor- und nachgelagerten Verteilnetzes ist, muss die Leistung des nachgelagerten Netzes (Bezug oder Rückspeisung) unausweichlich durch das UW geleitet werden. Dadurch kann unter bestimmten Rahmenbedingungen die Auslastung des UWs mit der Bilanzierung ermittelt werden. Dabei ist festzuhalten, dass die Auslastungen des Netzes innerhalb des Bilanzraumes nicht ermittelt werden kann.

Nachdem die Last- und Einspeisepprofile zu den jeweiligen Netzebenen zugeordnet sind und über ein bestimmtes Jahr (Basisjahr) vorliegen, kann der Lastfluss generiert werden. Basierend auf dieser Ausgangssituation können die Auswirkungen von EE-Ausbauszenarien und die Integration der E-Fahrzeuge untersucht werden. Um zukünftige Lastflüsse in einem Bilanzraum zu ermitteln, werden die viertelstündlichen Einspeisungen der EE oder die Ladeprofile der E-Fahrzeuge mit Faktoren hochskaliert. Die Faktoren resultieren bei dem Ausbau der EE aus dem Quotienten der zukünftig installierten Leistungen und der installierten Leistung des Basisjahres sowie der Anzahl der E-Fahrzeuge. Es wird unterstellt, dass ein proportionales Verhältnis von Einspeisung und installierter Leistung vorliegt. Das bedeutet, dass die Stromerzeugungsanlagen bei einer Verdopplung der installierten Leistung eine doppelt so hohe Einspeisung generieren (Faktor 2). Um die Simulationsergebnisse so realistisch wie möglich zu gestalten, werden die Einspeisepprofile von Windkraftanlagen modifiziert, da sich die Charakteristik der Einspeisung zukünftig installierter Windkraftanlagen ändern wird (siehe Kapitel 5.2.2).

Die zukünftig installierten Leistungen der EE können sowohl proportional zu bereits bestehenden Leistungen, als auch manuell den verschiedenen Netzebenen zugeordnet werden. In Tabelle 1 ist die prozentuale Aufteilung der Leistungen dezentraler Stromerzeugungsanlagen auf die Netzebenen, im Versorgungsgebiet der EnergieNetz Mitte, dargestellt.

Tabelle 1 Prozentuale Aufteilung der EE im ENM Versorgungsgebiet

Aufteilung der installierten Leistung	nach Spannungsebene	und Energieform	
Spannungsebene 04 (HS/MS)	4,47%	Wind	11,4%
Spannungsebene 05 (MS)	52,69%	Biomasse	90,5%
		Solar	19,3%
		Wasserkraft	68,7%
		Wind	88,4%
Spannungsebene 06 (MS/NS)	0,95%	Biomasse	4,0%
		Solar	1,2%
		Wasserkraft	2,6%
Spannungsebene 07 (NS)	41,89%	Biomasse	5,5%
		Solar	79,5%
		Wasserkraft	28,7%

Die Zuordnung der dezentralen Stromerzeugungsanlagen auf Netzebenen erfolgt grundsätzlich anhand der Leistung der Anlagen. In den vergangenen Jahren ist eine stetige Erhöhung der einzelnen PV-Anlagenleistungen im Versorgungsgebiet zu erkennen. Die durchschnittliche PV-Anlagenleistung hat im Jahr 2012 16 kW betragen, wobei diese weiterhin hauptsächlich in der Niederspannung angeschlossen wurden. Die durchschnittlich installierte Leistung der Windkraftanlagen hat sich in den letzten Jahren drastisch von 1,1 MW im Jahr 2000 auf 2,4 MW im Jahr 2012 gesteigert [1]. Es ist davon auszugehen, dass sich diese Entwicklung weiter fortsetzt. In dieser Arbeit werden die zukünftigen Stromerzeugungsanlagen proportional zu den bereits bestehenden Anlagen in den Netzebenen eingeordnet. Die E-Fahrzeuge mit einer Anschlussleistung von 3,7 kW werden hauptsächlich in der Niederspannung angeschlossen.

Ausgehend vom Strombedarf des Basisjahres wird dessen zukünftige Entwicklung mit Ausnahme der Ladeprofile der E-Fahrzeuge in den Szenarien nicht weiter berücksichtigt und das Lastprofil konstant gehalten. Es ist allerdings festzuhalten, dass die Substitution von Energieträgern durch elektrische Energie eine große Rolle spielen kann. So könnte der Wärmesektor (Wärmepumpen) die Last deutlich beeinflussen. Eine Prognose des Elektrizitätsbedarfs von Wärmepumpen für die Zukunft ist mit großen Unsicherheiten behaftet, da zum jetzigen Zeitpunkt unsicher ist, wie sich die Fördermechanismen und Marktbedingungen entwickeln. Gleichzeitig spielt die Bevölkerungszahl und die Effizienzsteigerungen bei elektrischen Geräten eine Rolle.

4.2 Datenbasis

Für die Erhebung der viertelstündlichen Mittelwerte der Wirkleistungen von der Einspeisung und der Last, ohne den Einfluss der E-Fahrzeuge, wird die Bilanzierung und das Abrechnungssystem der EnergieNetz Mitte herangezogen. Die Erhebung der Last- und Einspeiseprofile erfolgt einerseits anhand von leistungsgemessenen Daten, die direkt am Zähler des Verbrauchers oder der

Stromerzeugungsanlage gemessen wurden als auch anhand von sogenannten Standardlastprofilen (SLP). Im Folgenden wird näher auf die Zusammensetzung und die Ermittlung dieser Daten sowie auf die Erhebung der stochastischen Ladeprofile eingegangen.

4.2.1 Lastprofil

Um den zeitlichen Verlauf des Stromverbrauchs, der sogenannten Last, zu ermitteln, muss auf leistungsgemessene Daten und auf Standardlastprofile zurückgegriffen werden. Bei Großkunden mit einem Elektrizitätsbedarf größer als 100.000 kWh im Jahr erfolgt die Messung durch Zähler, die sowohl den Bezug von Wirk- und Blindarbeit als auch die Wirkleistung erfassen. Diese Art der Messung wird als registrierende Leistungsmessung (RLM) bezeichnet. Zu dieser Kundengruppe gehören Großkunden wie Industriebetriebe, größere Gewerbe oder öffentliche Einrichtungen. Die Lastverläufe der Großkunden werden in einer Datenbank der EnergieNetz Mitte über mehrere Jahre gespeichert und konnten für die Bilanzierung der Simulation abgerufen werden.

Bei Kundengruppen mit Jahresmengenerfassung ohne RLM am Zähler werden Standardlastprofile verwendet. Die Standardlastprofile verwendet der Verteilnetzbetreiber, gemäß der geltenden rechtlichen Rahmenbedingungen, bei Letztverbrauchern, die einen Jahresverbrauch von unter 100.000 kWh aufweisen. Die Letztverbraucher sind z. B. Haushalte, kleinere Gewerbe oder Landwirtschaftsbetriebe. Die SLP dienen dazu, die Last von Kundengruppen in einem Bilanzraum zu prognostizieren und zu bilanzieren. Die unterschiedlichen Standardlastprofile stellen den durchschnittlichen Leistungsbezug einer Kundengruppe über ein Jahr in viertelstündlichen Mittelwerten dar. Die Last ist von täglichen, wöchentlichen und jahreszeitlichen Zyklen geprägt. Die Zyklen werden durch mehrere Faktoren beeinflusst, wie z. B. durch Außentemperatur und durch jahreszeitlich bedingt wechselnde Tageszyklen (Beleuchtung). Zudem spielen die Lebensgewohnheiten (Arbeits- und Freizeitverhalten) eine große Rolle. In Abbildung 4 werden unterschiedliche Standardlastprofile mit den zugehörigen Anwendungen dargestellt.

	Gewerbetags (8 - 18 Uhr)	Gewerbe überwiegend Abendstunden	Gewerbe durchlaufend	Gewerbe Ladenöffnungszeiten	Landwirtschaftsbetriebe mit Milchwirtschaft	Sonstige Landwirtschaftsbetriebe
	G1	G2	G3	G4	L1	L2
Charakteristisches Lastprofil						
Anwendungen	Bürogebäude: <ul style="list-style-type: none"> • Bildung • Kantinen • Krankenhäuser • Verwaltungen • Behörden • Banken • Dienstleister • Praxen etc. Produz./verarb. Gewerbe: <ul style="list-style-type: none"> • Bau • Werkstätten und Autohäuser • Metall • Elektro • Holz • Fahrzeug • Ernährung etc. 	<ul style="list-style-type: none"> • Hotels • Restaurants • Cafes • Tankstellen • Kultur-, Sport-, Freizeitbetriebe • beleuchtungsorientierter Stromverbrauch 	<ul style="list-style-type: none"> • Läden mit starker Kühlung • Kälteanlagen • Zwangsbelüftung • Parkhäuser • IT-Infrastruktur • Kläranlagen etc. 	<ul style="list-style-type: none"> • Ladengeschäfte • Kaufhäuser • Möbelhäuser • Annahmestellen • Reinigung etc. 	Milchviehbetriebe (Stromverbrauch durch zweimaliges Melken und anschließendes Herunterkühlen)	<ul style="list-style-type: none"> • Landwirtschaftliche Betriebe mit Produktion und Haushalt • Schweinemast etc.

Abbildung 3 Standardlastprofile und die zugehörigen Anwendungen nach [11]

Es ist zu erkennen, dass unterschiedlichste Anwendungen mit dem gleichen SLP bilanziert und prognostiziert werden können. Die deutschlandweit aggregierte gesamte Last kann in der Regel mit einer hohen Genauigkeit prognostiziert werden[2]. Um die Last einer Kundengruppe zu ermitteln, werden die Standardlastprofile, die auf 1.000 kWh/a normiert sind, mit Faktoren auf den Jahresverbrauch der Kunden hochskaliert.

4.2.2 Einspeiseprofil

Um den zeitlichen Verlauf der Einspeisung von dezentralen Stromerzeugungsanlagen im Bilanzraum zu ermitteln, werden sowohl leistungsgemessene Einspeiseprofile als auch synthetische Einspeiseprofile verwendet. Die registrierende Leistungsmessung wird, gemäß der geltenden rechtlichen Rahmenbedingungen, erst ab einer Leistung von 100 kW notwendig, sodass kleinere Stromerzeugungsanlagen über synthetische Einspeiseprofile berücksichtigt werden.

Für die durchschnittliche PV-Anlage im Versorgungsgebiet der EnergieNetz Mitte, welche eine durchschnittliche Leistung von 16 kW aufweist, wird dementsprechend ein synthetisches Einspeiseprofil verwendet. Das synthetische Einspeiseprofil wird für jeden einzelnen Bilanzraum, mit Hilfe der leistungsgemessenen PV-Anlagen, ermittelt und auf die Gesamteinspeisung aller PV-Anlagen hochskaliert. Die Ermittlung der synthetischen PV-Einspeiseprofile für unterschiedliche

Bilanzräume ist notwendig, da sich die Einspeisungen der PV regional im Versorgungsgebiet differenzieren. So treten z. B. die Leistungsspitzen der PV-Einspeisungen im Versorgungsgebiet um bis zu einer Stunde versetzt auf und weisen örtliche und ausrichtungsabhängige Schwankungen auf.

Das Einspeiseprofil der Windkraftanlagen basiert hauptsächlich auf registrierenden Leistungsmessungen. Diese Einspeisungen wurden von Windkraftanlagen generiert, die vor dem jeweiligen Basisjahr im Versorgungsgebiet installiert waren. Da dieses Einspeiseprofil sozusagen in die Zukunft projiziert bzw. repräsentativ für den Zubau von Windkraftanlagen hochskaliert wird, muss die technische Weiterentwicklung der Windkraftanlagen mitberücksichtigt werden. Die Windkraftanlagen haben sich in den letzten Jahren stark weiterentwickelt. Bei den PV-Anlagen ließ sich eine veränderte Charakteristik des Einspeiseverhaltens nicht erkennen. Windkraftanlagen orientieren sich immer stärker an den Windbedingungen ihres Einsatzortes und weisen dadurch eine deutlich bessere Windausnutzung auf. Im Binnenland werden vorzugsweise auslastungsoptimierte Schwachwindanlagen errichtet, die eine höhere Nabenhöhe und eine größere Rotorfläche, bei gleichzeitig geringerer Nennleistung, aufweisen. An der Küste Deutschlands werden Starkwindkraftanlagen installiert. Durch das größere Verhältnis von Rotorfläche und Nennleistung der Schwachwindanlagen resultiert eine verbesserte Leistungskennlinie, die deutlich höhere Volllaststunden generiert.

In Abbildung 4 ist die Einspeisung einer auslastungsoptimierten Windkraftanlage (Schwachwind) und einer nicht auslastungsoptimierten Windkraftanlage (Starkwind) in Süddeutschland über den Zeitraum von einer Woche dargestellt.

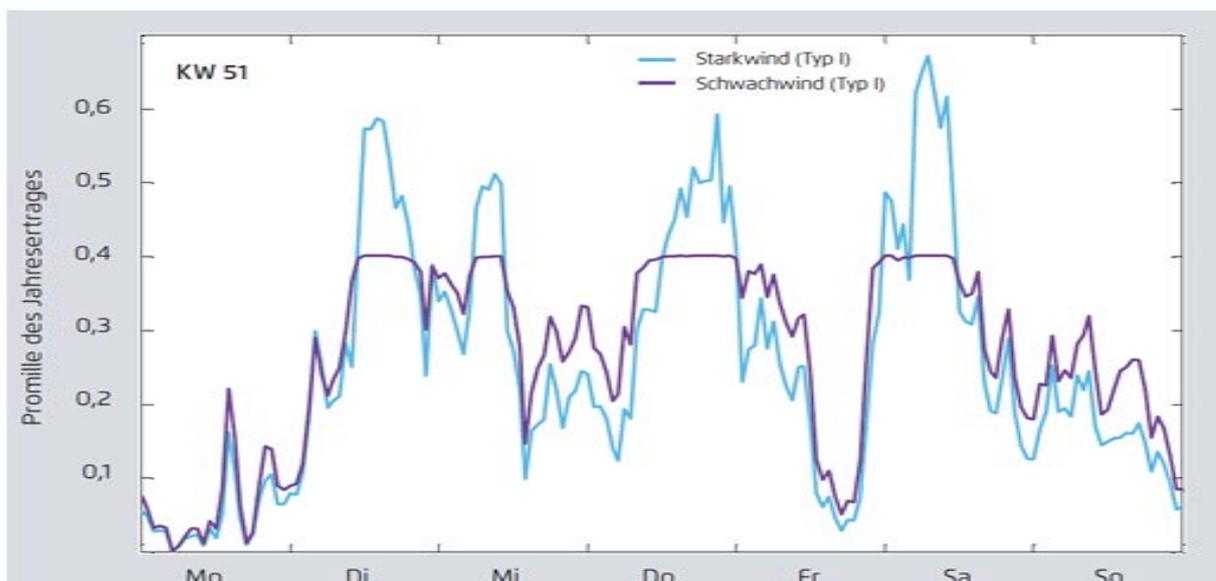


Abbildung 4 Vergleich der Einspeisung einer Stark- und Schwachwindkraftanlage über eine Woche [1]

Die Abbildung 5 stellt die Einspeisungen in Promille des Jahresenergieertrags dar, um den Vergleich zu erleichtern, da die Flächen unter den beiden Kurven (Energieertrag) gleichgroß sind. Die Schwachwindanlage weist weniger stark ausgeprägte Fluktuationen auf und speist, bei 0,4 Promille des Jahresenergieertrags, mit ihrer Nennleistung gleichmäßig in das Netz ein. Im Gegensatz dazu weist die Starkwindanlage für kurze Zeit hohe Leistungen und stärkere Fluktuationen auf. Schwachwindanlagen bieten somit große Vorteile für die Netzinfrastruktur [1]. Um diese Entwicklung in der Simulation der Lastflüsse zu berücksichtigen, werden die Einspeiseprofile von Windkraftanlagen des Basisjahres manipuliert, sodass es dem Einspeiseprofil von auslastungsoptimierten Windkraftanlagen näherungsweise entspricht. Dazu wird das Windeinspeiseprofil mit einem Faktor hochskaliert und anschließend bei der max. Einspeiseleistung der Bestandsanlagen gekappt. Das resultierende Windeinspeiseprofil weist einen höheren Energieertrag und Zeiten gleichmäßiger Einspeisung auf. Die maximale Einspeiseleistung bleibt gleich (siehe Jahreganglinien in Kapitel 8.2). Mit Hilfe des manipulierten Einspeiseprofils ist es somit möglich, den Zubau von auslastungsoptimierten Schwachwindanlagen besser widerzuspiegeln als mit dem Einspeiseprofil der Bestandsanlagen.

4.2.3 Stochastische Lastprofil E2V

Die Ermittlung eines stochastischen Lastprofils (Ladung nach Bedarf des Nutzers) von E-Fahrzeugen und E2V ist von einer Vielzahl von Faktoren abhängig. Dazu gehören u. a. die Eigenschaften und die Anzahl der E-Fahrzeuge sowie das Mobilitätsverhalten, die Ladeinfrastruktur und das Ladeverhalten der Nutzer. Um konkrete Aussagen bezüglich der Ladeleistung einzelner E-Fahrzeuge für unterschiedlichen Ladepunkten zu treffen, ist es notwendig auf Messwerte zurückgreifen zu können.

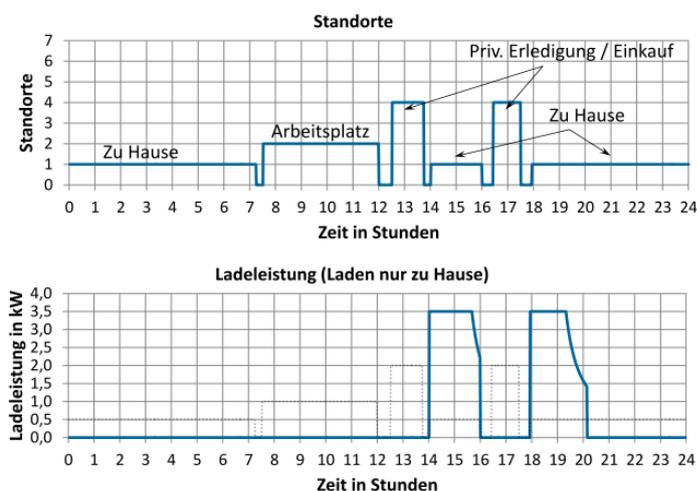


Abbildung 5 Schematische Entstehung einzelner Ladeprofile [5]

Die Voraussetzung für die Generierung eines repräsentativen Summenprofils von mehreren Ladeprofilen ist eine ausreichend große Stichprobe von Messwerten als Datenbasis, um eine realistische Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge bei einer bestimmten Anzahl von E-Fahrzeugen widerspiegeln zu können.

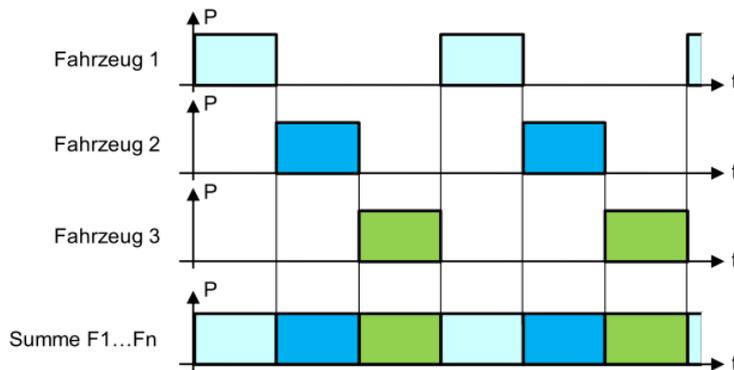


Abbildung 6 Zeitliche Steuerung der Summenleistungskurve [5]

Da solche Messwerte für ein ausreichend großes Kollektiv von E-Fahrzeugen zur Zeit jedoch nicht verfügbar sind und ein Feldversuch der E2V noch nicht durchgeführt wurde, liegen nicht genügend Informationen vor, um ein Lastprofil für eine variable Anzahl von E-Fahrzeugen ermitteln zu können. Dennoch sollen im Folgenden drei stochastische Ladeprofile für unterschiedliche Nutzungsszenarien von Ladepunkten anhand einfacher Annahmen erstellt werden. Als Datenbasis dienen drei Studien, die mit Hilfe von Mobilitätshebungen stochastische Ladeprofile entwickelt haben:

- VDE-Studie Elektrofahrzeuge (Mobilitätshebung "Mobilität in Deutschland" 2002)[3]
- eDrive Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ("Mobilität in Deutschland" 2002) [4]
- SMART-ELECTRIC-MOBILITY (Mobilitätshebung "Mobilität in Niederösterreich" 2008) [5]

Im Folgenden werden die Vorgehensweise, die Annahmen und die Ergebnisse der Studien vorgestellt. Anschließend wird auf die Prämissen eingegangen unter denen das Ladeprofil für das E2V abgeleitet wurden.

Die VDE-Studie hat auf Basis des Mobilitätsverhalten heutiger PKW Ladeprofile für E-Fahrzeuge abgeschätzt. Da elektrisch betriebene Fahrzeuge aufgrund ihrer begrenzten Reichweite die konventionellen Fahrzeuge nur bedingt substituieren können, wurden die Daten der Mobilitätshebung angepasst. Rund 90 % der erhobenen Fahrstrecken sind kürzer als 100 km. Da sowohl die Herstellerangaben von Elektrofahrzeugung als auch die von E2V diese Streckenlänge abdecken können, wird diese Fahrlänge als Schwellenwert bzw. Substitutionsgrenze verwendet.

Unter Berücksichtigung dieses Schwellenwertes liegt die durchschnittliche tägliche Fahrstrecke bei 29,6 km. Der typische Verlauf des Fahraufkommens ist für eine Woche in Abbildung 7 dargestellt.

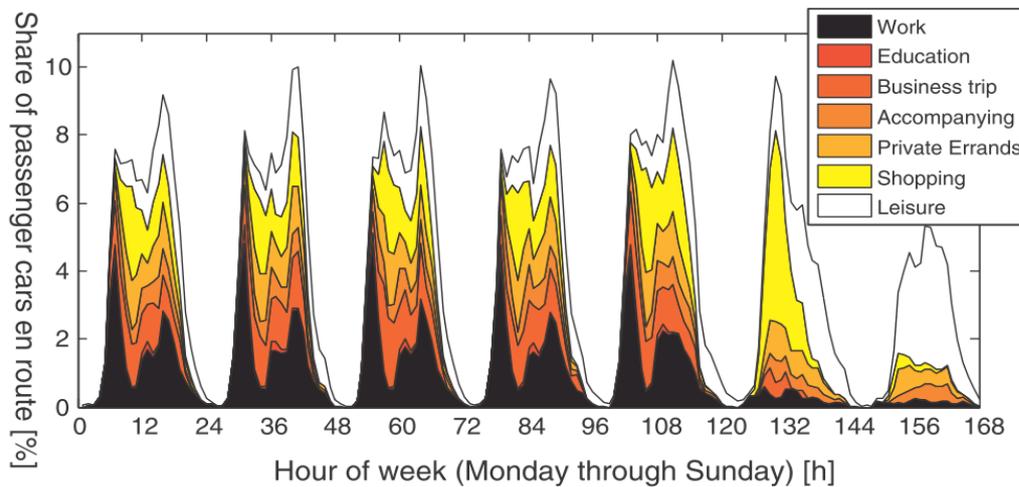


Abbildung 7 Anteile der Fahrzeuge auf der Straße nach Art des Fahrtgrundes [12]

Anhand der Abbildung 7 ist erkennbar, wie groß der relative Anteil der mobilen Fahrzeuge zu einer bestimmen Tageszeit ist und welche Fahrbedürfnisse abgedeckt werden. Im Durchschnitt sind tagsüber ca. 6 % der Fahrzeuge gleichzeitig mobil, während 94 % der Fahrzeuge ruhen. Von Montag bis Freitag ist das Fahraufkommen sehr ähnlich. Der über diese Tage gemittelte Verlauf wird als typischer Verlauf eines Werktages (Mustertag) verwendet. Über das Wochenende ändert sich das Fahrverhalten und das Fahraufkommen sinkt, allerdings wurde diese Wochentagsabhängigkeit in den drei Studien nur bedingt berücksichtigt. In allen drei Fällen dient das Fahrverhalten des Mustertages als Grundlage für das Ladeprofil. Neben dem Fahrverhalten, ist die Ladeinfrastruktur für das resultierende Ladeprofil ausschlaggebend. Dabei wird zwischen den aufgeführten Ladepunktinfrastrukturen unterschieden:

- "Heim"- Das Laden der Fahrzeuge ist ausschließlich am heimischen Hausanschluss möglich.
- "Heim + Arbeitsplatz"- Das Laden der Fahrzeuge ist sowohl am heimischen Hausanschluss als auch am Arbeitsplatz möglich.
- "Flächendeckend"- Das Laden der Fahrzeugen ist nahezu flächendeckend möglich.

Für die Ermittlung des jeweiligen Ladeprofils sind weitere Annahmen erforderlich. Es wird von einem spezifischen Verbrauch des Fahrzeugs von 20 kWh/100 km ausgegangen und die Ladung erfolgt über einen typischen 3,7 kW Ladepunktanschluss (normale einphasige Steckdose). Desweiteren wird angenommen, dass die Fahrzeuge erst ab einer Parkdauer von einer Stunde geladen werden und dass die Fahrzeuge nach der letzten Fahrt des Tages geladen werden, sodass sie zu Beginn der ersten

Fahrt am folgenden Tag wieder vollständig aufgeladen sind. Für den Mustertag ergeben sich die in Abbildung 8 dargestellten Ladeprofile für die drei unterschiedlichen Ladeinfrastrukturen. Das Ladeprofil bildet das durchschnittliche Ladeverhalten eines Fahrzeugkollektivs ab, wobei es auf jeweils einen Pkw normiert ist.

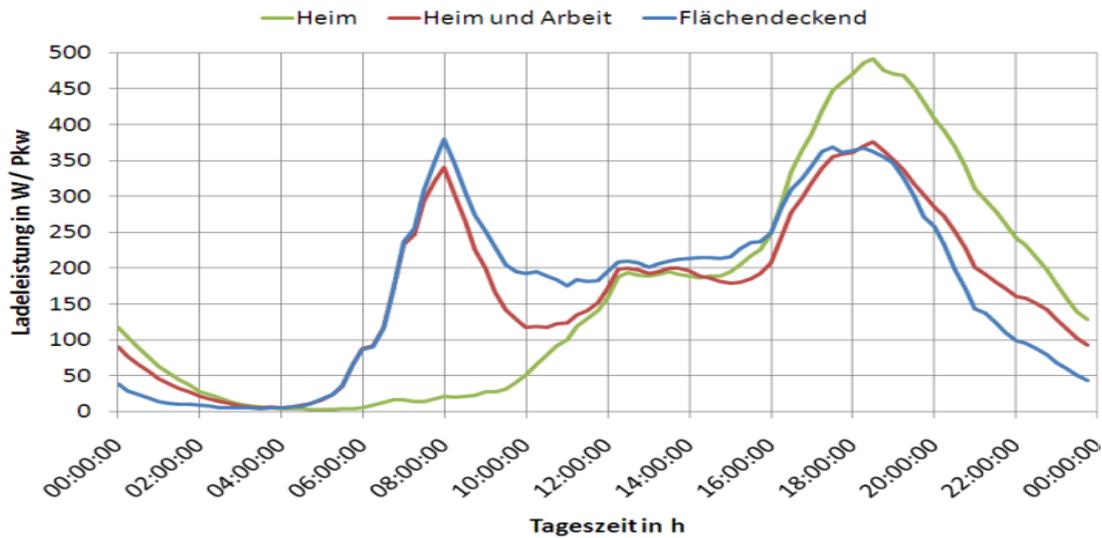


Abbildung 8 normierte Ladeleistung für unterschiedliche Ladepunkte [3]

Die Ladeprofile weisen in den Abendstunden zwischen 18:00 und 19:00 Uhr ein Leistungsmaximum auf. Insbesondere in dem Szenario der Ladeinfrastruktur "Heim" prägt sich dieses Leistungsmaximum mit durchschnittlich 500 Watt pro Fahrzeug aus. Die Ladeprofile "Heim + Arbeitsplatz" und "Flächendeckend" weisen außerdem eine Leistungsspitze um 08:00 Uhr morgens auf. Durch das Laden an mehreren Standorten können mehr Fahrprofile von Fahrzeugen erfüllt werden, wodurch ein höherer Ladebedarf entsteht. Aus diesem Grund liegt das Ladeprofil von dem Szenario "Flächendeckend" nahezu im ganzen Tagesverlauf oberhalb von "Heim + Arbeitsplatz". Vergleicht man die Ergebnisse der VDE-Studie mit denen der Studie "SMART-ELECTRIC-MOBILITY", so zeigt sich eine deutliche zeitliche Korrelation der Ladeprofile für den typischen Werktag.

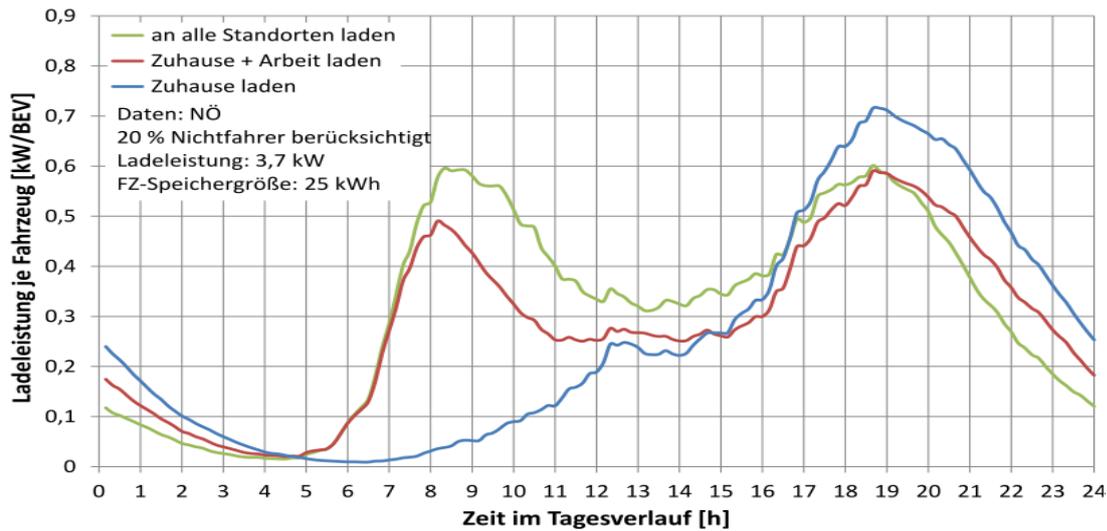


Abbildung 9 normierte Ladeleistung für unterschiedliche Ladepunkte [5]

Die Unterschiede sind vorwiegend in der Höhe des Leistungsmaximum ersichtlich und ergeben sich aufgrund der unterschiedlichen lokalen Gegebenheiten und den zurückgelegten Entfernungen in den zwei unterschiedlichen Mobilitätshebungen.

In der VDE-Studie wurde kein Ladeprofil für das Wochenende ermittelt und in der Studie SMART-ELECTRIC-MOBILITY wurde das ermittelte Ladeprofil für das Wochenende als nur bedingt repräsentativ angesehen. Da sich das Fahrverhalten jedoch stark ändert und diese Veränderung berücksichtigt werden soll, wurden die Ergebnisse des Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme herangezogen. Diese unterstellen, dass sich die Ladeleistung am Wochenende um ein Drittel verringert und an beiden Tagen das gleiche Ladeprofil vorhanden ist. Zudem wird die Ladeleistung später am Tag abgerufen, da das Fahraufkommen insbesondere am Sonntag am späten Nachmittag höher ist.

Um basierend auf den Ergebnissen der Studien die Ladeprofile für das E2V zu generieren, müssen die Eigenschaften des Fahrzeugs berücksichtigt werden. Die Tabelle 2 stellt die unterschiedlichen relevanten Kenndaten der Fahrzeuge in den Studien mit denen des E2V gegenüber.

Tabelle 2 Vergleich der Kenndaten

	durchschnittliches E-Fahrzeug	E2V	
Ladeleistung	3,7	3,7	kW
Batteriekapazität	25	5,6	kWh
Verbrauch	0,2	0,048	kWh/km
max. mögliche Fahrstrecke	125	117	km
Ladeenergie am Mustertag	6	1,44	kWh/Tag

Im Gegensatz zu einem durchschnittlichen E-Fahrzeugs hat das E2V einen Verbrauch von 4,8 kWh pro 100 km. Der Verbrauch reduziert sich auf ca. ein Viertel, sodass sich bei der Betrachtung des Mustertages die gesamte Ladeenergie von ca. 6 kWh auf 1,44 kWh pro Tag verringert. Die Ladeprofile der E2V wurden proportional zu den der Ladeprofilen der Studien erstellt. Die Ladeleistungen wurden entsprechend des geringeren Verbrauchs skaliert, sodass eine tägliche Ladung von ca. 1,5 kWh stattfindet. Die entwickelten Ladeprofile für E2V sind in Abbildung 11 für eine Musterwoche zu sehen.

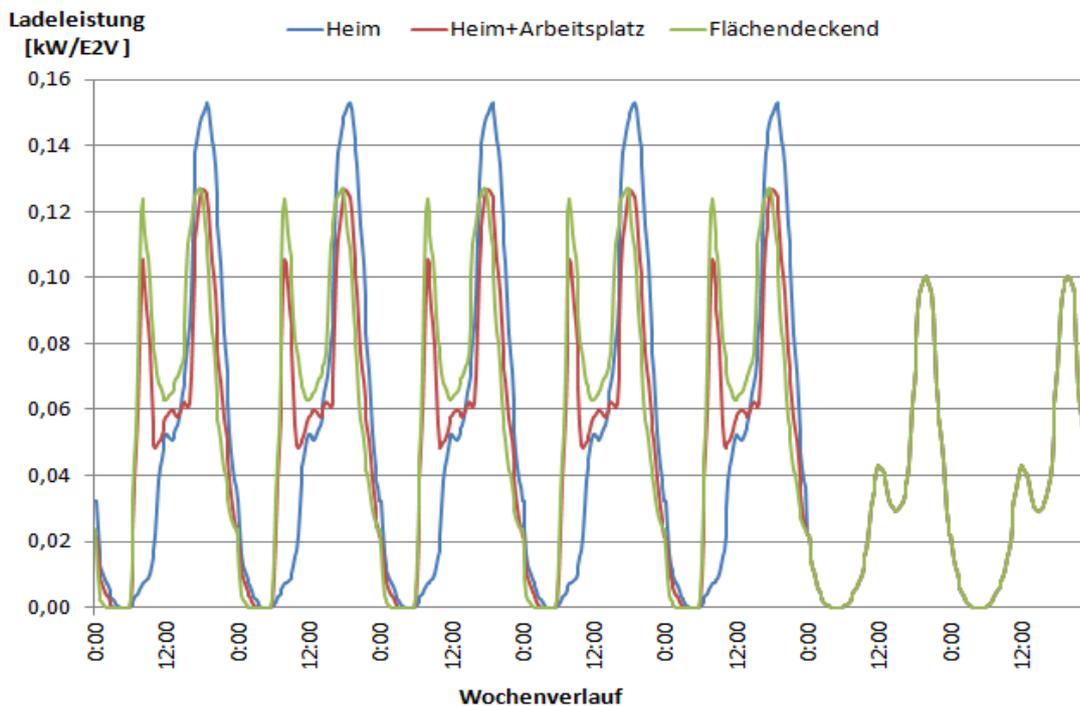


Abbildung 10 normierte Ladeleistungen für eine Musterwoche bei unterschiedlichen Ladeinfrastrukturen

Die auf ein E2V normierten Ladeprofile werden in der Simulation in Abhängigkeit von der Durchdringung der E2V mit Faktoren skaliert. Da die Ladeprofile auf Basis des durchschnittlichen Fahrverhaltens eines großen Fahrzeugkollektivs ermittelt wurden, wird in Kapitel 5.3 beschrieben, unter welchen Voraussetzungen die Ladeprofile verwendet und als repräsentativ angesehen werden können. Für die Skalierung der Ladeprofile in den Bilanzräumen wird der durchschnittliche deutsche Motorisierungsgrad von 526 Fahrzeugen pro 1000 Einwohner (0,99 Fahrzeugen je Haushalt) unterstellt. Der Nicht-Fahrer-Anteil von 20 % ist in diesen Werten berücksichtigt. Aufgrund der Anschlussleistung von 3,7 kW werden die Ladeprofile der Niederspannungsebene zugeordnet.

4.3 Rahmenbedingungen der Simulation

Die Ergebnisse des Simulationstools können nur mit der Kenntnis von bestimmten Rahmenbedingungen richtig interpretiert werden. Es wurden zahlreiche Vereinfachungen vorgenommen, welche zu Ungenauigkeiten führen können oder die Netzkapazitätsanalyse nur unter Einschränkungen zulassen.

Durch die Verwendung von Standardlastprofilen wird das durchschnittliche Verhalten von unterschiedlichen Verbrauchsgruppen widerspiegelt. Dabei ist zu berücksichtigen, dass sich die reale Last von einzelnen Verbrauchern individuell ausprägt und nicht zwingend mit dem Standardlastprofil korreliert. Standardlastprofile sind somit erst bei der Betrachtung einer großen Anzahl an Verbrauchern gültig und können die Last nur mit einer gewissen Ungenauigkeit widerspiegeln. Aufgrund dessen lässt sich ebenfalls eine Vergleichmäßigung der Last nicht vermeiden. Standardlastprofile können jedoch bei einer Netzknotensimulation verwendet werden, um einen groben Überblick über die Situation an einem Netzknoten zu gewinnen. [6]

Ein weiterer wesentlicher Punkt bei der Ergebnisinterpretation hinsichtlich der Auslastung von Netzkapazitäten ist, dass es sich bei der Simulation um eine reine Leistungsbilanz an einem bestimmten Netzknoten handelt. Das bedeutet, dass das nachgelagerte Netz des Netzknotens als ideal betrachtet wird und keine Restriktionen vorliegen. Mit Hilfe des Simulationstools kann keine Bewertung erfolgen, ob ein Zubau der EE oder eine höhere Durchdringung von E2V aufgrund von Netzengpässen oder Spannungsänderungen innerhalb des Netzes im Bilanzraum möglich ist. Um eine solche Bewertung durchzuführen, muss die Netztopologie bekannt sein und es bedarf einer Netzberechnung. Demnach werden lokale Häufungen von E2V, die zum Beispiel eine Spannungsänderung in bestimmten Leitungssträngen hervorrufen, nicht erkannt.

5 Simulation Ortsnetzebene

Im weiteren Verlauf wird der zukünftige Lastfluss eines typischen ländlichen Wohngebietes simuliert. Dazu wird der Bilanzraum der Ortsnetzstation Felsberg-Lohre hinsichtlich des Stromverbrauchs im Basisjahr 2011 analysiert. Anschließend wird eine 100-prozentige Vollversorgung auf Basis von PV-Einspeisungen in dem Bilanzraum unterstellt und der Ladevorgang von einer 100-prozentigen Durchdringung der E2V integriert. Die Kenndaten des Ortsnetztransformators von Felsberg-Lohre sind in Tabelle 3 für das Basisjahr dargestellt.

Tabelle 3 Kenndaten der Ortsnetzstation Felsberg-Lohre [13]

Felsberg - Lohre			
Ortsnetzstation	Nennleistung [kVA]	Zugeordneter Jahresverbrauch [kWh]	Benutzungsstunden [Bh]
Waldstr.	630	718.135	1.140

Felsberg - Lohre			
Kategorie	Anzahl	Gesamtverbrauch pro Jahr [kWh]	Durchschnittsverbrauch pro Jahr [kWh]
Einwohner	374	718.135	1.920
Messstellen, gesamt	181	718.135	3.968
Haushalte (H0)	139	468.425	3.370
Speicher-Heizungen (HE)	12	86.969	7.247
Sonstiges	30	162.741	5.425

Mit 1.140 Vollbenutzungsstunden liegt der Ortsnetztransformator im Durchschnitt von typischen Ortsnetztransformatoren von ländlichen Wohngebieten, wie die Abbildung für den Ort Felsberg zeigt.

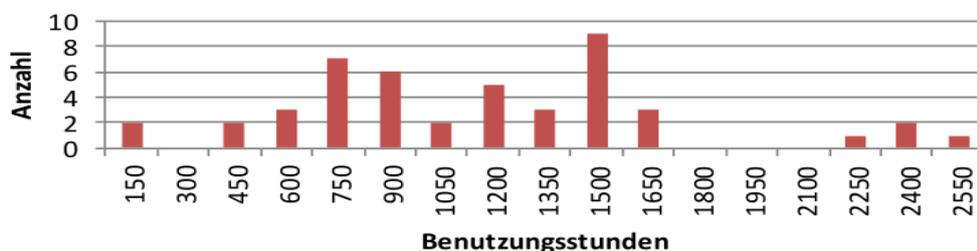


Abbildung 11 Verteilung der Ortsnetzstationen in Felsberg nach Benutzungsstunden [13]

Der zeitliche Verlauf der Last im Bilanzraum wird mit Hilfe der Standardlastprofile von Haushalten und der von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen entwickelt. Bei einer 100-prozentigen Durchdringung der E2V wird für die Ermittlung der Fahrzeuganzahl auf die Einwohnerzahl

zurückgegriffen, da sich in diesem Fall mehr E2V in dem Bilanzraum befinden als auf Basis der Anzahl der Haushalte. Zudem wird nur das Ladeprofil "Heim" verwendet, da es sich um ein reines Wohngebiet handelt in dem die E2V privat am Hausanschluss geladen werden. Für die insgesamt 197 E2V ergibt sich eine maximale Ladeleistung von 30 kW und einem zusätzlichen Verbrauch von ca. 80 MWh pro Jahr. Um den gesamten Jahresverbrauch durch PV-Einspeisungen bilanziell zu decken, bedarf es einer installierten PV-Leistung von ca. 850 kW. Diese Leistung wurde anhand des ermittelten PV-Einspeiseprofiles des Umspannwerks Felsberg (siehe Kap. 8.2) berechnet. Basierend auf den Last- und Einspeiseprofilen der Bilanzierung, kann der Lastfluss an dem Netzknoten der Ortsnetzstation generiert werden. Der Lastfluss wird in der weiteren Untersuchung vertikale Netzlast genannt. Um die vertikale Netzlast zu ermitteln, wird die gesamte Last und Einspeisung der nachgelagerten Netzebenen der Ortsnetzstation, von der Sammelschiene des Ortsnetzstation (MS/NS) bis einschließlich der Niederspannung (NS), zusammengefasst. Die vertikale Netzlast setzt sich wie folgt zusammen:

$$\text{vertikale Netzlast}_{\text{HS/MS}} = \text{Last}_{\text{HS/MS-NS}} + \text{Einspeisung}_{\text{HS/MS-NS}}$$

Nach der Knotenregel ($\text{Last} > 0$; $\text{Einspeisung} < 0$), bewirkt eine zunehmende Einspeisung in den nachgelagerten Netzebenen eine Verringerung der vertikalen Netzlast. Ist die vertikale Netzlast positiv, findet ein Bezug der nachgelagerten Netzebenen statt. Dreht sich das Vorzeichen, überwiegen die Einspeisungen und es findet eine Rückspeisung in die vorgelagerte Netzebene statt. Die Ortsnetzstation hat eine maximale Übertragungskapazität von 630 kVA bzw. 630 kW. Bis zu dieser Grenze kann eine Ortsnetzstation Leistungen in Bezugs- und Rückspeiserichtung übertragen. Um die Auslastung der Ortsnetzstation und die Charakteristik der vertikalen Netzlast darzustellen, wird der Jahresverlauf der vertikalen Netzlast in Abbildung 12 dargestellt.

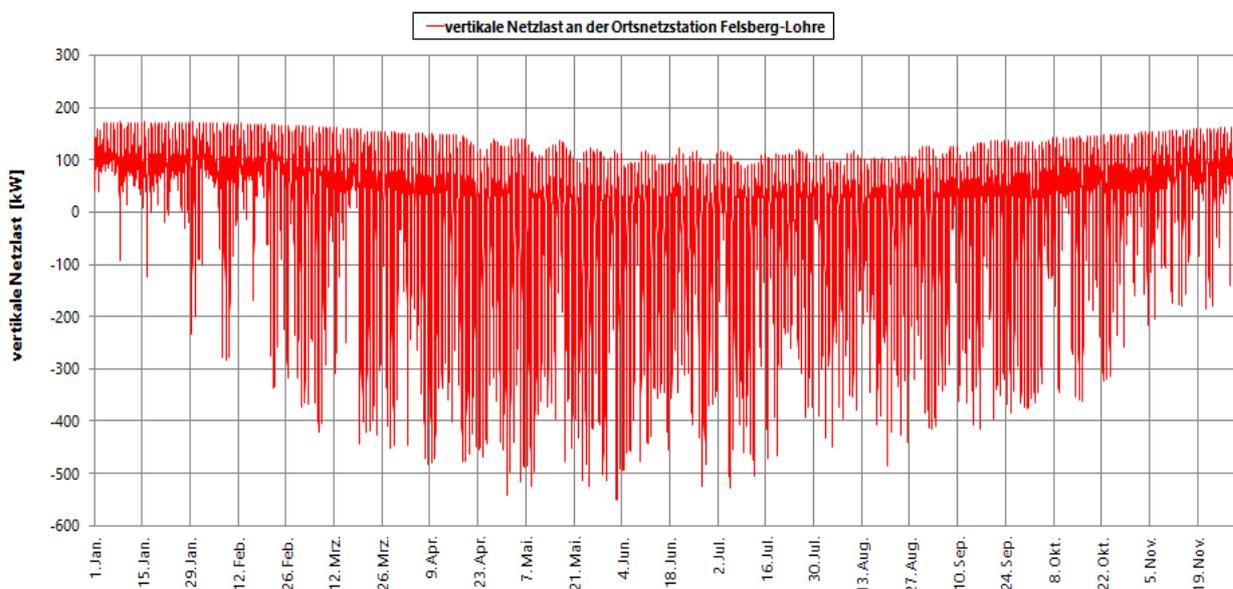


Abbildung 12 Jahresdarstellung der vertikale Netzlast an der Ortsnetzstation Felsberg-Lohre

Es ist erkennbar, dass es insbesondere im Sommer zu hohen tageszyklischen Rückspeisungen aufgrund der PV-Einspeisungen kommt. Die Rückspeisungen erreichen allerdings nicht die maximale Übertragungskapazität der Ortsnetzstation. Der maximale Bezug findet im Winter statt und im Jahresverlauf kommt es im Sommer zu einer Verringerung des Bezugs. Um die Charakteristik der vertikalen Netzlast im Jahresverlauf zu verdeutlichen, wird in Abbildung 14 die Woche mit der maximalen Rückspeisung detailliert betrachtet.

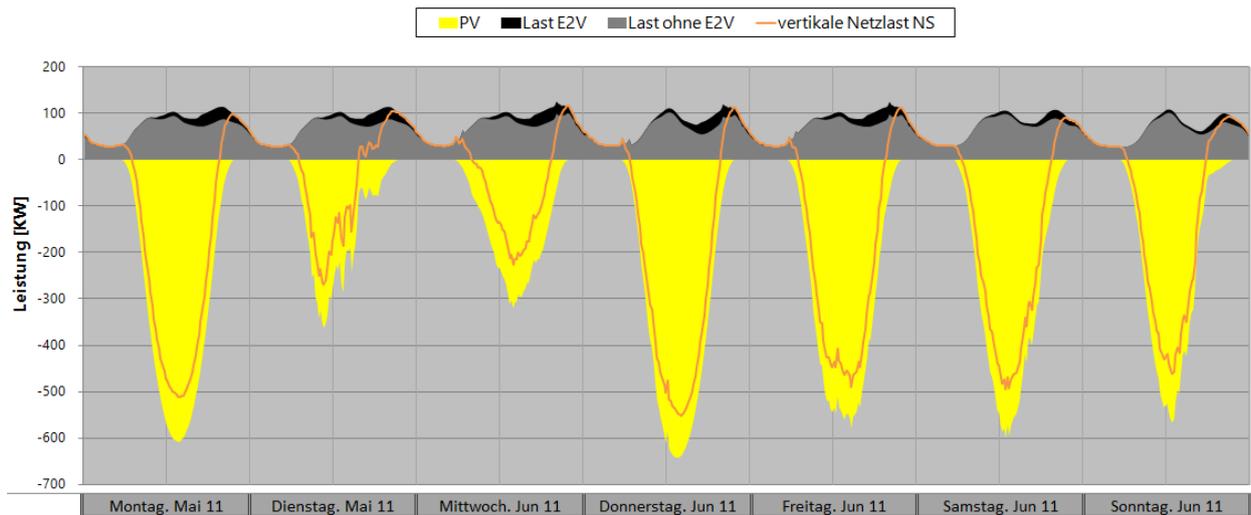


Abbildung 13 Lastverlauf der Woche mit maximaler Rückspeisung

In der Abbildung ist zu sehen, dass die Rückspeisungen sich umso stärker ausprägen, je höher die PV-Einspeisung und je geringer die zeitgleiche Last ist. Die maximale Rückspeisung im Jahresverlauf (am Donnerstag) entsteht dadurch, dass die PV-Einspeisung die zeitgleiche Last um ein Vielfaches übersteigt. Die Last der E2V erhöht die restliche Last nur geringfügig. Aufgrund der zeitlichen Korrelation der Spitzenladeleistung mit der Abendspitze der Last findet auch im Sommer eine Erhöhung des Bezuges statt. Durch die geringe Ladeleistung des Ladeprofils "Heim" zur Mittagszeit werden die Rückspeisungen nur wenig beeinflusst. Unterstellt man eine weitere Erhöhung der PV-Einspeisung und Durchdringung der E2V, ist absehbar, dass die Steigung der vertikalen Netzlast zwischen der hohen Rückspeisung zur Mittagszeit und dem Bezug am Abend immer weiter ansteigt. Somit erhöht sich die Volatilität der Leistungsänderung als auch die davon abhängige Spannungsänderung an der Ortsnetzstation.

Im Vergleich zu der Sommerwoche prägt sich die vertikale Netzlast im Winter unterschiedlich aus, wie in Abbildung 14 ersichtlich ist.

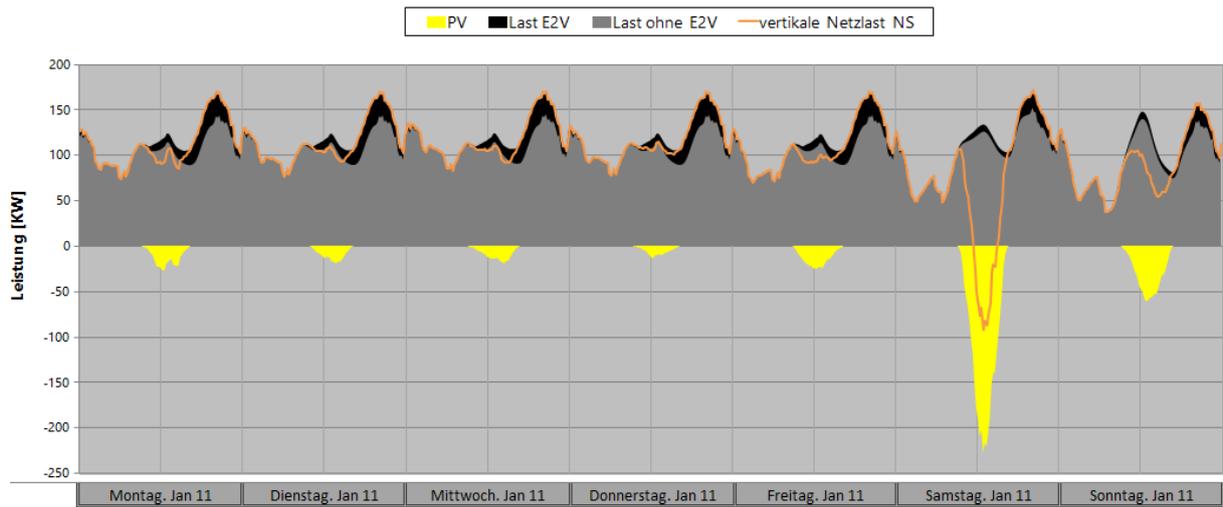


Abbildung 14 Lastverlauf der Woche mit maximalen Bezug

Es ist zu erkennen, dass es nur selten zu hohen PV-Einspeisungen kommt. Im Winter prägt sich die Last ohne den Ladevorgang der E2V, im Gegensatz zum Sommer, in den Abendstunden besonders aus. Durch die zeitliche Korrelation mit der hohen Ladeleistung am Abend entsteht der maximale Bezug im Jahresverlauf. Dieser Bezug ist jedoch im Vergleich zu den hohen Rückspeisungen im Sommer nicht die ausschlaggebende Dimensionierungsgröße für die Ortsnetzstation. Die Ortsnetzstation wird durch die simulierte vertikale Netzlast nicht an die Grenzen der Übertragungskapazitäten geführt, wobei die in Kap. 5.3 beschriebenen Prämissen berücksichtigt werden müssen.

6 Potentiale der E2V für netzstützende Funktionen

Bisher wurde die nutzerbedarfsgerechte Ladung der E2V betrachtet. Der Nutzer bestimmt Zeitpunkt, Dauer und die benötigte Energie des Ladevorgangs. Im weiteren Verlauf soll das netzgesteuerte Laden der E2V untersucht werden. Das netzgesteuerte Laden berücksichtigt neben den Nutzeranforderungen den Zustand des Versorgungsnetzes. Dementsprechend könnte z. B. bei einer Überschreitung der Netzkapazitäten die Ladeleistung begrenzt, auf einen späteren Zeitpunkt verschoben oder im Falle einer hohen Rückspeisung die Einspeisungen von dezentralen Erzeugungsanlagen durch den Ladevorgang aufgenommen werden.

Das entscheidende Kriterium, welche netzstützende Funktion die E2V erbringen sollten, ist die jeweilige Netzsituation in den z. T. sehr unterschiedlichen Netzgebieten. Im Bezug auf das Ortsnetz Felsberg-Lohre ist die Durchdringung der E2V, als auch die Höhe der Einspeisungen der PV ausschlaggebend. Dabei wurde im vorherigen Kapitel gezeigt, dass der jahreszeitliche Verlauf der vertikalen Netzlast eine große Rolle spielt. Demnach könnte es im Winter bei einer sehr hohen Durchdringung der E2V zu einer Überlastung der Ortsnetzstation kommen. Um die Leistung der vertikalen Netzlast auf die des Spitzenbezuges zu begrenzen, muss ein zeitliches Verschieben des Ladevorgangs auf die Nacht- und Morgenstunden stattfinden (siehe Abbildung 16).

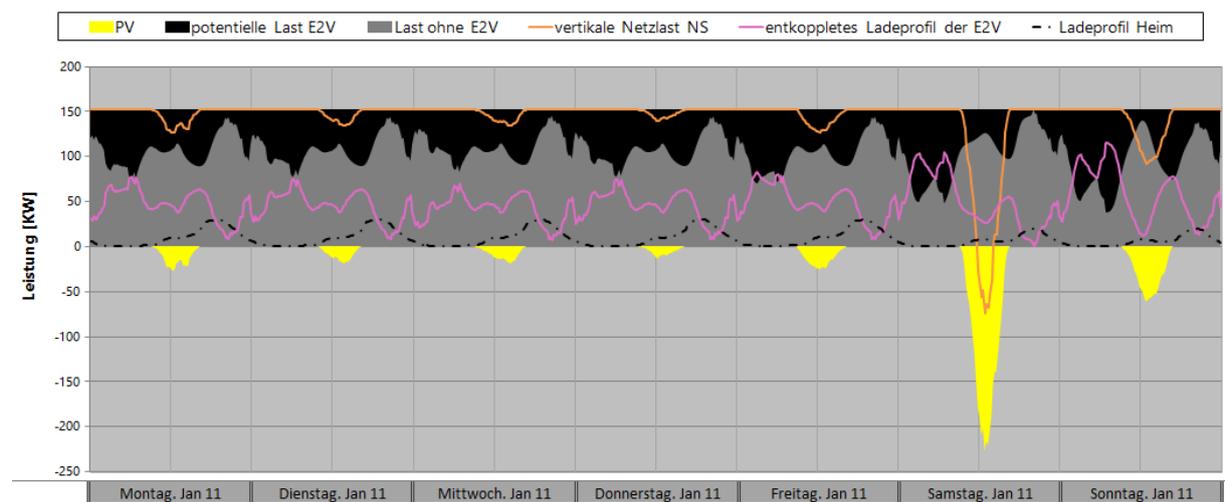


Abbildung 15 entkoppeltes Ladeprofil für die Spitzenlastbegrenzung

Die Zeiträume und Leistungen, in denen ein Ladevorgang stattfinden darf, ohne die restliche Last weiter zu erhöhen, sind anhand des entkoppelten Ladeprofils der E2V ablesbar. Zu den Zeitpunkten, in denen das Ladeprofil "Heim" das entkoppelte Ladeprofil überschreitet, muss der

nutzerbedarfsgerechte Ladevorgang zeitlich verschoben werden. Vergleicht man beide Ladeprofile, so fällt auf, dass die Ladeenergiemenge des entkoppelten Ladeprofils deutlich höher ist und die zeitlich zu verschiebende Ladeenergie mit ihren relativ hohen Ladeleistungen nur einen geringen Teil der gesamten Ladeenergie des Ladeprofils "Heim" ausmachen.

Im Sommer ändern sich die Anforderungen an das Lademanagement deutlich. Der Ladevorgang sollte zu Zeiten hoher PV-Einspeisungen stattfinden, um die Leistung von unzulässigen Rückspeisungen zu begrenzen. In Abbildung 17 ist beispielhaft die notwendige Ladeleistung anhand des entkoppelten Ladeprofils dargestellt, welches die maximale Rückspeisung auf 400 kW begrenzt.

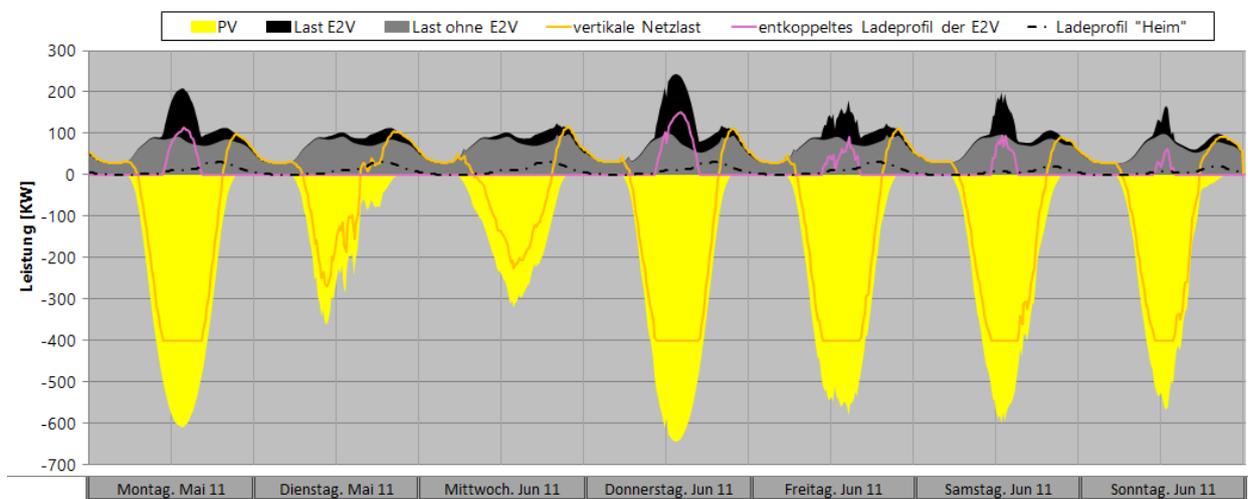


Abbildung 16 entkoppeltes Ladeprofil zur Glättung der Rückspeiseleistungen

Es ist zu erkennen, dass die Notwendigkeit der zeitlichen Verschiebung des Ladevorgangs aufgrund der wetterabhängigen PV-Einspeisung einer hohen Volatilität unterworfen ist. Das entkoppelte Ladeprofil zur Glättung der Rückspeisung unterscheidet sich zudem stark von dem nutzerbedarfsgerechten Laden in der Höhe der Leistung und der Ladenenergiemenge. Insbesondere im Fall des Ladeprofils "Heim", bei dem die Ladung hauptsächlich an privaten Hausanschlüssen erfolgt, ist die zeitliche Verschiebung der Ladeleistung von den Abendstunden auf den Mittag kritisch. Der Großteil der Fahrzeuge verlässt das Wohn- bzw. Netzgebiet mittags und steht somit nicht für einen Ladevorgang im Bilanzraum zur Verfügung, wie in Abbildung 17 zu sehen ist.

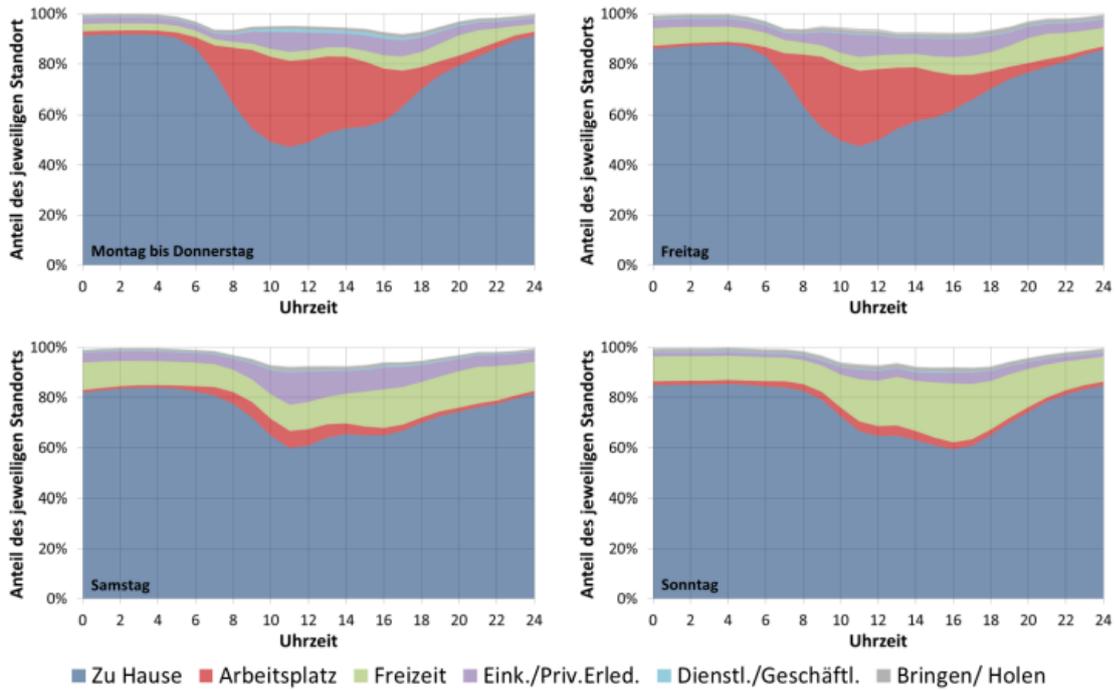


Abbildung 17 Standortverteilung der Datensätze der MiD 2008 nach Wochentagen [5]

Die Voraussetzung für eine durchgängige tageszyklische Glättung der Rückspeisung ist demnach eine Mindestanzahl von E2V im Netzgebiet, die bereits zur Mittagszeit Ladeenergie benötigen. Die notwendige Anzahl der E2V steigt bei gleichbleibender restlicher Last proportional mit der installierten PV-Leistung im Bilanzraum.

7 Simulation Umspannwerksebene

Im weiteren Verlauf wird der Bilanzraum eines Umspannwerks untersucht. Diesbezüglich wird das Umspannwerk Felsberg hinsichtlich des Stromverbrauchs und der möglichen Durchdringung von E2V sowie der installierten dezentralen Stromerzeugungsleistungen im Basisjahr 2011 analysiert und anschließend zukünftige Lastflüsse berechnet. Dabei werden die charakteristischen Merkmale des Bilanzraumes ausgearbeitet, um einen Vergleich zwischen den insgesamt 70 Umspannwerken der EnergieNetz Mitte zu ermöglichen.

7.1 Verbrauch und Last

Der Jahresverbrauch der Last im Bilanzraum des UWs Felsberg entspricht 102,9 GWh. Dieser Jahresverbrauch macht ca. 1,25 % des gesamten Jahresverbrauchs des Versorgungsgebietes der EnergieNetz Mitte aus. In der folgenden Abbildung 19 sind die Anteile der Verbrauchsgruppen am gesamten Jahresverbrauch in Prozent als auch tabellarisch deren Jahresverbräuche in Energiemengen dargestellt. Die Verbrauchsgruppen sind übersichtshalber z. T. zusammengefasst und ihrer Netzebene zugeordnet.

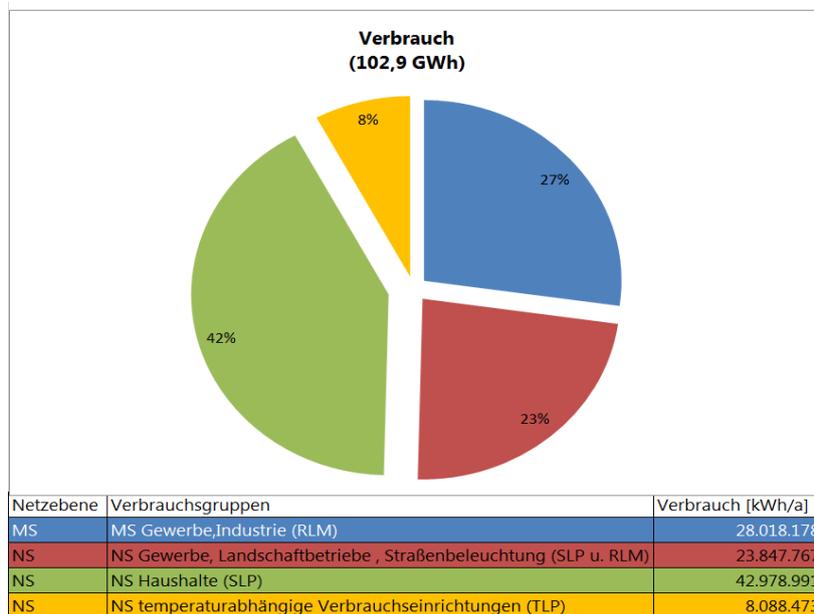


Abbildung 18 Bilanzierung des Verbrauchs im Bilanzraum des UW Felsberg

Für den Großteil des Verbrauchs sind die Haushalte in der Niederspannungsebene verantwortlich. Im Bilanzraum des UWs Felsberg werden insgesamt 36.270 Einwohner mit Strom versorgt. Den zweitgrößten Anteil stellen die Bereiche Gewerbe und Industrie mit registrierender

Leistungsmessung in der Mittelspannungsebene dar. Im MS-Netz gibt es insgesamt 60 Zählpunkte, von denen der größte Verbraucher (Inline Rollenoffset/Druckerei) 7,8 GWh verbraucht. Den drittgrößten Anteil stellen die kleineren Gewerbe, Landschaftsbetriebe und die Straßenbeleuchtung in der Niederspannung dar. Im NS-Netz gibt es 49 Zählpunkte mit RLM, von denen der größte Abnehmer (Neukauf Verbrauchermarkt) 528 MWh verbraucht. Es lässt sich festhalten, dass der Stromverbrauch im Bilanzraum stark von den Haushalten geprägt ist. Die gesamte Last resultiert aus der zeitlichen Überlagerung der einzelnen Lasten. Der Jahresverlauf der gesamten Last, mit den gekennzeichneten Extremwerten, wird in Abbildung 19 dargestellt.

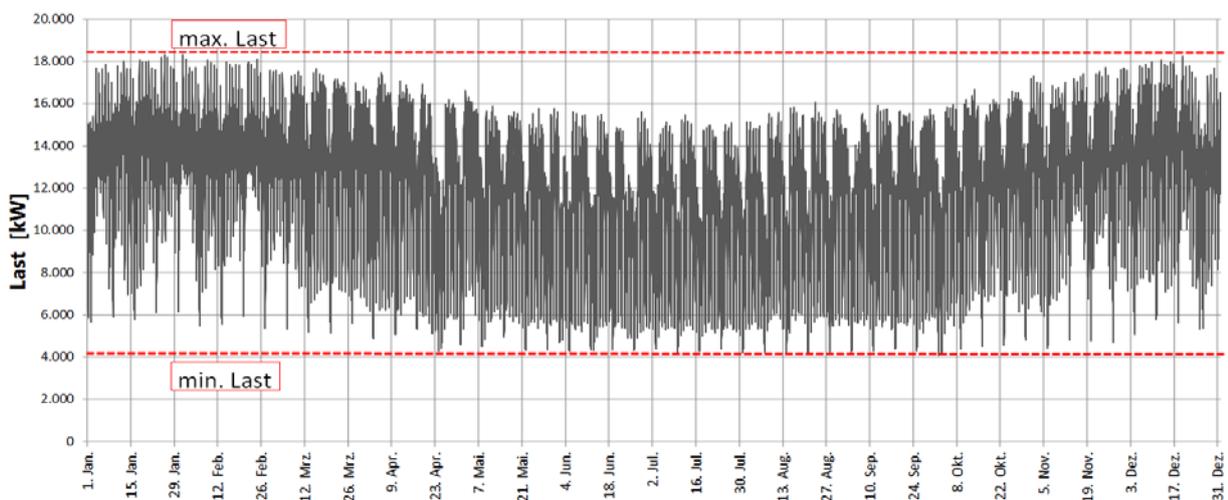


Abbildung 19 Jahresverlauf der Last im Bilanzraum des UW Felsberg mit den markierten Extremwerten

Es ist erkennbar, dass die Last im Jahresverlauf im Sommer eine Senke aufweist. Das Maximum der Last liegt im Winter vor. Im Sommer sinkt die Last auf ein Minimum. Innerhalb des Jahresverlaufes ist zudem erkennbar, dass die Last ebenfalls wochenzyklische Leistungseinbrüche aufweist. Diese Leistungseinbrüche entstehen am Wochenende.

In Abbildung 20 ist die Last in einer höheren Auflösung für jeweils eine Woche (Mo.-So.) im Sommer und im Winter dargestellt. Der Lastverlauf der einzelnen Verbrauchsgruppen wird gestapelt dargestellt.

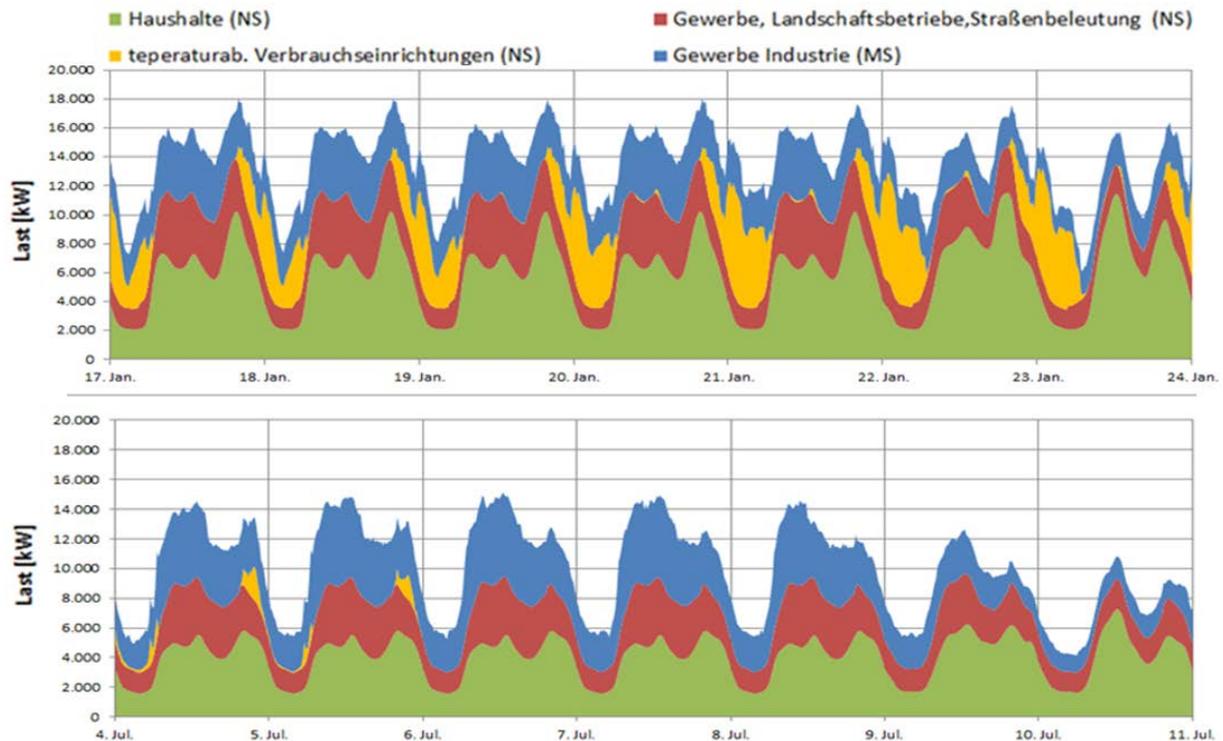


Abbildung 20 Lastverlauf der Verbrauchsgruppen im Winter und Sommer von Mo-So (gestapelt)

In der Abbildung 20 ist zu sehen, dass die hohe Last im Winter (Januarwoche) an den Werktagen während der Abendstunden auftritt und besonders durch die Haushalte geprägt ist. Im Winter spielen zudem die temperaturabhängigen Verbrauchseinrichtungen während der Abend-, Nacht- und Morgenstunden eine große Rolle. Im Winter sinkt die gesamte Last am Wochenende, aufgrund der geringen Last der Gewerbe und Industrie. Gleichzeitig weisen die Haushalte am Wochenende ihren größten Verbrauch auf.

In der Sommerwoche (Juliwoche) ist erkennbar, dass die niedrige Last in den frühen Morgenstunden am Wochenende auftritt. An den Werktagen der Sommerwoche entsteht die hohe Last im Gegensatz zur Winterwoche zur Mittagszeit. Die Haushalte spielen im Vergleich zu den Gewerbekunden und der Industrie nur eine untergeordnete Rolle. Die temperaturabhängigen Verbrauchseinrichtungen treten im Sommer nur noch selten auf.

7.2 Installierte Leistung und Einspeisung

Im Bilanzraum des UWs Felsberg sind im Basisjahr 2011 dezentrale Stromerzeugungsanlagen mit einer Gesamtleistung von 33.953 kW installiert. Die installierte Leistung speiste über das Jahr eine Energiemenge von ca. 50 GWh in das Netz ein. Dementsprechend wird das Maximum der Last im Bilanzraum um ca. 15 MW von der installierten Gesamtleistung übertroffen und bilanziell 48 % des Verbrauchs von erneuerbaren Energien gedeckt. Bezogen auf die Einwohner ist eine Leistung von

0,9 kW pro Einwohner installiert. Die Zusammensetzungen der installierten Leistung und der Einspeisung sind in Abbildung 21 nach Energieform geordnet und anteilig in Prozent sowie tabellarisch in Energiemengen dargestellt. Eine Zuordnung zu den Netzebenen erfolgt anschließend im Detail.

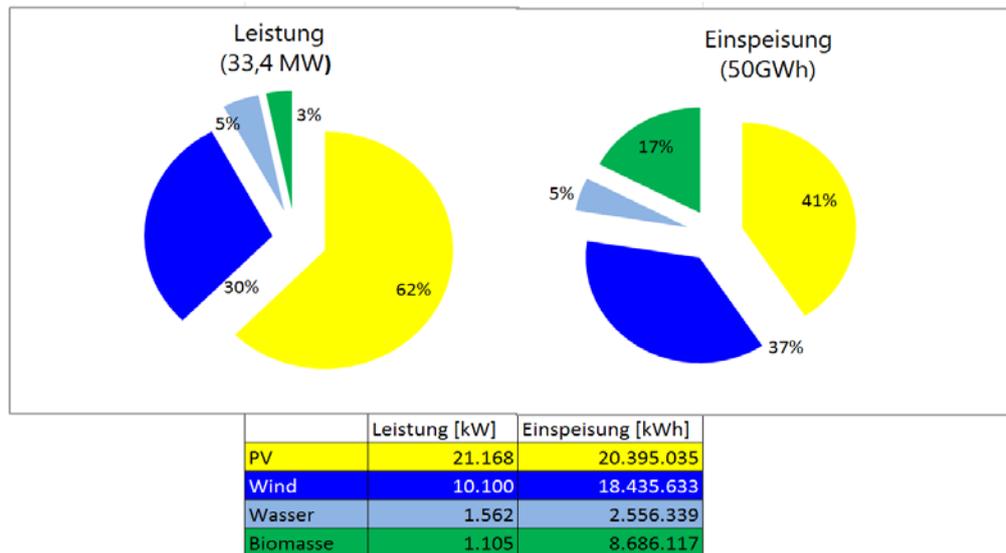


Abbildung 21 Bilanzierung der installierten Leistung und der Einspeisung

Es ist zu erkennen, dass die Stromerzeugung auf Basis von Biomasse die geringste installierte Leistung darstellt. Aufgrund der hohen Volllaststunden von 7860 h/a, hat die Stromerzeugung aus Biomasse allerdings einen verhältnismäßig großen Anteil an der gesamten Einspeisung. Der Wert der Volllaststunden ist der Quotient aus der Einspeisung pro Jahr zu der installierten Nennleistung. Die dezentrale Stromerzeugung auf Basis von Wasserkraft spielt nur eine untergeordnete Rolle im Bilanzraum. Die Energieformen Biomasse und Wasserkraft werden in der Simulation weiter berücksichtigt, allerdings werden sie für die Ausbauszenarien nicht hochskaliert, da sie geringe Ausbaupotentiale im Bilanzraum aufweisen.

Die fluktuierenden Stromerzeugungsanlagen sind dominierend im Bilanzraum und stellen die größten Anteile an der gesamten Einspeisung dar. Im Basisjahr 2011 sind insgesamt 1.414 Photovoltaikanlagen, mit einer durchschnittlichen Anlagenleistung von 15 kW, installiert. Die PV-Einspeisung weist im Jahr 2011 im Vergleich zu anderen Jahren hohe Volllaststunden von 963 h/a (2010: 860 h/a) auf. Aufgrund der hohen installierten Nennleistung sind die PV-Anlagen für die größte Einspeisung im Bilanzraum verantwortlich. Die PV-Anlagen sind zu 90 % in der Niederspannung angeschlossen und größtenteils nicht mit einer registrierenden Leistungsmessung ausgestattet. Insgesamt sind sieben PV-Anlagen (Gesamtleistung: 1.300 kW) mit einer registrierenden Leistungsmessung ausgestattet. Das gesamte PV-Einspeiseprofil im Bilanzraum wird

mit den leistungsgemessenen PV-Anlagen ermittelt. In der folgenden Abbildung 22 werden der Jahresverlauf und die Jahresganglinie der gesamten PV-Einspeisung dargestellt. Die Jahresganglinie ist eine andere Darstellung der Einspeisung. Die Jahresganglinie sortiert die Einspeisung von der maximalen bis zur minimalen Einspeiseleistung in viertelstündlicher Auflösung.

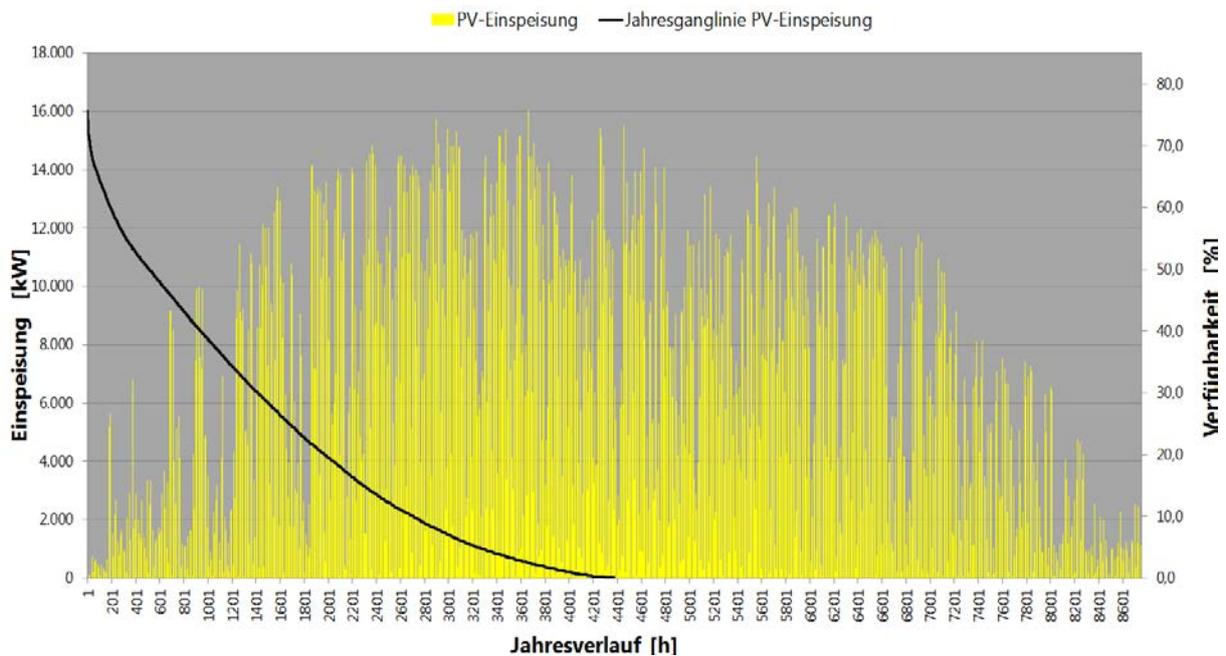


Abbildung 22 Jahresverlauf und Jahresganglinie der PV-Einspeisung

Es zeigt sich, dass die PV-Anlagen im Sommer mit ihren tageszyklischen Einspeisungen die größten Leistungen liefern. Zudem ist festzustellen, dass es ca. 4.400 Stunden im Jahr zu einer Einspeisung kommt, wobei diese maximal 75 % der installierten Nennleistung entspricht. Anhand der Jahresganglinie ist ebenfalls erkennbar, dass es nur in wenigen Stunden im Jahr zu hohen Leistungen der PV-Einspeisung kommt. Die Verfügbarkeit, das Verhältnis der Einspeiseleistung zu der installierten Nennleistung, ist gering. Das lässt sich anhand mehrerer Faktoren erklären. Die Nennleistung einer PV-Anlage wird unter Laborbedingungen bei Standard-Test-Conditions (1000 W/m², 25 °C, AM=1,5) ermittelt. In der Realität wurde allerdings im Jahr 2011 von der Wetterstation Friedberg in Hessen eine solare Einstrahlung von maximal 739 W/m² (2010: 725 W/m²) gemessen [7]. Gleichzeitig sinkt der Wirkungsgrad der PV-Module mit steigenden Temperaturen in den Sommermonaten. Zudem spielen die unterschiedlichen Ausrichtungen (Neigung, Himmelsrichtung) der PV-Anlagen eine wichtige Rolle. Das ermittelte Einspeiseprofil wird für den Bilanzraum als repräsentativ angenommen und für die Ausbauszenarien hochskaliert.

Im Jahr 2011 sind sechs Windkraftanlagen im Bilanzraum installiert. Diese setzen sich aus zwei Windparks (3 x 2.300 kW; 2 x 1.500 kW) und einer 200 kW Windkraftanlage zusammen. Im Basisjahr stellen die Windkraftanlagen mit Volllaststunden von 1.825 h/a den zweitgrößten Beitrag an der

gesamten Einspeisung. Sie sind alle mit einer registrierenden Leistungsmessung ausgestattet und an das Mittelspannungsnetz angeschlossen. In der folgenden Abbildung 23 ist der Jahresverlauf der gesamten Einspeisung der Windkraftanlagen dargestellt. Des Weiteren ist die Jahressganglinie der Bestandsanlagen (weiß) und der zukünftigen Schwachwindanlagen (schwarz) enthalten.

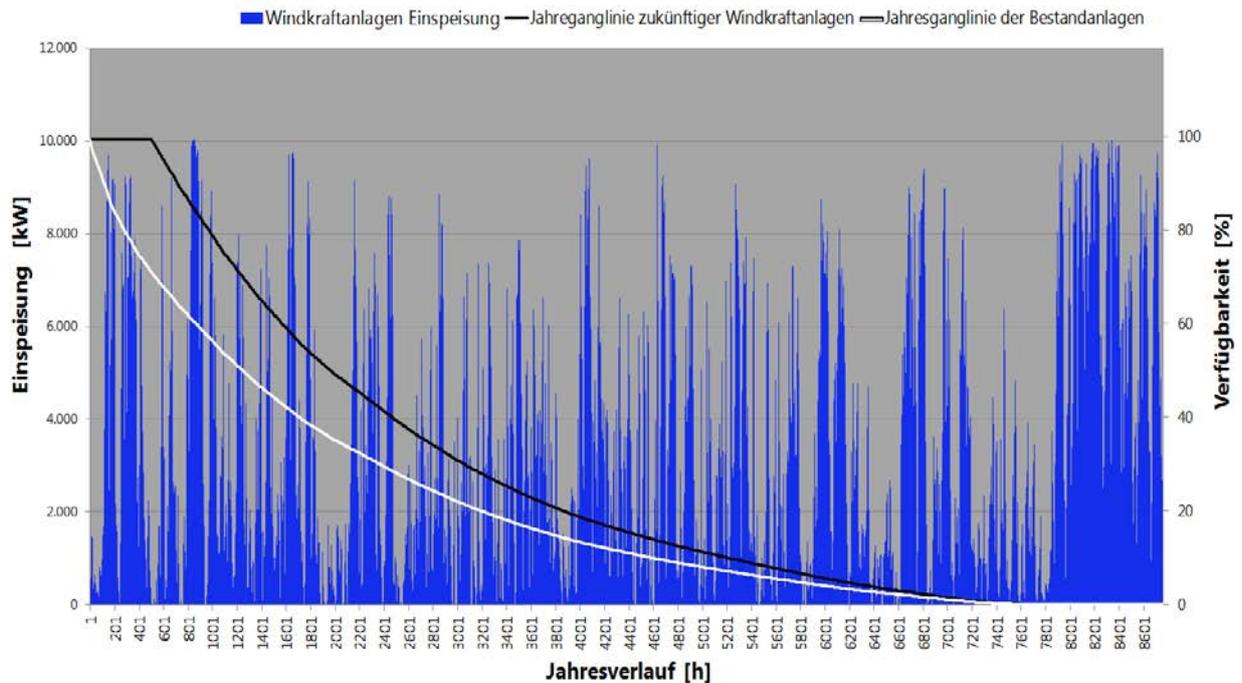


Abbildung 23 Jahresverlauf und Jahressganglinien der Windkraftanlagen

Es ist zu erkennen, dass die Windkraftanlagen vor allem in den Wintermonaten große Erträge liefern und eine sehr hohe Verfügbarkeit aufweisen. Zudem kommt es insgesamt 7.400 Stunden im Jahr zu einer Einspeisung. In der Simulation wird für den weiteren Zubau von Windkraftanlagen das manipulierte Einspeiseprofil verwendet. Die Jahressganglinie der zukünftigen Windkraftanlagen weist höhere Volllaststunden (2.500 h/a) auf und speist mit der Nennleistung gleichmäßig in das Verteilnetz ein.

7.3 IST-Zustand der vertikalen Netzlast

Basierend auf den Last- und Einspeiseprofilen der Bilanzierung, kann der Lastfluss bzw. die vertikale Netzlast am Umspannwerk generiert werden. Um die vertikale Netzlast zu ermitteln, wird die gesamte Last und Einspeisung der nachgelagerten Netzebenen des Umspannwerks, von der Sammelschiene des Umspannwerks (HS/MS) bis einschließlich der Niederspannung (NS), zusammengefasst. Die vertikale Netzlast setzt sich wie folgt zusammen:

$$\text{vertikale Netzlast}_{\text{HS/MS}} = \text{Last}_{\text{HS/MS-NS}} + \text{Einspeisung}_{\text{HS/MS-NS}}$$

Die vertikale Netzlast wird im Basisjahr deutlich von den dezentralen Einspeisungen beeinflusst. Die vertikale Netzlast weist, über das gesamte Jahr gesehen, sehr unterschiedlich ausgeprägte Schwankungen und Leistungsspitzen auf. Das liegt an der jeweiligen Charakteristik der Einspeisung von PV- und Windkraftanlagen sowie an der zeitgleichen Last während der unterschiedlichen Jahreszeiten.

Im Sommer machen sich besonders die glockenförmigen Einspeisungen der Photovoltaikanlagen bemerkbar, die tageszyklisch zur Mittagszeit ihre maximalen Leistungen erreichen. Die Last ist im Sommer geringer als im Winter und weist einen anderen Tagesverlauf auf. Somit korreliert die hohe Last mit der hohen PV-Einspeisung zur Mittagszeit. An den Werktagen deckt sich die Last mit der PV-Einspeisung im Basisjahr und am Wochenende kommt es teilweise zur Rückspeisung, da die Last geringer ist.

Im Winter speisen die Windkraftanlagen über mehrere Tage in das Netz ein. Gleichzeitig ist die Last im Winter höher und es kommt vereinzelt zu Rückspeisungen, sobald eine geringe Last vorherrscht.

Die maximale Rückspeiseleistung tritt auf, wenn sich die Einspeisungen von Windkraft- und Photovoltaikanlagen zeitlich überschneiden. So entsteht die maximale Rückspeisung am Samstag, den 30.04.2011. Zu diesem Zeitpunkt speisen die Windkraftanlagen mit 99 % und die Photovoltaikanlagen mit 60 % der installierten Leistung in das Netz ein und überschreiten die Last um 12,5 MW. Diese maximale Rückspeisung übertrifft im Basisjahr nicht den maximalen Bezug (16,8 MW) des Bilanzraumes, sodass die Auslastung des Umspannwerks mit 42 % im Bezugsfall vorliegt. Durch den weiteren Ausbau dezentraler Stromerzeugungsanlagen wird das UW zunehmend durch den Rückspeisefall ausgelastet werden.

7.4 Integration E2V

Im Bilanzraum des UWs Felsberg werden insgesamt 36.270 Einwohner mit Strom versorgt. Unter Berücksichtigung der durchschnittlichen Motorisierung in Deutschland würden bei einer 100-prozentigen Durchdringung der E2V insgesamt 19.078 Fahrzeuge im Bilanzraum geladen werden. Die resultierenden Ladeprofile der unterschiedlichen Ladekonzepte sind in Abbildung 25 dargestellt.

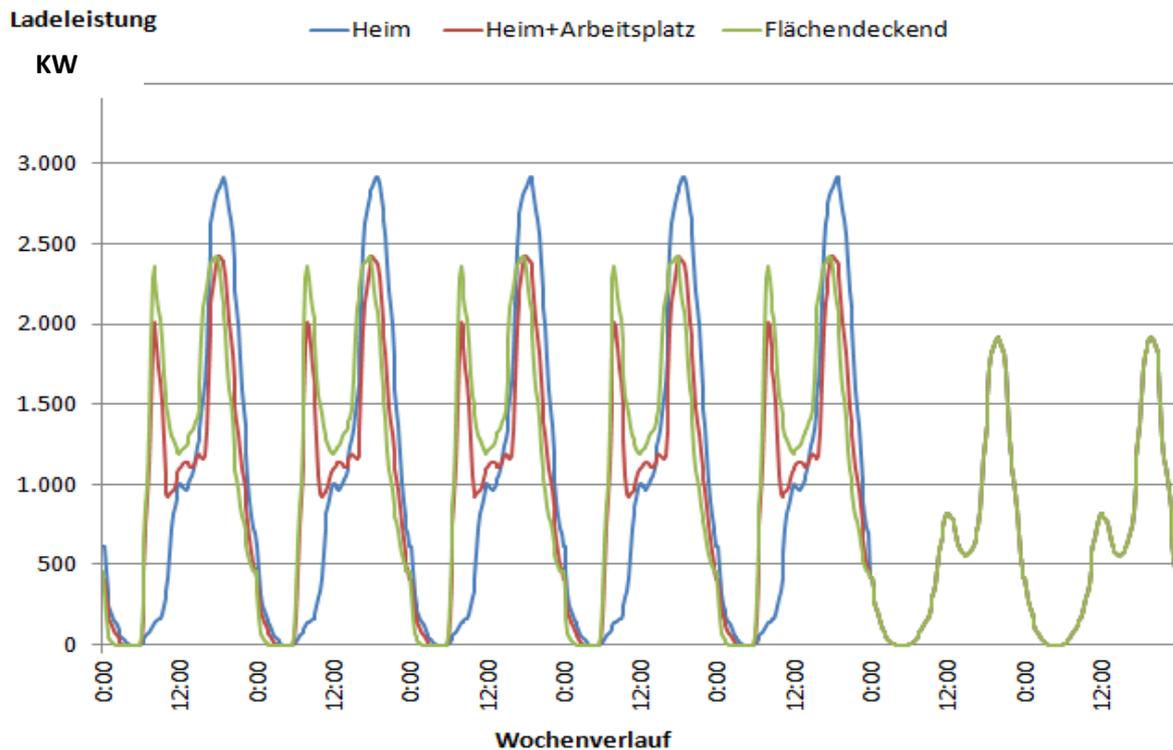


Abbildung 25 skaliertes Ladeprofil bei unterschiedlichen Ladepunkten

Es zeigt sich, dass aufgrund der Ladung der E2V im Bilanzraum, für den Fall des Ladekonzeptes "Heim", eine zusätzliche Leistung von maximal 2.900 kW versorgt werden müsste. Bezieht man diese Leistung auf das gesamte Fahrzeugkollektiv, werden insgesamt ca. 4 % der Fahrzeuge gleichzeitig in den Abendstunden geladen. Über das gesamte Jahr wird zudem im Fall des Ladekonzeptes "Flächendeckend", mit der höchsten jährlichen Ladeenergie von ca. 8,5 GWh, der gesamte Bezug im Bilanzraum um ca. 8,3 % erhöht. Um die Auswirkungen der Ladeprofile auf die vertikale Netzlast am Umspannwerk (HS/MS) zu beschreiben, ist in Abbildung 26 beispielhaft das Ladekonzept "Heim" in der Woche der maximalen Bezugsleistung dargestellt.

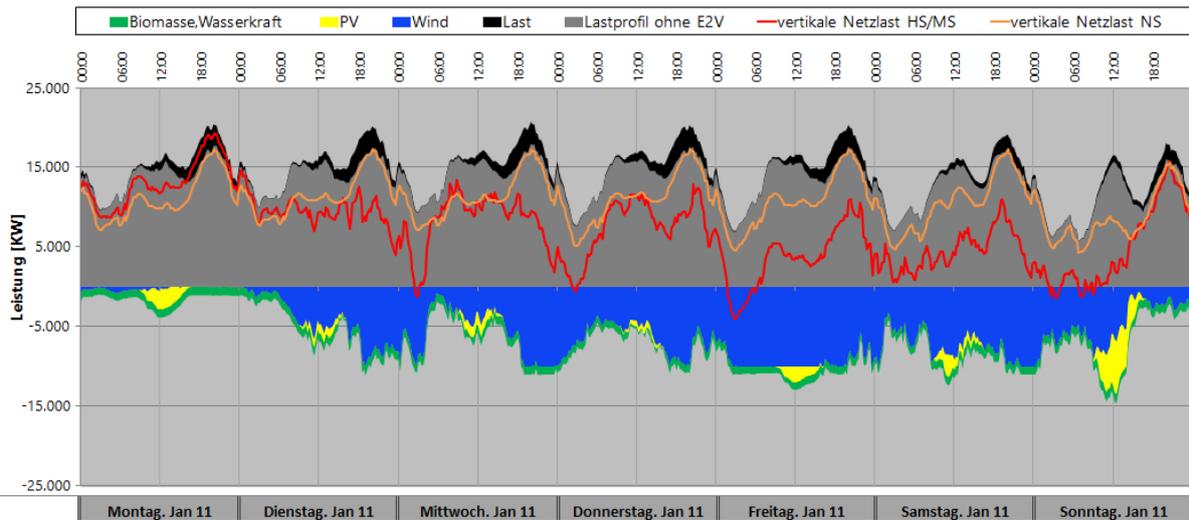


Abbildung 26 Lastverlauf in der Woche des maximalen Bezuges

Es ist zu erkennen, dass sich der maximale Bezug des Bilanzraumes am Montag zeitlich mit der maximalen Leistung des Ladeprofils am Abend überschneidet und auf insgesamt 19,5 MW ansteigt. Trotz dieser Erhöhung spielt das Ladeprofil bei einer 100-prozentigen Durchdringung der E2V für die Auslastung dieses Umspannwerks nur eine untergeordnete Rolle. Erst bei einer sehr hohen Durchdringung wird die Übertragungskapazität des Umspannwerks aufgrund der Ladevorgänge überschritten. Anhand der vertikalen Netzlast der Niederspannungsebene (NS) ist erkennbar, dass die Gardienten, d. h. die Leistungsänderung innerhalb einer Viertelstunde, mit einer höheren Durchdringungen der E2V in den Abendstunden weiter ansteigen werden.

8 Potentiale des E2V für netzstützende Funktionen

Es wurde gezeigt, dass bei einer 100 prozentigen Durchdringung der E2V die Last am UW nur geringfügig erhöht wird. Somit spielt der zukünftige Ausbau der EE und die damit zusammenhängende maximale Rückspeiseleistung die wesentliche Rolle für die Auslastung des UWs. Die Batterien der E2V bieten bei einer hohen Durchdringung das Potential im Kollektiv wie ein Großspeicher bidirektional be- und entladen zu werden und netzstützende Aufgaben zu übernehmen. Durch ein bidirektionales Lademanagement könnten die hohen Rückspeisungen, welche die Übertragungskapazität des UWs überschreiten und einen Netzengpass hervorrufen, geglättet und die Auslastung des UWs erhöht werden. Mit insgesamt 19.078 E2V steht theoretisch ein Speicher mit einer maximalen Leistung von 70,5 MW und einer Speicherkapazität von 106 MWh zur Verfügung um das sogenannte Netzengpassmanagement (NEM), durchzuführen.

Im weiteren Verlauf wird die zukünftige Auslastung des Umspannwerks Felsberg, infolge unterschiedlicher Ausbauvarianten der EE ermittelt und die notwendige Stromspeicherleistung und -kapazität zur Netzentlastung bewertet. Bei der Untersuchung der Auslastung der Betriebsmittel (Umspannwerk, Speicher) soll zudem der Einfluss von Einspeisemanagement (EinsMan), der zeitweisen Abriegelung der dezentralen Stromerzeugung, analysiert werden. Basierend auf den Ausbauszenarien kann die Jahresausfallarbeit für das Einspeisemanagement ermittelt werden. Anschließend wird der Einsatz eines Speichers zur Netzentlastung untersucht. Es soll untersucht werden, welche Speicherdimensionen notwendig sind, um einen Netzengpass zu verhindern oder die Jahresausfallarbeit zu minimieren und inwiefern das Kollektiv der E2V diese Speicherdimensionen erfüllen können.

8.1 Ausbauvarianten

Es werden insgesamt drei verschiedene Ausbauvarianten dezentraler Stromerzeugungsanlagen im Bilanzraum unterstellt. Dabei werden ein reiner PV-, ein Windkraftanlagenausbau und ein Ausbau, der die gleiche Leistung an PV und Windkraftanlagen aufweist, untersucht. Um den Ausbau in der vertikalen Netzlast widerzuspiegeln, werden die entsprechenden Einspeiseprofile der Stromerzeugungsanlagen mit Faktoren hochskaliert.

Es soll analysiert werden, ab welcher installierten Leistung und Zusammensetzung der Stromerzeugungsanlagen die Übertragungskapazität des Umspannwerks erstmals tangiert bzw. überschritten wird und welche Energiemengen damit zukünftig zusammenhängen. Zudem soll die Charakteristik der resultierenden vertikalen Netzlast am Umspannwerk genauer analysiert werden.

Anschließend können die Anforderungen an das Netzengpassmanagement eingeschätzt und die notwendige Jahresausfallarbeit für den Einsatz von EinsMan ermittelt werden.

8.1.1 Photovoltaikanlagen

Ausgehend von der installierten PV-Leistung des Basisjahres werden in den folgenden fünf Szenarien die Auswirkungen eines reinen Photovoltaikanlagen-Ausbau auf die vertikale Netzlast analysiert. Im ersten Szenario ist die installierte Leistung der PV bereits so skaliert, dass die resultierende maximale Rückspeisung die Übertragungskapazität des Umspannwerks erstmals geringfügig überschreitet. Die anschließenden Szenarien weisen eine installierte PV-Leistung von zusätzlich 10 MW auf. Die zusätzliche Leistung von 10 MW ist eine Annahme, die getroffen werden musste, um die Auswirkungen des weiteren Ausbaus darzulegen. Die Auswertung ist in Tabelle 4 anhand der aussagekräftigsten Parameter dargestellt.

Tabelle 4 Auswertung der PV-Ausbauvariante

Szenario		1	2	3	4	5
Zusätzlich installierte PV-Leistung	[kW]	40.532	50.532	60.532	70.532	80.532
Photovolatiak-Faktor		2,91	3,39	3,86	4,33	4,80
Überschreitung der Übertragungskapazität	[kW]	19	7.539	15.059	22.579	30.099
Überschreitung der Übertragungskapazität	[kWh]	5	90.384	682.023	2.170.836	4.722.774
Verhältnis (Überschussenergie/Einspeisung)	[%]	0,00	0,09	0,59	1,74	3,52
Verhältnis (Einspeisung/Verbrauch)	[%]	92,95	102,31	111,67	121,03	130,39

Das erste Szenario zeigt, dass es einer zusätzlichen PV-Leistung von 40,5 MW bedarf, damit die maximale Rückspeiseleistung die Übertragungskapazität um 19 kW überschreitet. Die Leistung der PV entspricht dabei der 2,91-fachen installierten Leistung des Basisjahres. Die gesamten Einspeisungen decken bilanziell 92,9 % des Verbrauchs.

In den anschließenden Szenarien steigt die maximale Rückspeiseleistung entsprechend der maximalen Verfügbarkeit des PV-Einspeiseprofiles linear um 7,52 MW an. Das lineare Verhalten gilt allerdings nicht für die gesamte Energie, welche die Übertragungskapazität überschreitet. Diese Energie wird im weiteren Verlauf „Überschussenergie“ genannt. Die Überschussenergie steigt mit der maximalen Rückspeiseleistung verstärkt an. Das zeigt sich anhand des Verhältnisses von Überschussenergie zur gesamten Einspeisung und anhand der Jahresganglinien der Szenarien in Abbildung 27.

Die Jahresganglinien stellen die vertikalen Netzlasten, sortiert nach der Höhe der Leistung, in aufsteigender Reihenfolge und viertelstündlicher Auflösung dar. Das heißt, ganz links werden die

Stunden mit der niedrigsten vertikalen Netzlast bzw. ganz rechts die Stunden mit der höchsten vertikalen Netzlast des Jahres abgebildet.

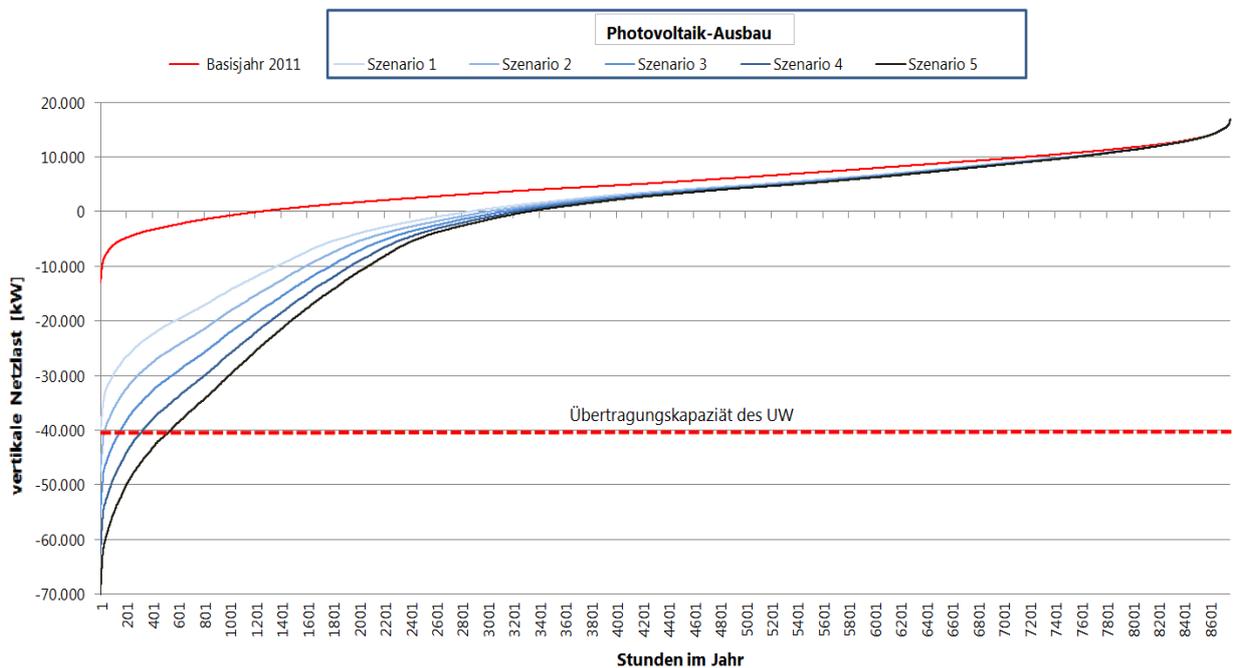


Abbildung 27 Jahresganglinien der PV-Ausbauszenarien

Die Überschussenergie entspricht der Fläche, die sich unterhalb der gestrichelten roten Linie bis zur Jahresganglinie des jeweiligen Szenarios ergibt. Die Überschussenergie nimmt mit steigender installierter PV-Leistung zu. Zudem ist anhand der Jahresganglinien zu erkennen, dass die zunehmenden PV-Einspeisungen den Bezug des Bilanzraumes im Vergleich zum Basisjahr nur geringfügig reduzieren. Insbesondere die hohen Rückspeiseleistungen prägen sich in den Ausbauszenarien stärker aus und es entsteht eine maximale Rückspeiseleistung, die nur für eine kurze Zeit auftritt.

Um die Charakteristik der vertikalen Netzlast am UW Felsberg infolge hoher PV-Einspeisung zu interpretieren, wird in Abbildung 28 der Jahresverlauf der vertikalen Netzlast im ersten PV-Ausbauszenarios dargestellt.

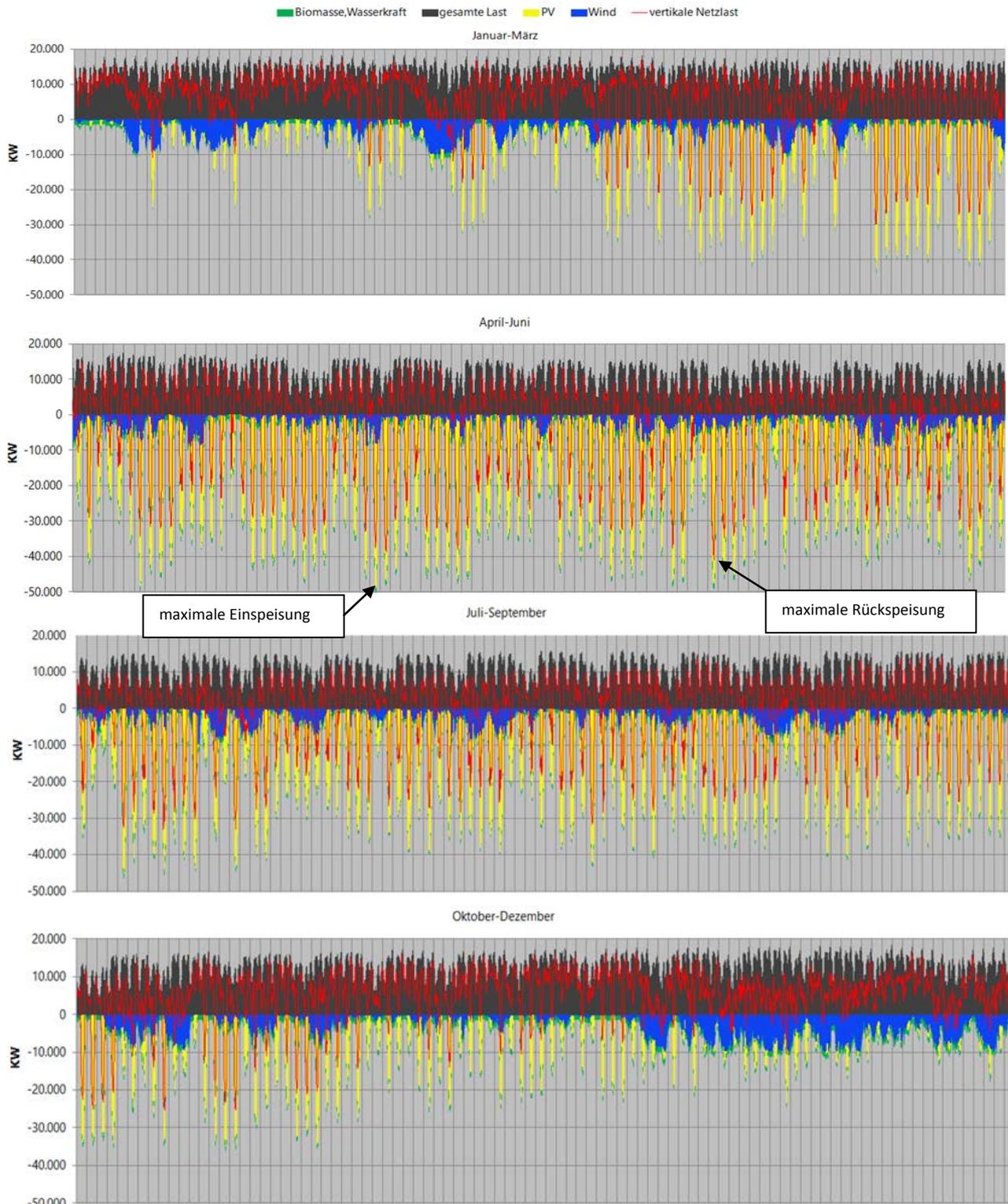


Abbildung 28 Vertikale Netzlast im ersten PV-Ausbauszenario

Es ist festzustellen, dass in dem Zeitraum von Anfang April bis Ende September hohe tageszyklische PV-Einspeisungen entstehen. Die Rückspeiseleistung ergibt sich in Abhängigkeit der zeitgleichen Last. Demzufolge resultiert die maximale Rückspeisung nicht aus der maximalen PV-Einspeisung, sondern aus dem Zeitraum, in dem eine hohe PV-Einspeisung mit einer besonders niedrigen Last korreliert

(Feiertag). Die maximale Rückspeiseleistung tritt somit nur für wenige Stunden auf. Zudem wird der gesamte Bezug nur gering reduziert, da im Winter die PV-Einspeisungen sehr gering ausfallen.

Durch einen weiteren PV-Ausbau in den anschließenden Szenarien wird die Übertragungskapazität des UWs von den tageszyklischen PV-Einspeisungen im Sommer überschritten.

Um das UW bei einem weiteren Ausbau der PV-Anlagen vor einer Überlastung zu schützen, könnte die Einspeisung durch das EinsMan zeitweise reduziert werden. Dabei entspricht die Jahresausfallarbeit der Überschussenergie. Des Weiteren lässt sich die zulässige Jahresausfallarbeit, in Prozent der gesamten Einspeisung im Bilanzraum, anhand des Verhältnisses von Überschussenergie zur gesamten Einspeisung bewerten. Anhand dieser ist festzustellen, dass die Jahresausfallarbeit erst im fünften Szenario mit 3,52 % einen unzulässigen Wert von über 3 % (nach BDEW) überschreitet. Die Übertragungskapazität des Umspannwerks wird allerdings bereits um ca. 30 MW überschritten, sodass EinsMan mit der zulässigen Jahresausfallarbeit bereits einen großen Beitrag leisten könnte, die Auslastung des UWs zu steigern.

Da erst im fünften Szenario ein unzulässiger Wert für das EinsMan erreicht ist, wird der Speichereinsatz für ein NEM bei einer zusätzlichen PV-Leistung von ca. 80 MW in Frage gestellt. Für die Bewertung der notwendigen Stromspeicherdimensionen wird daher dieses Szenario herangezogen.

8.1.2 Windkraftanlagen

Ausgehend von der installierten Windkraftanlagenleistung des Basisjahres werden in den fünf Szenarien die Auswirkungen eines reinen Windkraftanlagenausbaus auf die vertikale Netzlast analysiert. Wie in den vorherigen Ausbauszenarien, wird im ersten Szenario die Übertragungskapazität des Umspannwerks mit der maximalen Rückspeisung tangiert und anschließend zusätzliche Windkraftanlagen mit einer Leistung von 10 MW installiert. Die Ergebnisse der Auswertung sind in Tabelle 5 dargestellt.

Tabelle 5 Auswertung der Windkraftanlagen-Ausbauvariante

Szenario		1	2	3	4	5
zusätzlich installierte Leistung der Windkraftanlagen	[kW]	27.400	37.400	47.400	57.400	67.400
Wind-Faktor	[kW]	3,71	4,70	5,69	6,68	7,67
Überschreitung der Übertragungskapazität	[kW]	65	10.000	19.935	29.871	39.806
Überschreitung der Übertragungskapazität	[kWh]	16	323.038	4.823.023	14.131.872	25.817.884
Verhältnis (Überschussenergie/Einspeisung)	[%]	0,00	0,22	2,77	7,11	11,56
Verhältnis (Einspeisung/Verbrauch)	[%]	120,87	144,90	168,94	192,97	217,01

Das erste Szenario zeigt, dass bei einer zusätzlichen installierten Windkraftanlagenleistung von 27,4 MW die Übertragungskapazität erstmals um 65 kW von der maximalen Rückspeisung überschritten wird. Somit wird die Übertragungskapazität in dieser Ausbauvariante am ehesten tangiert. Die gesamte Leistung der Windkraftanlagen entspricht dabei der 3,71-fachen installierten Leistung des Basisjahres. Die gesamten Einspeisungen decken im Vergleich zu den anderen Ausbauvarianten im ersten Szenario den höchsten Anteil des Verbrauchs. In den folgenden Szenarien steigt die maximale Rückspeiseleistung aufgrund der hohen Verfügbarkeit der Windkraftanlagen linear um 9,9 MW an. Dadurch fällt die maximale Rückspeiseleistung höher aus als in den anderen Ausbauvarianten. Die Überschussenergie und das Verhältnis von Überschussenergie zur Gesamteinspeisung steigen in den Szenarien deutlich an. Die Jahresganglinien der Szenarien und der Jahresverlauf des ersten Szenarios geben ein genaueres Bild über die Leistungen der vertikalen Netzlast (siehe Abbildung 29).

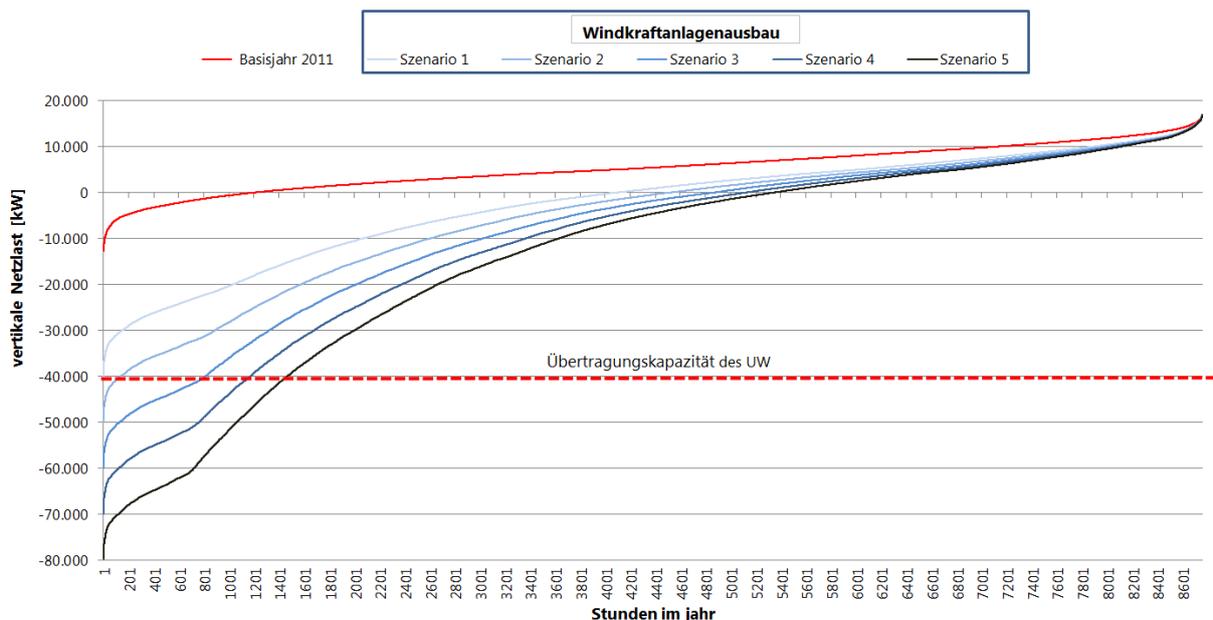


Abbildung 29 Jahresganglinien der Windkraftanlagen-Ausbauszenarien

Anhand der Jahresganglinie ist zu sehen, dass die Szenarien im Vergleich zu den anderen Ausbauvarianten eine relativ gering ausgeprägte maximale Rückspeiseleistung aufweisen. Die hohen Rückspeiseleistungen prägen sich bei zunehmender Leistung der Windkraftanlagen stark aus und es entsteht eine sehr hohe Überschussenergie. Zudem wird der Bezug, wie bei der Ausbauvariante von PV- und Windkraftanlagen, deutlich reduziert.

Um die Charakteristik der vertikalen Netzlast infolge hoher Einspeisung von Windkraftanlagen zu beschreiben, wird in Abbildung 30 der Jahresverlauf des ersten Szenarios dargestellt.

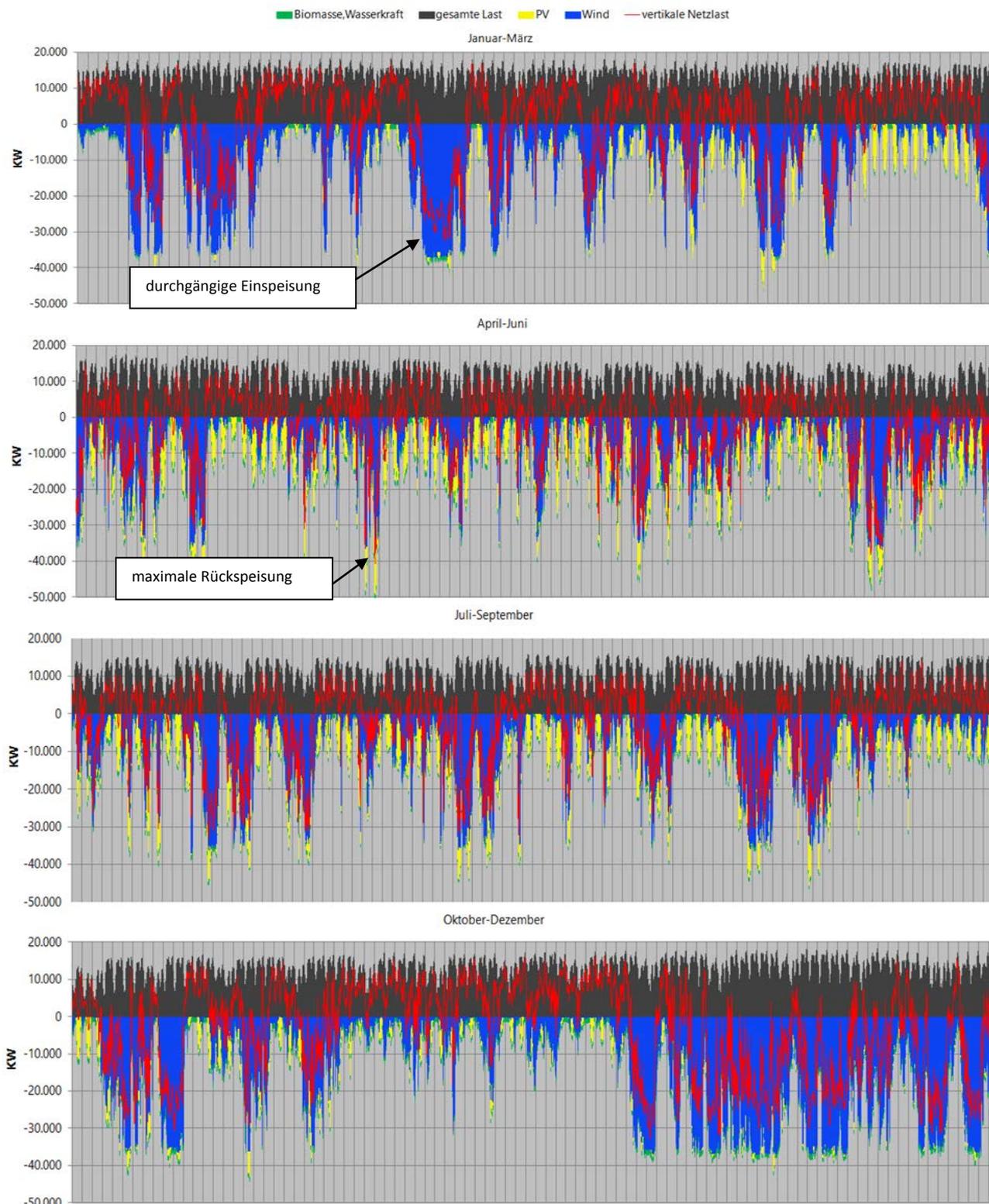


Abbildung 30 Vertikale Netzlast im ersten Windkraftanlagen-Ausbauszenario

Es ist zu erkennen, dass die Windkraftanlagen im Winter für mehrere Tage mit ihrer Nennleistung gleichmäßig in das Netz einspeisen und die Last deutlich überschritten wird. In diesen Zeiträumen wird allerdings im ersten Szenario die Übertragungskapazität des Umspannwerks noch nicht überschritten. Die maximale Rückspeiseleistung entsteht, wenn sich die verhältnismäßig geringe

Einspeisung der PV mit der Einspeisung der Windkraftanlagen im Sommer überschneiden. Im Sommer treten die Einspeisungen der Windkraftanlagen im Vergleich zum Winter allerdings nur für kürzere Zeiträume auf.

Durch einen weiteren Windkraftanlagenausbau wird die Übertragungskapazität des UWs von den durchgängigen Einspeisungen der Windkraftanlagen über lange Zeiträume übertroffen. Sobald die Windkraftanlagen aufgrund ihrer Auslastungsoptimierung gleichmäßig mit ihrer Nennleistung in das Netz einspeisen, besteht ein Netzengpass.

Es ist erkennbar, dass sich die Jahresausfallarbeit ab dem dritten Szenario dem maximal zulässigen Wert von 3 % annähert. Die Überschussenergie (4,8 GWh) übersteigt allerdings die des fünften PV-Ausbauszenarios (4,7 GWh) und nimmt durch einen weiteren Windkraftanlagenausbau erheblich zu. Dementsprechend würde der Einsatz von EinsMan bereits in dem dritten Szenario erhebliche Energiemenge abregeln müssen, um das UW vor einem Netzengpass zu bewahren. Im weiteren Verlauf wird das vierte Windausbauszenario für den Speichereinsatz herangezogen, da es die zulässige Jahresausfallarbeit von 3 % von der Gesamteinspeisung überschreitet.

8.1.3 Photovoltaik- und Windkraftanlagen

Ausgehend von der installierten Leistung der PV- und Windkraftanlagen des Basisjahres wird in den fünf Szenarien ein Ausbau unterstellt, der die gleiche installierte Leistung an PV- und Windkraftanlagen aufweist. Im ersten Szenario ist die installierte Leistung der Anlagen so ausgelegt, dass die maximale Rückspeiseleistung die Übertragungskapazität des Umspannwerks erstmals geringfügig überschreitet. In den folgenden Szenarien weisen die Windkraft- und PV-Anlagen eine zusätzliche installierte Leistungen von jeweils 5 MW auf, um insgesamt einen gesamten Ausbau von 10 MW zu erreichen. Die Ergebnisse der Auswertung sind in Tabelle 6 dargestellt.

Tabelle 6 Auswertung der PV- und Windkraftanlagen-Ausbauvariante

Szenario		1	2	3	4	5
zusätzlich installierte PV-Leistung	[kW]	9.932	14.932	19.932	24.932	29.932
zusätzlich installierte Leistung der Windkraftanlagen	[kW]	21.000	26.000	31.000	36.000	41.000
PV-Faktor		1,47	1,71	1,94	2,18	2,41
Wind-Faktor		3,08	3,57	4,07	4,56	5,06
Überschreitung der Übertragungskapazität	[kW]	158	8.411	16.664	24.923	33.226
Überschreitung der Übertragungskapazität	[kWh]	43	45.807	295.335	1.025.768	2.869.344
Verhältniss (Überschussenergie/Einspeisung)	[%]	0,00	0,03	0,19	0,60	1,54
Verhältniss (Einspeisung/Verbrauch)	[%]	114,78	131,48	148,18	164,87	181,57

Im ersten Szenario entspricht die gesamte installierte Leistung der PV- und Windkraftanlagen jeweils 31 MW. Die resultierende Rückspeisung überschreitet die Übertragungskapazität dabei um 158 kW. Die gesamten Einspeisungen decken im ersten Szenario im Vergleich zum PV-Ausbau einen größeren Anteil des Verbrauchs. Der Grund ist der höhere Anteil der Windkraftanlagen. In den Szenarien steigt die maximale Rückspeiseleistung entsprechend der Verfügbarkeit von PV- und Windkraftanlagen linear um 8,25 MW an. Die Überschussenergie ist im Verhältnis zur gesamten Einspeisung sehr gering. Die Jahresganglinien der fünf Szenarien und der Jahresverlauf des ersten Szenarios geben ein genaueres Bild über die Leistungen der vertikalen Netzlasten (siehe Abbildung 31).

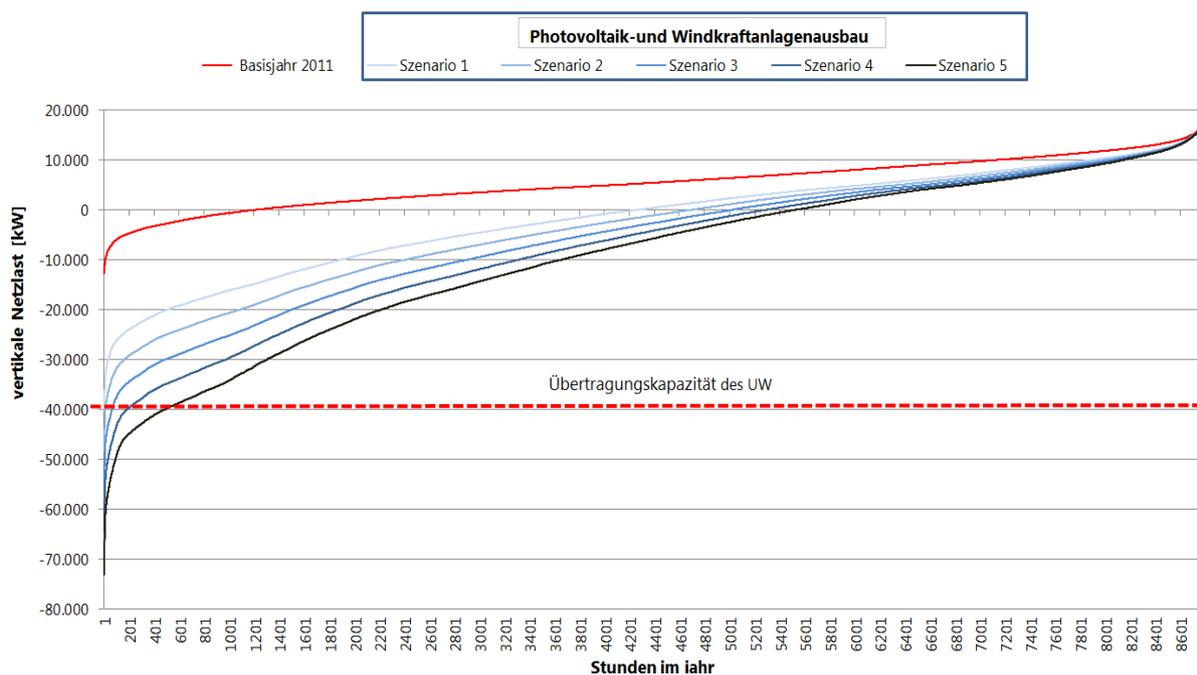
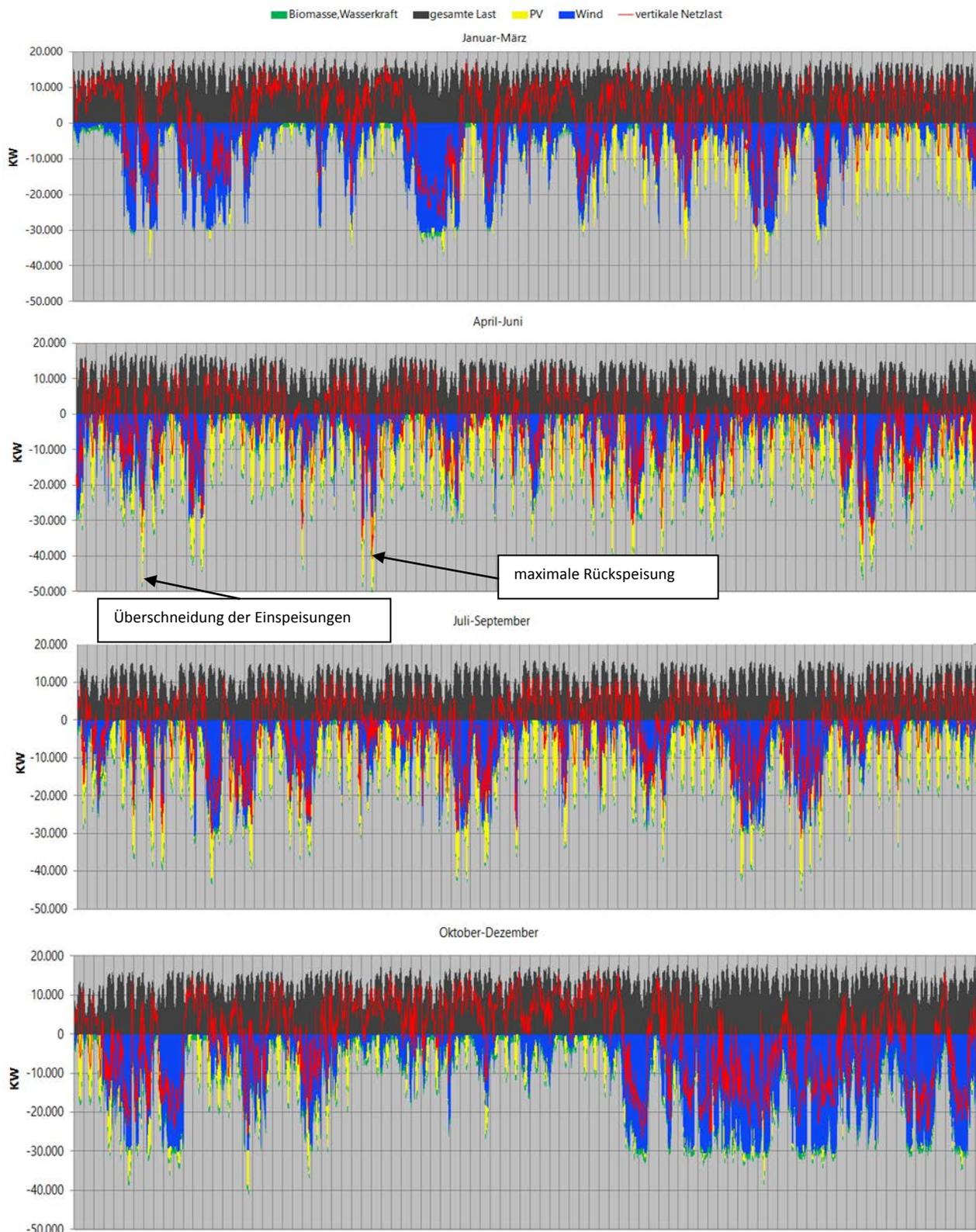


Abbildung 31 Jahresganglinien der PV- und Windkraftanlagen-Ausbauszenarien

Es ist zu erkennen, dass sich die Überschussenergie aus den sehr ausgeprägten Leistungsspitzen der Rückspeisung ergibt, die nur für sehr kurze Zeit auftreten. Demzufolge fällt das Verhältniss von Überschussenergie zur Gesamteinspeicherung entsprechend gering aus. Zudem ist anhand der Jahresganglinien erkennbar, dass der Bezug des Bilanzraumes im Vergleich zu der PV-Ausbauvariante deutlich reduziert wird bzw. es über das Jahr gesehen öfter zu Rückspeisungen kommt.

Um die Charakteristik der vertikalen Netzlast infolge hoher PV- und Windkraftanlagen-Einspeisung zu interpretieren, wird in Abbildung 32 der Jahresverlauf der vertikalen Netzlast im ersten Szenario dargestellt.

Abbildung 32 Vertikale Netzlast im ersten PV- und Windkraftanlagen-Ausbauszenario



Es ist festzustellen, dass über das gesamte Jahr Rückspeisungen entstehen. Zudem ist erkennbar, dass die ausgeprägten hohen Rückspeisungen daraus resultieren, dass sich die Einspeisungen der PV- und Windkraftanlagen im Sommer überschneiden. Gleichzeitig kommt es vor, dass diese

Überschneidungen zwischenzeitlich mit einer niedrigen Last korrelieren, sodass die ausgeprägten hohen Rückspeiseleistungen nur für sehr kurze Zeit auftreten.

Durch einen weiteren PV- und Windkraftanlagenbau wird die Übertragungskapazität des UWs immer stärker von der ausgeprägten Leistungsspitze der Rückspeisungen übertroffen.

Das Umspannwerk Felsberg wird in dieser Ausbauvariante für sehr kurze Zeiträume mit einer ausgeprägten hohen Rückspeiseleistung belastet. Die damit zusammenhängende Überschussenergie ist gering, sodass die maximale Jahresausfallarbeit von 1,54 % im fünften Szenario (nach BDEW) abgeregelt werden könnte. Ein Speichereinsatz für ein NEM, der die sehr seltenen und hohen Rückspeiseleistungen glättet, ist nicht zweckmäßig und wird daher in dieser Arbeit nicht untersucht. Erst mit einem weiteren Ausbau der dezentralen Stromerzeugungsanlagen und einer resultierenden maximalen Rückspeisung, welche die Übertragungskapazität um mehr als das doppelte überschreitet, müsste ein Speichereinsatz die unzulässige Jahresausfallarbeit minimieren. Das Einspeisemanagement spielt somit eine entscheidende Rolle beim Netzengpassmanagement für ein Umspannwerk, wenn hohe Leistungen von PV- und Windkraftanlagen installiert sind.

8.2 Speichereinsatz

Für die technische Bewertung der notwendigen Stromspeicherdimensionen zur Netzentlastung in den ausgewählten Szenarien wird zuerst ein idealer Speicher eingesetzt. Dieser ist für die Leistungsspitze und die maximale zusammenhängende Energiemenge ausgelegt. Anhand des idealen Speichers ist es möglich, die Charakteristik der Speicheranforderungen in den individuellen Ausbauszenarien darzustellen. Dazu gehört die notwendige Speicherleistung und -kapazität, das Betriebsverhalten sowie die Auslastung des Speichers. Anschließend wird die Speicherleistung und -kapazität variiert, um den Einfluss auf die maximale Rückspeisung und die Überschussenergie bzw. das Einspeisemanagement zu analysieren. Auf Basis dieser Parametervariationen wird eine Bewertung der Stromspeicherdimensionen durchgeführt und mit dem theoretischen Potential der Batteriedimensionen der E2V verglichen.

Der Speicher ist Bestandteil des Simulationstools und wurde mit logischen Verknüpfungen in Excel erstellt. Der Speicher besteht im wesentlichen aus drei Profilen, welche die Be- und Entladung sowie den Füllstand in viertelstündlicher Auflösung widerspiegeln. In Abhängigkeit von verschiedenen Speicherparametern reagiert der Speicher auf die vertikale Netzlast. Zu diesen Parametern gehören die Speicherleistung und -kapazität, die Selbstentladerate und der Wirkungsgrad. Die Speicherparameter sind im Simulationstool beliebig skalierbar. In der nachfolgenden Untersuchung wird ein idealer Speicher betrachtet, der ohne Verluste arbeitet, da keine individuelle

Speichertechnologie, sondern die notwendige Speicherleistung und -kapazität bewertet werden soll. Der ideale Speicher ist in der Lage, seine Speicherleistung ohne Verzögerung abzurufen. Der Speichereinsatz beginnt bei dem Schwellenwert der Übertragungskapazität des UWs und beeinflusst die vertikale Netzlast durch Be- und Entladung wie eine zusätzliche Last oder Einspeisung.

Um die Funktionsweise des Speichers zu beschreiben, ist in der Abbildung 34 beispielhaft ein Speicherbetrieb über den Zeitraum einer Woche dargestellt. Der Speicher hat eine Leistung von 20 MW und eine Speicherkapazität von 250 MWh. Der Speichereinsatz beginnt ab einer Unterschreitung der vertikalen Netzlast von -40 MW .

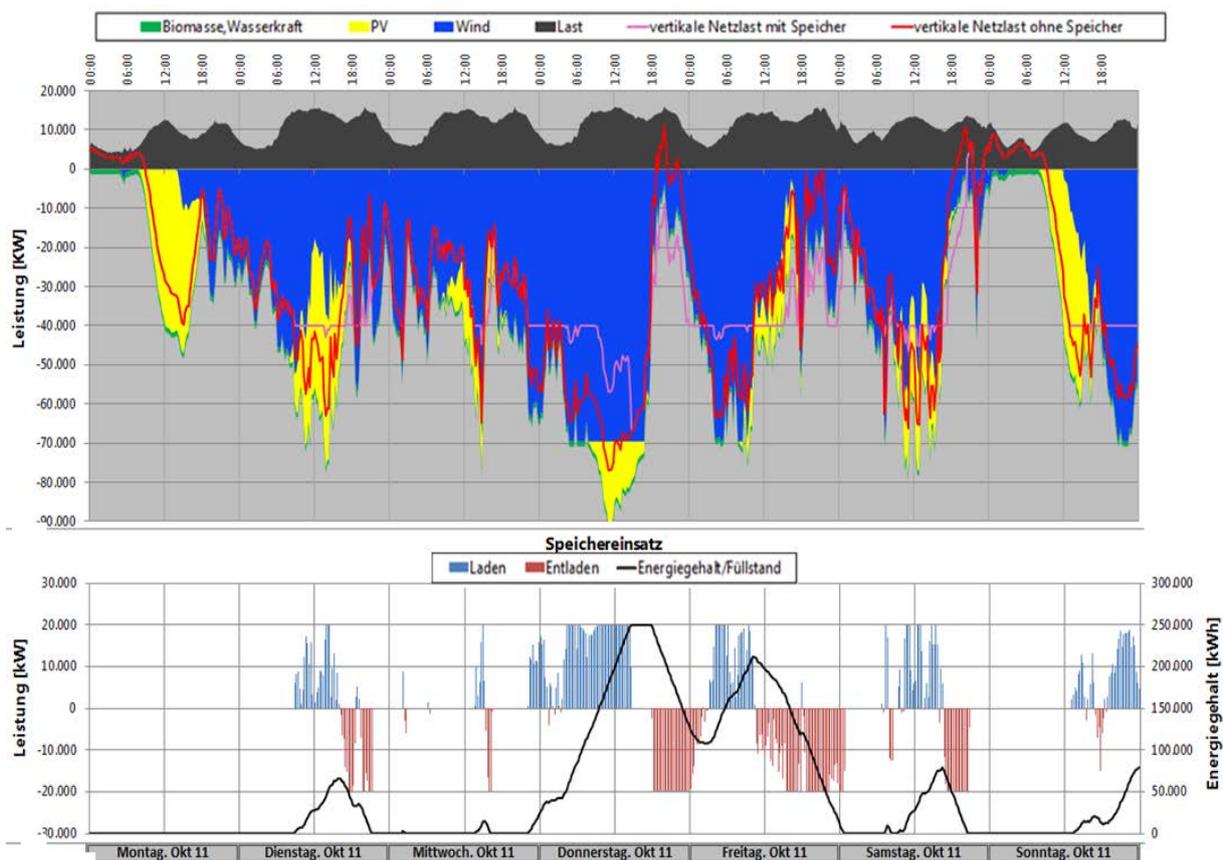


Abbildung 33 Speicherbetrieb des idealen Speichers in einer Beispielwoche

Ab einer Unterschreitung der vertikalen Netzlast von -40 MW lädt der Speicher mit einer Leistung, die maximal der Speicherleistung entspricht. Er lädt so lange bis der Energiegehalt die Speicherkapazität ausgeschöpft hat. Sobald die vertikale Netzlast den Schwellenwert von -40 MW überschreitet, entlädt der Speicher. Er entlädt mit einer Leistung, die maximal der Speicherleistung entspricht und bis die vertikale Netzlast (mit Speicher) den Schwellenwert tangiert. Der Speicher entlädt so lange bis der Energiegehalt komplett reduziert ist. Durch dieses Entladeverhalten ist gewährleistet, dass die erforderliche Speicherkapazität minimiert wird und dass der Speicher keinen Netzengpass auslöst. Der Speicher reagiert zeitgleich auf die viertelstündliche Leistung der vertikalen

Netzlast (ohne Speicher) und somit auf die aktuelle Netzbelastung. Das nutzerbedarfsgerechte Laden der E2V wird dabei nicht betrachtet, sondern nur das notwendige bidirektionale Lademanagement zur Netzentlastung.

8.3 Photovoltaik-Ausbauszenario

In dem fünften PV-Ausbauszenario ist insgesamt eine Leistung von 113,9 MW an dezentralen Stromerzeugungsanlagen im Bilanzraum installiert. Entsprechend der Auswertung von Tabelle 4 hat in diesem Szenario ein PV-Ausbau von 80,5 MW stattgefunden. Um die Simulationsergebnisse des Speichereinsatzes einordnen zu können, wird der Jahresverlauf der vertikalen Netzlast in Abbildung 34 dargestellt.

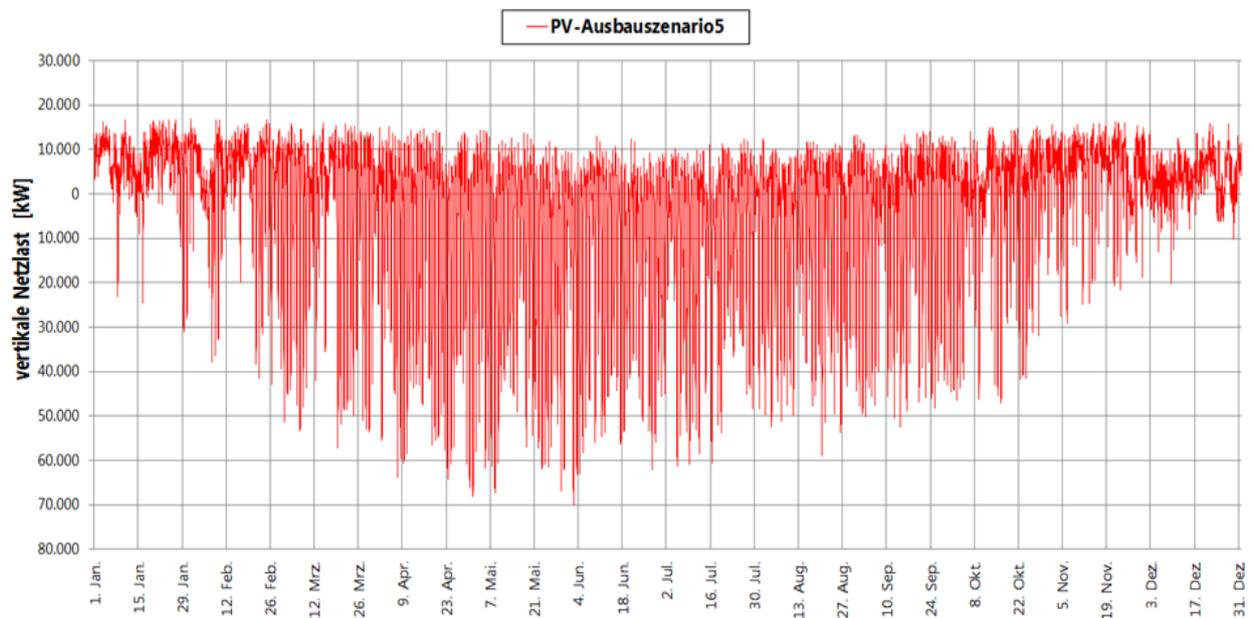


Abbildung 34 Jahresverlauf der vertikalen Netzlast im PV-Ausbauszenario 5

Die vertikale Netzlast überschreitet die Übertragungskapazität mit einer maximalen Rückspeisung von -70.099 kW um 30.099 kW. Insgesamt entsteht eine Überschussenergie von ca. 4,7 GWh (bzw. 3,52 % der gesamten Einspeisung).

8.3.1 Idealer Speicher

Der ideale Speicher wird zuerst auf die Leistungspitze und die maximale zusammenhängende Energiemenge ausgelegt. Er nimmt somit die gesamte Überschussenergie auf, sodass kein Netzengpass mehr besteht. In der Abbildung 35 ist der Jahresverlauf der Lade- und Entladeleistungen sowie der resultierende Füllstand des Speichers dargestellt. Des Weiteren sind die Jahresganglinien der Lade- und Entladeleistung sowie des Füllstands zu betrachten.

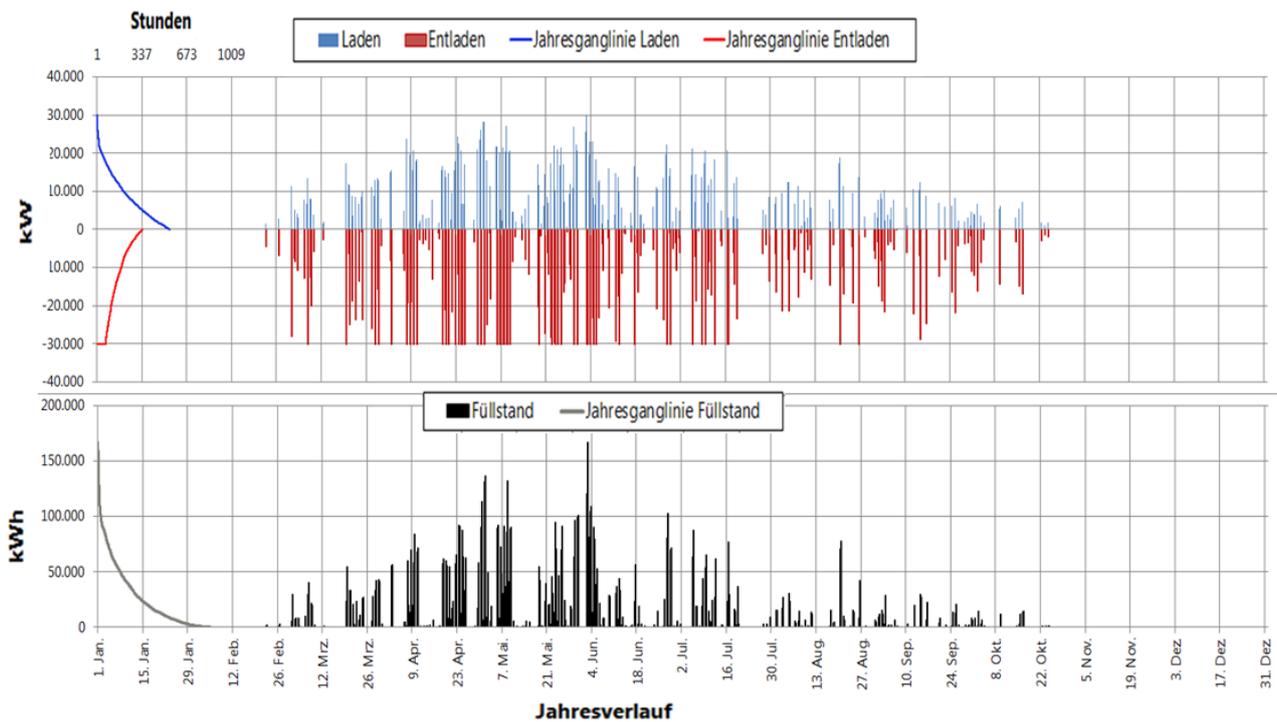


Abbildung 35 Jahresverlauf und Jahresganglinien des idealen Speicherbetriebs

Im Winter ist erwartungsgemäß kein Speichereinsatz notwendig. Der Speicher kommt von Mitte Februar bis Ende Oktober zum Einsatz. In diesem Zeitraum wird er entsprechend der PV-Einspeisung tageszyklisch ge- und entladen. Die Speicherleistung von ca. 30 MW resultiert aus der maximalen Rückspeiseleistung. Diese sorgt gleichzeitig für den maximalen Füllstand von 166 MWh (notwenige Speicherkapazität). Die Lade- und Entladedauer des idealen Speichers beträgt somit 5,5 Stunden. Es ist zu erkennen, dass die Ladeleistung und Speicherkapazität in dieser Höhe nicht noch einmal für den Speichereinsatz in Anspruch genommen werden.

Anhand der Jahresganglinien lassen sich Aussagen zur Auslastungen der Speicherparameter treffen. Die Jahresganglinie des Füllstands ist sehr steil, sodass die Auslastung der Speicherkapazität gering ist. Zudem ist anhand der Jahresganglinie ablesbar, dass der Speicher für ca. 800 Stunden im Einsatz ist. Die Ladeleistung weist nur für einen kurzen Zeitraum, entsprechend der Rückspeisungen, hohe Leistungen auf. Die Entladeleistung wird dagegen für kürzere Zeit in Anspruch genommen und entspricht häufig der maximalen Speicherleistung. Das Umspannwerk ist für 790 Stunden im Jahr mit 40 MW komplett ausgelastet.

Um die Situation der maximalen Belastung des Umspannwerks und das Betriebsverhalten des Speichers näher zu analysieren, wird die Woche mit der maximalen Rückspeisung in Abbildung 36 detailliert dargestellt.

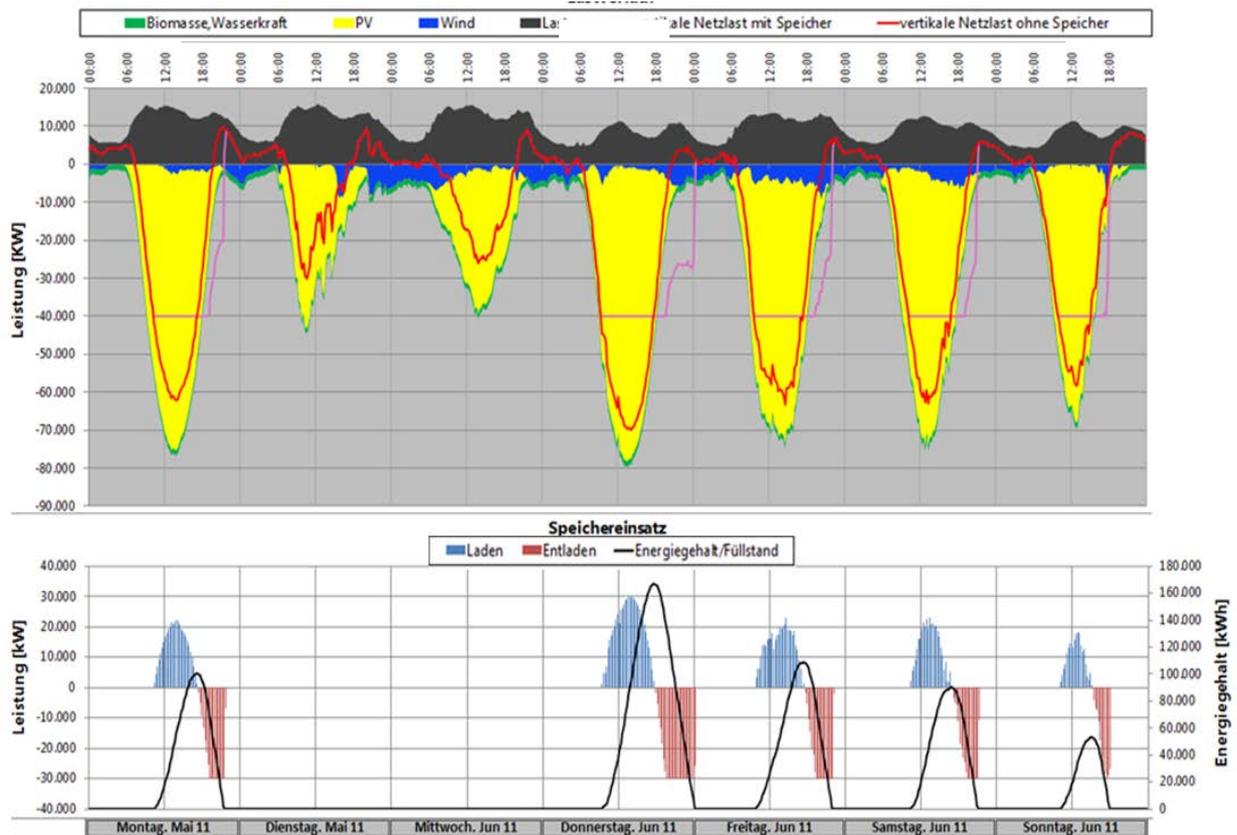


Abbildung 36 Speicherbetrieb in der Woche mit der maximalen Rückspeisung

Es ist festzustellen, dass der Speicher die Einspeisung am Tag der maximalen Rückspeisung auf ca. 50 % reduzieren muss, um eine Überschreitung der Übertragungskapazität zu verhindern. Anhand dieser Abbildung lässt sich außerdem erkennen, dass der Speicher gezwungen ist, eine Rückspeisung durch den Entladevorgang auszulösen.

Würde der Speicher nur entladen, wenn Strombedarf im Bilanzraum des Umspannwerks Felsberg existiert (positive vertikale Netzlast), dann wäre er nicht im Stande, den jeweiligen Füllstand komplett zu leeren und am darauffolgenden Tag die nächste tageszyklische PV-Einspeisung zu glätten.

Der Speicher kann innerhalb relativ kurzer Zeit mit hohen Leistungen entladen, da die Übertragungskapazität nicht von der vertikale Netzlast (mit Speicher) beim Entladevorgang überschritten wird. Der Grund ist, dass die vertikale Netzlast (ohne Speichereinsatz) durch die starke Abnahme der PV-Einspeisung und der gleichzeitigen Zunahme der Last drastisch in den positiven Bereich steigt.

8.3.2 Parametervariation

Im weiteren Verlauf wird die Speicherleistung und -kapazität variiert, um die Auswirkungen auf die maximale Rückspeisung und das EinsMan zu analysieren. Für die Ermittlung der Auswertung wurden in der Simulation drei unterschiedliche Speicherleistungen angenommen. Anschließend wurde für jede Leistung die Speicherkapazität bis zur maximal notwendigen Speicherkapazität erhöht. (siehe Abbildung 37)

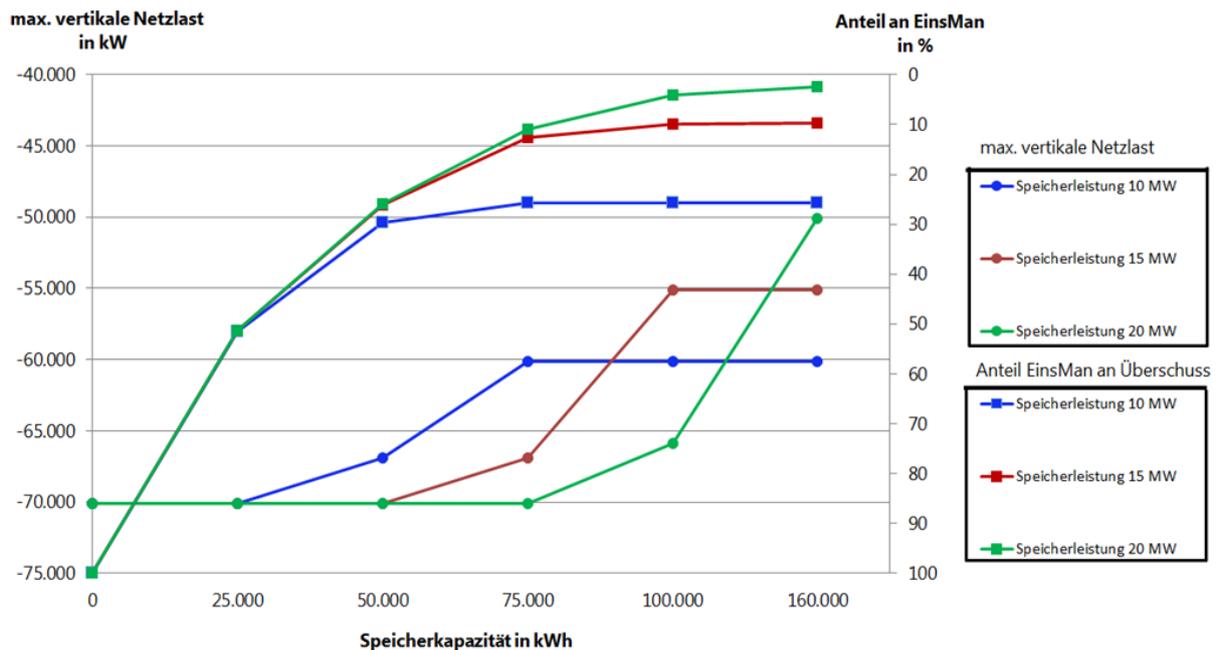


Abbildung 37 Auswirkungen der Parametervariation auf die maximale Rückspeisung und das EinsMan

Auf der linken vertikalen Achse des Diagramms wird gezeigt, wie die maximale negative vertikale Netzlast (max. Rückspeisung) von -70 MW geglättet werden kann. Auf der rechten Seite werden die Auswirkungen auf das EinsMan dargestellt. Das EinsMan wird als Prozentanteil dargestellt. Der Prozentanteil ergibt sich aus dem Verhältnis der restlichen Überschussenergie nach dem Speichereinsatz zu der ursprünglichen Überschussenergie, beginnend von 100 % EinsMan (ohne Speichereinsatz) bis zu den niedrigsten Anteilen, je nach Speicherdimensionierung.

Es ist festzustellen, dass die Speicher mit einer Speicherkapazität von 25 MWh nicht in der Lage sind, die maximale Rückspeisung zu glätten. Bei einer Erhöhung der Speicherkapazität ist der Speicher mit einer Leistung von 10 MW in der Lage, die maximale Rückspeisung leicht zu glätten. Mit steigender Speicherkapazität können die Speicher mit einer höheren Leistung die maximale Rückspeisung ebenfalls glätten. Der Grund dafür ist, dass die Speicher mit höheren Leistungen vor dem Zeitpunkt der maximalen Rückspeisung die gesamte Speicherkapazität ausgeschöpft haben. Da in der

Simulation das Laden des Speichers von der aktuellen Netzbelastung abhängt, können die Speicher die maximale Rückspeisung nicht voraussehen und anschließend glätten.

Ein Speicher, der nicht auf die maximale Rückspeisung ausgelegt ist, kann die Leistungsspitzen der Rückspeisungen nur glätten, wenn er mit Hilfe einer Prognose und einem intelligenten Batteriemangement seinen Füllstand für den Zeitpunkt der maximalen Netzbelastung regelt. Ein Speicher, der auf Basis eines Schwellenwerts be- und entladen wird, trägt nicht zuverlässig zur Glättung der maximalen Rückspeiseleistung bei.

Ob der Speicher seinen Füllstand regelt oder ab einem Schwellenwert reagiert, ist für die Auswirkungen auf das EinsMan irrelevant, da die gespeicherte Energiemenge identisch ist. Dabei ist zu erkennen, dass die Speicher in der Lage sind, bei einer deutlichen Verminderung der maximal notwendigen Speicherkapazität, die Überschussenergie drastisch zu reduzieren. Das ist möglich, da der Speicher tageszyklischen be- und entladen wird, d. h. der Speicherzyklus kurz ist.

Ab einer Speicherkapazität von 25 MWh prägt sich der Anteil des EinsMan unterschiedlich aus. Grund dafür ist, dass die unterschiedlichen Speicherleistungen von den Rückspeiseleistungen übertroffen werden und auch mit einer höheren Speicherkapazität nicht mehr Energie in den tageszyklischen Zeitraum der Rückspeisung aufnehmen können. Bei der maximalen Speicherkapazität der jeweiligen Speicherleistungen erreicht das EinsMan die minimal möglichen Werte.

8.3.3 Bewertung der Speicherdimensionen

Im Folgenden werden die relevanten Einflüsse für eine Bewertung der notwendigen Stromspeicherdimensionen zur Netzentlastung dargestellt und eine Bewertung der bisherigen Untersuchung für das fünfte PV-Ausbauszenario durchgeführt.

Für die Bewertung der notwendigen Speicherdimensionen ist das Zusammenspiel von Einspeisemanagement und der Auslegung des Speichers von entscheidender Bedeutung. Es besteht grundsätzlich der Konflikt zwischen der maximal zulässigen Jahresausfallarbeit einerseits und der Auslegung bzw. der Auslastung des Speichers andererseits. Im besten Fall wird so wenig Energie wie möglich aberegelt und der Speicher gleichzeitig nicht überdimensioniert ausgelegt bzw. optimal ausgelastet. „Das optimale Verhältnis von Erzeugungskapazität, Speicherung und Abregelung ist Gegenstand zukünftiger Forschung" [8]. Die Variable der gesetzlich nicht geregelten zulässigen Jahresausfallarbeit erschwert somit die technische Bewertung der notwendigen Speicherdimensionen.

In dem fünften PV-Ausbauszenario ist eine Speicherdimensionierung für die maximale Rückspeiseleistung und die damit zusammenhängende Energie nicht sinnvoll, da die hohe Speicherleistung (30 MW) und Speicherkapazität (166 MWh) im gesamten Jahresverlauf nicht erneut für das NEM notwendig sind. In Folge dieser Speicherdimensionierung fällt die Auslastung der Speicherparameter sehr gering aus. Die Parametervariation zeigt, dass ein Speicher mit einer höheren Leistung als 20 MW, den Anteil des EinsMan an der Überschussenergie nur um weniger als 5 % reduzieren könnte. Eine höhere Leistung als 20 MW ist für eine deutliche Reduzierung des EinsMan somit nicht erforderlich. Die maximal notwendige Speicherkapazität (166 MWh) kann für eine Reduzierung des EinsMan drastisch gesenkt werden. Bei einer Speicherkapazität von 25 MWh wird die Überschussenergie bereits um 50 % reduziert. Eine geeignete Speicherkapazität liegt bei ca. 50 MWh, da ab diesem Bereich der Anteil des EinsMan mit steigender Speicherkapazität nur noch gering reduziert wird. Die notwendige Leistung des Speichers beträgt dabei mindestens 10 MW. Die Entladedauer des Speichers für ein NEM liegt somit bei maximal fünf Stunden, wenn eine Rückspeisung beim Entladen zulässig ist und die restlichen Leistungsüberschreitungen abgeregelt werden können.

Das EinsMan kann infolge dieser Speicherdimensionierung (10 MW/50 MWh) um ca. 70 % reduziert werden. Die Ausfallarbeit wird von 4,7 GWh auf 1,4 GWh bzw. das EinsMan an der Gesamteinspeisung von 3,52 % auf 1,04 % reduziert. Aufgrund dieser Speicherdimensionierung müssten ca. 50 % der Batterien der E2V mittags in den Sommermonaten für das NEM zur Verfügung stehen.

8.4 Windkraft-Ausbauszenario

In dem vierten Windkraftanlagen-Ausbauszenario ist insgesamt eine Leistung von 91,3 MW an dezentralen Stromerzeugungsanlagen im Bilanzraum des UWs Felsberg installiert. Entsprechend der Auswertung von Tabelle 5 hat in diesem Szenario ein Windkraftanlagen- Ausbau von 57,4 MW stattgefunden. Um die Simulationsergebnisse des Speichereinsatzes einordnen zu können, wird der Jahresverlauf der vertikalen Netzlast in Abbildung 38 dargestellt.

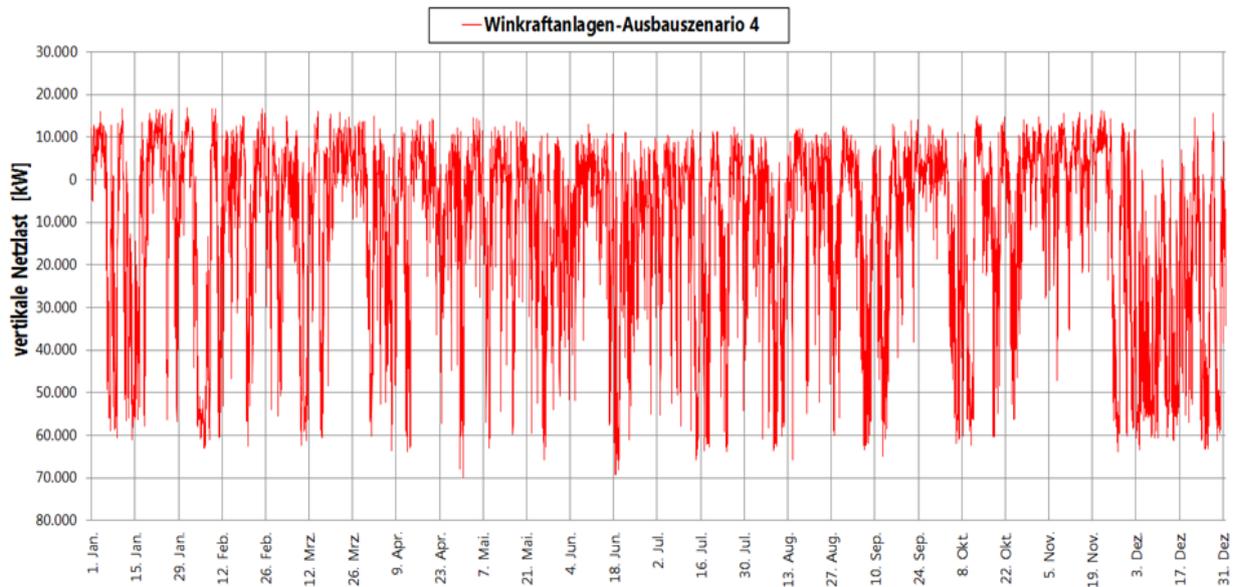


Abbildung 38 Jahresverlauf der vertikalen Netzlast im Windkraftanlagen-Ausbauszenario 4

Die Übertragungskapazität des UWs wird in diesem Szenario nach dem Jahresverlauf der vertikalen Netzlast um 29,8 MW überschritten und die Überschussenergie beträgt 14,1 GWh bzw. 7,1 % der Gesamteinspeisung.

8.4.1 Idealer Speicher

Der ideale Speicher wird auf die Leistungspitze und auf die maximal zusammenhängende Energiemenge ausgelegt. Der ideale Speicher nimmt somit die gesamte Überschussenergie auf und es besteht kein Netzengpass mehr. In der Abbildung 40 ist die Lade- und Entladeleistung sowie der Füllstand des Speichers im Jahresverlauf dargestellt. Des Weiteren sind die Jahresganglinien der Lade- und Entladeleistung sowie des Füllstands zu betrachten.

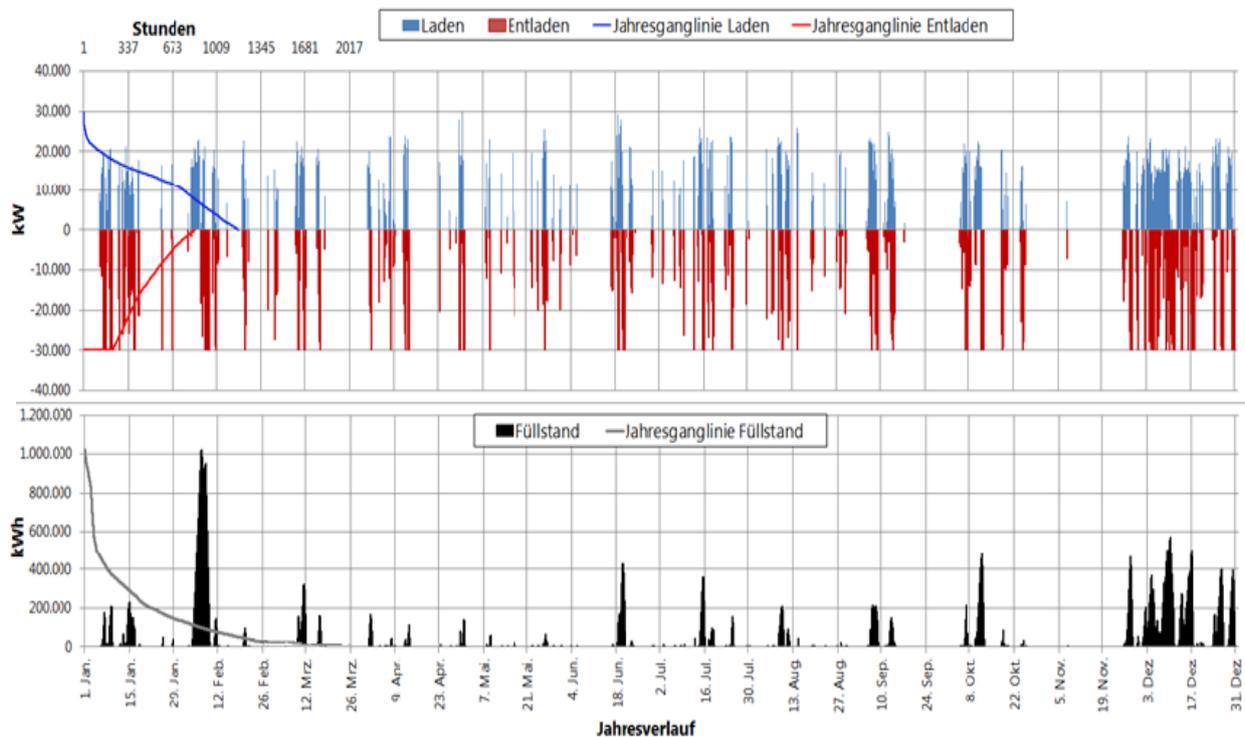


Abbildung 39 Jahresverlauf und Jahresganglinien des idealen Speicherbetriebs

Der Speicher ist das ganze Jahr über im Einsatz. Im Sommer glättet er die Überschneidungen der Einspeisungen von PV- und Windkraftanlagen. Daraus resultiert die notwendige Speicherleistung von 29,8 MW. Im Winter hingegen, wenn die Windkraftanlagen über mehrere Tage einspeisen, besteht eine durchgängige Überschreitung der Übertragungskapazität. Da der Speicher keine Möglichkeit hat zeitweise zu entladen, wird eine sehr hohe Speicherkapazität von 1.024 MWh erforderlich. Die notwendige Lade- und Entladedauer des idealen Speichers beträgt somit 34,2 Stunden und übersteigt die des Speichers im fünften PV-Ausbauszenario um ein Vielfaches.

Die Auslastung der Speicherkapazität des idealen Speichers ist in diesem Szenario ebenfalls gering, was sich anhand der steilen Jahresganglinie des Füllstandes zeigt. Allerdings ist der Speicher mit ca. 2.000 Stunden relativ lange im Einsatz, obwohl er häufig mit maximaler Speicherleistung entlädt. Anhand der Jahresganglinien der Ladeleistung ist zudem erkennbar, dass die Ladeleistung nur für einen kurzen Zeitraum, entsprechend der maximalen Rückspeisung, eine hohe Leistung aufweist. Das UW Felsberg ist im Zuge des idealen Speichereinsatzes für insgesamt 1.746 Stunden im Jahr mit 40 MW komplett ausgelastet.

Um die individuellen Anforderungen an den Speicher in diesem Ausbauszenario zu beleuchten, wird die Februarwoche mit dem höchsten Füllstand des Speichers im Jahresverlauf in Abbildung 40 detailliert dargestellt.

Abbildung 40 Speicherbetrieb in der Woche des maximalen Füllstands

Für insgesamt 66 Stunden (Freitag bis Sonntag) besteht eine durchgängige Überschreitung der Übertragungskapazität. Der Speicher hat in dieser Zeit keine Möglichkeit zum Entladen, sodass eine sehr hohe Speicherkapazität notwendig wird. Anschließend ist der Speicher in der Lage, den Füllstand mit der maximalen Speicherleistung komplett zu reduzieren.

8.4.2 Parametervariation

Wie in Kapitel 9.2.2 beschrieben, werden die Speicherleistung und -kapazität variiert, um die Auswirkungen auf die Glättung der maximalen Rückspeisung und das EinsMan zu analysieren. Die Speicherkapazität wird in dieser Parametervariation allerdings schrittweise mindestens verdoppelt. Die Auswertung ist in Abbildung 41 zu sehen.

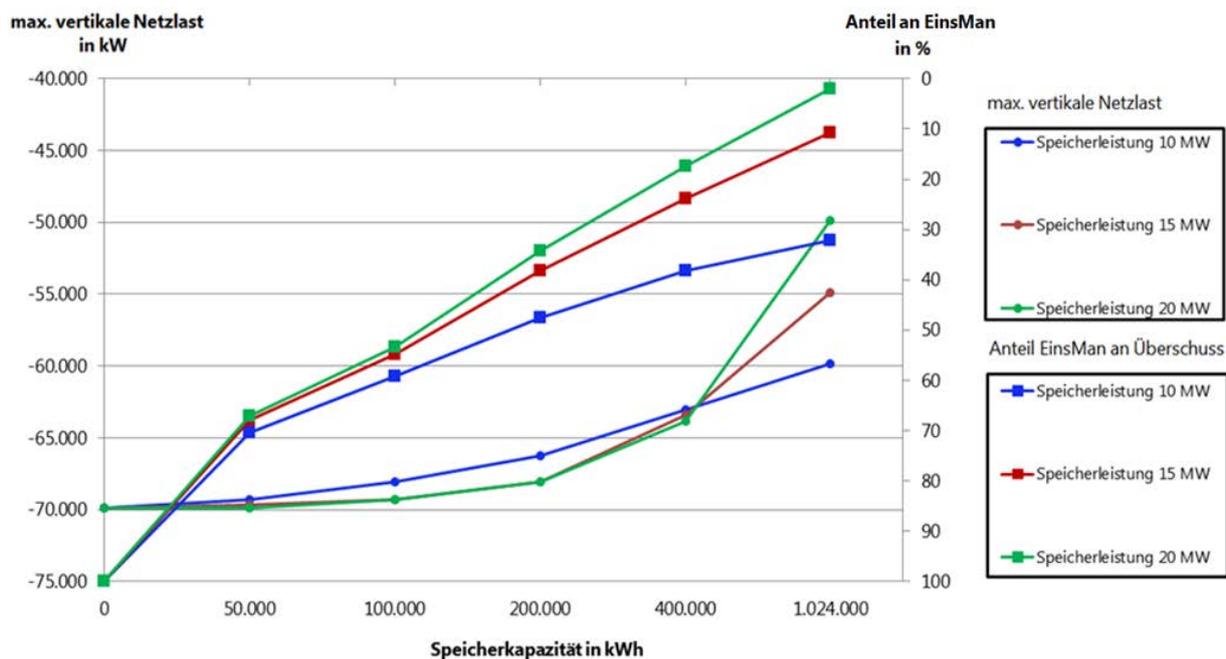


Abbildung 41 Auswirkungen der Parametervariation auf die maximale Rückspeisung und das EinsMan

Es ist zu erkennen, dass der Anteil des EinsMan nur linear abnimmt, obwohl die Speicherkapazität in jedem Schritt überproportional zunimmt. Des Weiteren ist festzustellen, dass die maximale Rückspeisung, wie im PV-Szenario, erst mit hohen Speicherkapazitäten geglättet werden kann.

Der Grund für die notwendig hohe Speicherkapazität ist die hohe Einspeiseleistung der Windkraftanlagen über lange Zeiträume. Eine niedrige Speicherkapazität ist in diesen Zeiträumen schnell ausgeschöpft. Deswegen kann nur ein geringer Anteil der zusammenhängenden Überschussenergie vom Speicher aufgenommen und die hohe Leistung der Rückspeisung, nach Erschöpfung der Speicherkapazität, nicht geglättet werden.

8.4.3 Bewertung der Speicherdimensionen

Im Folgenden wird eine Bewertung der notwendigen Stromspeicherdimensionen zur Netzentlastung für das vierte Windkraftanlagen-Ausbauszenario durchgeführt. Anhand der vorherigen Untersuchung ist festzuhalten, dass die Dimensionierung des Speichers auf die maximale Rückspeiseleistung im Sommer (Speicherleistung: 29,8 MW) und die maximale zusammenhängende Energiemenge der Rückspeiseleistung im Winter (Speicherkapazität: 1.024 MWh) nicht sinnvoll ist, da die Speicherladeleistung und -kapazität daraufhin nur gering ausgelastet sind.

In Bezug auf die Speicherleistung lässt sich anhand der Parametervariation feststellen, dass ein Speicher mit einer höheren Leistung als 20 MW und der maximalen Speicherkapazität den Anteil des EinsMan nur um weniger als 2 % weiter reduzieren könnte. Eine höhere Leistung als 20 MW ist daher für eine deutliche Reduzierung der Überschussenergie, wie es im fünften PV-Ausbauszenario auch der Fall war, nicht notwendig.

Eine Auslegung des Speichers auf die maximale Leistung der Rückspeisung ist in keinem Ausbauszenario dienlich. Zu diesem Ergebnis kommt ebenfalls die VDE-Studie „Energiespeicher für die Energiewende“, welche die notwendigen Stromspeicherdimensionen für den Bilanzraum Deutschland abgeschätzt hat. Der Studie zufolge ist ein „[...] Abregeln der seltenen, aber großen Leistungsspitzen der erneuerbaren Energien [...] grundsätzlich wirtschaftlicher als eine Auslegung der Speicherleistung auf diese großen Leistungswerte.“[8].

In Bezug auf die notwendige Speicherkapazität für das NEM ist zu erkennen, dass es sehr große Speicherkapazitäten erfordert, um das EinsMan deutlich zu reduzieren und die maximale Rückspeiseleistung zu glätten. Um den Anteil des EinsMan beispielhaft nach den BDEW-Forderungen von 7,1 % auf unter 3 % zu reduzieren, muss der Anteil des EinsMan weniger als 40 % betragen. Nach der Parametervariation bedarf es dafür einer Speicherleistung von mindestens 15 MW mit einer Speicherkapazität von mindestens 200 MWh oder einer Speicherleistung von 10 MW mit einer Speicherkapazität von mindestens 350 MWh. Die notwendige Lade- und Entladedauer des Speichers für diese Anwendung liegt somit, je nach Dimensionierung, im Bereich von 10 bis 35 Stunden. Im Bezug auf das bidirektionale Laden der Batterien der E2V sind derart hohe Speicherkapazitäten für das NEM allerdings bei einer 100 prozentigen Durchdringung nicht darstellbar.

9 Fazit und Ausblick

9.1 Zusammenfassung der Projekterkenntnisse

Das Ziel dieser Arbeit bestand darin, die Auswirkungen der E2V auf unterschiedlichen Netzebenen zu untersuchen und mögliche netzstützende Funktionen der E2V zu identifizieren und deren Potentiale aufzuzeigen. Um diese Untersuchung durchzuführen, wurde ein Simulationstool erstellt, welches Lastflüsse dynamisch simuliert und verschiedene Ladevorgänge der E2V integriert.

Im Zuge der Simulation des zukünftigen Lastflusses an einem Ortsnetztransformator von einem typischen ländlichen Wohngebiet wurde gezeigt, dass der nutzerbedarfsgerechte Ladevorgang für die Auslastung der Ortsnetzstation nur eine untergeordnete Rolle spielt. Die maximale Ladeleistung der E2V erhöht zwar den Bezug, da sie mit der Abendspitze der restlichen Last korreliert, jedoch sind die Rückspeiseleistungen durch die PV-Einspeisungen deutlich höher. Anhand der Simulationsergebnisse konnte zudem festgestellt werden, dass sich die Volatilität der Leistungsänderung an der Ortsnetzstation und somit die davon abhängige Spannungsänderung mit zunehmenden Durchdringungen der E2V und der PV-Einspeisung erhöht. In Abhängigkeit der Durchdringung der E2V und der installierten PV-Leistung wurden zudem zwei netzstützende Funktionen für die E2V identifiziert. Bei einer großen Anzahl von E2V steigt insbesondere im Winter der Bezug. Deshalb sollte eine zeitliche Verlagerung des Ladevorgangs auf die Nacht- und Morgenstunden stattfinden. Es konnte dargestellt werden, dass selbst bei einer sehr hohen Durchdringung der E2V von über 100 % der Ladevorgang in diesen Stunden nicht zu einer Erhöhung der Spitzenlast führt. Im Fall von hohen PV-Einspeisungen könnten die E2V zudem im Sommer die hohen Rückspeiseleistungen glätten. Im Zuge dessen muss der Ladevorgang auf die Mittagsstunden verlagert werden. Die notwendige Ladeleistung verhält sich dabei proportional zu den Rückspeiseleistungen, die geglättet werden sollen. Die zeitliche Verschiebung der Ladeleistung von den Abendstunden auf den Mittag kann als kritisch angesehen werden, da der Großteil der Fahrzeuge das Wohn- bzw. Netzgebiet mittags verlässt und somit nicht für einen Ladevorgang im Bilanzraum zur Verfügung steht.

Die Simulationsergebnisse für den Netzknotenpunkt des Umspannwerks haben verdeutlicht, dass der Ladevorgang des nutzerbedarfsgerechten Ladens nur zu einer geringfügigen Erhöhung der Auslastung des Umspannwerks führt. Wie bei der Simulation der Ortsnetzstation wird der maximale Bezug um die Ladeleistung erhöht, jedoch ist die Leistung im Verhältnis zur freien Netzkapazität gering. Durch den weiteren Ausbau dezentraler Stromerzeugungsanlagen wird das UW allerdings zunehmend durch den Rückspeisefall belastet werden. Um das UW vor einer Überschreitung der Übertragungskapazität zu schützen, steht bei einer 100 prozentigen Durchdringung der E2V

theoretisch ein großes Potential zur Vergleichmäßigung des Lastflusses zur Verfügung. Durch ein bidirektionales Lademanagement kann das Kollektiv der Batterien wie ein großer Stromspeicher betrachtet werden, der netzstützende Aufgaben übernimmt.

Die Höhe des Potentials der E2V für die Glättung hoher Rückspeiseleistungen ist sehr stark abhängig von der Zusammensetzung der Stromerzeugungsanlagen und der Last im Bilanzraum, da sehr individuelle Anforderungen an die Speicherdimensionen, insbesondere der Speicherkapazität sowie den Betrieb des Speichers gestellt werden. Die fluktuierenden Einspeisungen bewirken in den Ausbauvarianten unterschiedlich ausgeprägte Rückspeiseleistungen. Insbesondere dann, wenn sich die Einspeisungen der PV- und Windkraftanlagen überschneiden, kommt es zu hohen Leistungsspitzen. Eine Auslegung sowohl der Übertragungskapazität des UWs als auch der Speicherleistung und -kapazität auf diese Leistungsspitzen ist in keinem Szenario sinnvoll, da die Betriebsmittel ansonsten überdimensioniert und nicht optimal ausgelastet sind. Die Auslegung des Speichers für ein Netzengpassmanagement an einem UW ist somit immer eine Einzelfallbetrachtung.

Im PV-Ausbauzenario bedarf es einer Entladedauer des Speichers von max. fünf Stunden. Der Speicher kann aufgrund der tageszyklischen Be- und Entladung, bei einer deutlichen Verringerung der maximal notwendigen Speicherkapazität, die Überschussenergie drastisch reduzieren. Beim Windkraftanlagen-Ausbauzenario bedarf es aufgrund der langen Zeiträume hoher Rückspeisungen einer hohen Speicherkapazität und einer Entladedauer von 10 bis 35 Stunden. Das bidirektionale Lademanagement der E2V muss sich an die unterschiedlichen Anforderungen anpassen.

In beiden Ausbauvarianten ist zu erkennen, dass die Speicherleistung und -kapazität nur im Zusammenspiel mit dem Einspeisemanagement die maximale Rückspeisung zuverlässig reduzieren und gleichzeitig eine hohe Auslastung erzielen können. Für eine optimale Auslastung der Speicherdimensionen und der Übertragungskapazität des UWs spielt Einspeisemanagement somit eine entscheidende Rolle. Mit einer zulässigen Jahresausfallarbeit von 3 % kann das notwendige bidirektionale Laden bereits erheblich reduziert werden.

Abschließend lässt sich anhand der durchgeführten Simulationen sagen, dass auch bei einer hohen Durchdringung der E2V keine außerordentlichen Probleme durch Überlastungen von Transformatoren zu erwarten sind. Den Anforderungen der E2V wird das bestehende Verteilnetz der EnergieNetz Mitte diesbezüglich bereits heute gerecht. Die möglichen Spannungsabfälle durch hohe lokale Häufungen von E2V müssen für Netzgebiete allerdings individuell betrachtet werden.

9.2 Projektnutzen und geplante Ergebnisverwertung

Die Ergebnisse aus dem Teilvorhaben Energieinfrastruktur werden gemäß Zuwendungsbescheid bei der EnergieNetz Mitte Verwertung in der regulären Netzplanung finden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass für die Netzplanung und den Netzbetrieb vor allem dann ein signifikanter Vorteil generiert wird, wenn der Fahrzeugzustand im Netz zu jedem Zeitpunkt bekannt ist und die Elektrofahrzeuge bi-direktional zur Verfügung stehen, um ein möglichst großes Lastverschiebepotential nutzen zu können.

Im Rahmen des Projektes wurden jedoch nur stochastische Lastprofile verwendet. Diese Lastprofile nehmen in der Regel eine fahrzeugbezogene Sicht ein und keine netzbezogene Sicht: Das bedeutet, dass der Energiebedarf des Fahrzeugs zeitlich aufgelöst dargestellt wird; jedoch kann sich das Fahrzeug im Tagesverlauf an unterschiedlichen Orten befinden. Aus Sicht des Netzbetreibers ist aber relevant, in welcher Netzzelle sich das Fahrzeug befindet, damit es dort Netzdienstleistungen erbringen kann. Daher sollten diese Profile eigentlich durch den Praxistest im letzten Projektdrittel validiert und zu netzbetreiberorientierten Profilen weiterentwickelt werden. Dies konnte nicht geschehen, da der Praxistest nicht durchgeführt wurde. Zusätzlich wurde das E2V nur als Last konzipiert; die verwendeten Fahrzeugkomponenten und Fahrzeugarchitektur ließ nicht zu, das Fahrzeug für bi-direktionales Laden zu nutzen. Insofern stand mit dem E2V nicht das zu Projektbeginn erwartete vollständige Potential zur Netzstabilisierung zur Verfügung.

Damit wird auch die Verwertung des E2V-Konzepts für die EnergieNetz Mitte eingeschränkt. Die EnergieNetz Mitte hat für die drei unterschiedlichen Nutzungsszenarien der E2V a) ungesteuertes Laden, b) E2V als steuerbare Last und c) E2V als Energiespeicher Netzsimulationen auf Basis der stochastischen Lastprofile erfolgreich durchgeführt. Jedoch wären die Aussagen für die Verwertung bei der EnergieNetz Mitte aussagekräftiger, wenn die Lastprofile für die E2V hätten spezifisch für die geplante Anwendung in abgeschlossenen Nutzungsräumen erstellt werden können. Aktuell wird das gemäß diesem Bericht ermittelte Potential der Elektrofahrzeuge bzw. die zusätzliche Belastung des Netzes durch Elektrofahrzeuge in der Netzplanung berücksichtigt. Künftig soll zusätzlich die aktuelle Kommunikation zwischen Fahrzeug, Ladeinfrastruktur und Stromnetz bei der Netzplanung und der Errichtung von Ladeinfrastruktur Berücksichtigung finden. Die Kommunikation zwischen Elektrofahrzeugen und Stromnetz soll im Rahmen weiterer F- und E-Aktivitäten weiterentwickelt werden und im Regelbetrieb gemäß dem technologischen Fortschritt beachtet werden.

Die EnergieNetz Mitte wird versuchen, in einem Folgeprojekt für die Elektrofahrzeuge nutzungs- und ortsspezifische Lastprofile zu erstellen, die der Netzbetreiber für eine verbesserte Netzplanung und das Erkennen von netzseitigen Schwachstellen bei einer hohen Elektromobilitätsdurchdringung und

für die Simulation des tatsächlich vorhandenen Netzstützungspotentials durch Elektrofahrzeuge bei kritischen Netzzuständen nutzen kann. Dabei sollten auch höhere Ladeleistungen der Fahrzeuge berücksichtigt werden.

Auch die gemäß Zuwendungsbescheid auferlegte Verwertung hinsichtlich der Realisierung von Ladeinfrastruktur im Bergpark Wilhelmshöhe (Kassel) kann nicht erfolgen. Grund hierfür ist zum einen auch, dass kein Praxistest mit dem E2V im Bergpark durchgeführt wurde und daher keine Kooperation zwischen den Projektpartnern und der mhk als Eigentümerin des Bergparks zustande kam. Darüber hinaus wird mit hoher Wahrscheinlichkeit auch in Zukunft keine Realisierung des E2V-Konzepts im Bergpark stattfinden und auch voraussichtlich auch kein anderes Elektromobilitätskonzept im Bergpark umgesetzt. Eine Installation von Ladeinfrastruktur ist insofern nicht wirtschaftlich und insgesamt nicht sinnvoll. Sollte – entgegen dieser aktuellen Bewertung – in Zukunft im Bergpark Wilhelmshöhe doch ein solches Vorhaben geplant sein, steht die EnergieNetz Mitte für die Realisierung der Ladeinfrastruktur bereit.

Im Rahmen ihrer Meinungsbildnerfunktion sowohl im energiewirtschaftlichen als auch im kommunalen Umfeld, wird die EnergieNetz Mitte die Projektergebnisse und den Projektnutzen auf Veranstaltungen darstellen und – wo möglich – in entsprechende Gremien auf Verbandsebene einbringen.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Vorzeichenregel für einen Knoten im Knotenmodell	10
Abbildung 2 Bilanzraum für die Simulation des Lastflusses an einem Umspannwerk.....	11
Abbildung 3 Standartlastprofile und die zugehörigen Anwendungen nach [11].....	14
Abbildung 4 Vergleich der Einspeisung einer Stark-und Schwachwindkraftanlage über eine Woche [1]	15
Abbildung 5 Schematische Entstehung einzelner Ladeprofile [5]	16
Abbildung 6 Zeitliche Steuerung der Summenleistungskurve [5]	17
Abbildung 7 Anteile der Fahrzeuge auf der Straße nach Art des Fahrtgrundes [12]	18
Abbildung 8 normierte Ladeleistung für unterschiedliche Ladepunkte [3].....	19
Abbildung 9 normierte Ladeleistung für unterschiedliche Ladepunkte [5].....	20
Abbildung 10 normierte Ladeleistungen für eine Musterwoche bei unterschiedlichen Ladeinfrastrukturen.....	21
Abbildung 11 Verteilung der Ortsnetzstationen in Felsberg nach Benutzungsstunden [13]....	23
Abbildung 12 Jahresdarstellung der vertikale Netzlast an der Ortsnetzstation Felsberg-Lohre	24
Abbildung 13 Lastverlauf der Woche mit maximaler Rückspeisung.....	25
Abbildung 14 Lastverlauf der Woche mit maximalen Bezug.....	26
Abbildung 15 entkoppeltes Ladeprofil für die Spitzenlastbegrenzung.....	27
Abbildung 16 entkoppeltes Ladeprofil zur Glättung der Rückspeiseleistungen.....	28
Abbildung 17 Standortverteilung der Datensätze der MiD 2008 nach Wochentagen [5]	29
Abbildung 18 Bilanzierung des Verbrauchs im Bilanzraum des UW Felsberg	30
Abbildung 19 Jahresverlauf der Last im Bilanzraum des UW Felsberg mit den markierten Extremwerten	31
Abbildung 20 Lastverlauf der Verbrauchsgruppen im Winter und Sommer von Mo-So (gestapelt).....	32
Abbildung 21 Bilanzierung der installierten Leistung und der Einspeisung	33
Abbildung 22 Jahresverlauf und Jahresganglinie der PV-Einspeisung	34
Abbildung 23 Jahresverlauf und Jahresganglinien der Windkraftanlagen.....	35
Abbildung 24 Jahresverlauf der vertikalen Netzlast am Umspannwerk Felsberg im Basisjahr 2011.....	36

Abbildung 25 skaliertes Ladeprofil bei unterschiedlichen Ladepunkten.....	38
Abbildung 26 Lastverlauf in der Woche des maximalen Bezuges	39
Abbildung 27 Jahresganglinien der PV-Ausbauszenarien	42
Abbildung 28 Vertikale Netzlast im ersten PV-Ausbauszenario.....	43
Abbildung 29 Jahresganglinien der Windkraftanlagen-Ausbauszenarien.....	45
Abbildung 30 Vertikale Netzlast im ersten Windkraftanlagen-Ausbauszenario	46
Abbildung 31 Jahresganglinien der PV-und Windkraftanlagen-Ausbauszenarien	48
Abbildung 32 Vertikale Netzlast im ersten PV-und Windkraftanlagen-Ausbauszenario.....	49
Abbildung 33 Speicherbetrieb des idealen Speichers in einer Beispielwoche.....	51
Abbildung 34 Jahresverlauf der vertikalen Netzlast im PV-Ausbauszenario 5	52
Abbildung 35 Jahresverlauf und Jahresganglinien des idealen Speicherbetriebs.....	53
Abbildung 36 Speicherbetrieb in der Woche mit der maximalen Rückspeisung	54
Abbildung 37 Auswirkungen der Parametervariation auf die maximale Rückspeisung und das EinsMan.....	55
Abbildung 38 Jahresverlauf der vertikalen Netzlast im Windkraftanlagen-Ausbauszenario 4.58	
Abbildung 39 Jahresverlauf und Jahresganglinien des idealen Speicherbetriebs.....	59
Abbildung 40 Speicherbetrieb in der Woche des maximalen Füllstands.....	60
Abbildung 41 Auswirkungen der Parametervariation auf die maximale Rückspeisung und das EinsMan.....	61

Literaturverzeichnis

- [1] Fraunhofer IWES, „Entwicklung der Windenergie in Deutschland,“ 2013.
- [2] CONSENTEC; R2B ENERGY CONSULTING, „Voraussetzungen einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem,“ 2010.
- [3] Verband der Elektrotechnik Elektronik e.V., „Elektrofahrzeuge, Bedeutung Stand der Technik Handlungsbedarf“.
- [4] D. C. Wittwer, „http://www.drive-e.org/wp-content/uploads/vortraege_2010/7_Di_Wittwer_Netzintegration_ISE.pdf,“ 9 2010. [Online].
- [5] C. Leitinger, M. Litzlbauer und A. Schuster, „SMART ELECTRIC MOBILITY,“ Wien, 2011 .
- [6] A. Probst, M. Braun und S. Tenbohlen, „Erstellung und Simulation probabilistischer Lastmodelle von Haushalten und Elektrofahrzeugen zur Spannungsbandanalyse“.
- [7] „Archiv der Wetterstation Friedberg in Hessen,“ [Online]. Available: <http://wetter61169.de/archiv/wetterstatistik-2011/index.php>. [Zugriff am 15. 02. 2014].
- [8] E. T. Energiespeicherung, „Energiespeicher für die Energiewende Energiespeicher für die Energiewende-Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050,“ 2012.
- [9] A. Mohring und J. Michaelis, „Techno-ökonomische Bewertung von Stromspeichern im Niederspannungsnetz,“ 2013.
- [10] Solaranlagen-Portal. [Online]. Available: <http://www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik/stromspeicher/akasol-neeo>. [Zugriff am 15. 02. 2014].
- [11] S. AG und G. E. v. Solarstrom, „ <http://www.sma.de/loesungen/medium-power-solutions/expertenwissen/gewerblicher-eigenverbrauch-von-solarstrom.html>,“ [Online].
- [12] N. Hartmann und E. Özdemir, „Impact of different utilization scenarios of electric vehicles on the German grid in 2030,“ 2011.
- [13] F. IWES, „Bericht B: Strom und Erneuerbare Energien,“ Kassel.

Berichtsblatt

1. ISBN oder ISSN -	2. Berichtsart (Schlussbericht oder Veröffentlichung) Schlussbericht
3. Titel E2V – Für spezifische Nutzergruppen adaptierbares teilautonomes Fahrzeug für die Erkundung von Kulturräumen Abschlussbericht Teilprojekt: Energieinfrastruktur	
4. Autor(en) [Name(n), Vorname(n)] Becker, Kerstin Hinz, Andreas Meyer, Ralf	5. Abschlussdatum des Vorhabens 31. Oktober 2014
	6. Veröffentlichungsdatum 30. April 2015
	7. Form der Publikation Abschlussbericht an Projekt-träger
8. Durchführende Institution(en) (Name, Adresse) EnergieNetz Mitte GmbH (vormals: E.ON Mitte AG) Monteverdistr. 2 34131 Kassel	9. Ber. Nr. Durchführende Institution -
	10. Förderkennzeichen 16N11726
	11. Seitenzahl
12. Fördernde Institution (Name, Adresse) Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) 53170 Bonn	13. Literaturangaben 13
	14. Tabellen 6
	15. Abbildungen 41
16. Zusätzliche Angaben -	
17. Vorgelegt bei (Titel, Ort, Datum) -	
18. Kurzfassung 1. Aufgabenstellung und Projektvorgehensweise Das Ziel dieses Teilvorhabens bestand darin, die Auswirkungen des Elektromobilitätskonzepts mit teil-autonomen Fahrzeugen (E2V) für unterschiedliche Netzebenen zu untersuchen und mögliche netzstüt-zende Funktionen zu identifizieren sowie deren Potentiale aufzuzeigen. Im Rahmen des Arbeitspaketes AP 1 (Konzeptspezifikation und Modellierung) wurde ein Simulations-tool erstellt, welches Lastflüsse dynamisch simuliert und verschiedene Ladevorgänge der E2V integriert. Aufbauend auf verschiedenen Studien wurden die jeweils zu erwartenden Ladeleistungen (elektrisches Klemmenverhalten des Elektrofahrzeuges) zeitlich aufgelöst bestimmt, da bisher keine Messdaten für unterschiedliche Nutzungsszenarien der E2V an Ladepunkten vorliegen. Aufbauend auf den Lastprofilen wurden typische Netzknotenpunkte einer Ortsnetzstation und eines Umspannwerks simuliert und netzseitig bewertet, um mögliche Überlastungen und netzstützende Aufgaben zu identifizieren. Im Zuge dessen wurden die Auswirkungen der folgenden drei Ladekonzepte ermittelt: <ul style="list-style-type: none"> • Stochastische bzw. ungesteuerte Ladung (Ladung nach Bedarf des Nutzers). • E2V als steuerbare Last (Ladung bei Schwachlast bzw. bei Überangebot von EE). • E2V als Energiespeicher (Ladung/Entladung ähnlich Speicherkraftwerken). 	

2. Derzeitiger Stand von Wissenschaft und Technik

Der Zuwachs an dezentraler Einspeisung erfordert die Entwicklung einer vollkommen neuen Netzinfrastruktur, die von bidirektionalen Energieflüssen zwischen den unterschiedlichen Netz- und Umspannungsebenen geprägt sein wird. Durch die galvanische Kopplung dieser Netz- und Umspannungsebenen werden Rückwirkungen und bisher vernachlässigte Effekte zukünftig in viel stärkerem Maße auftreten und den zuverlässigen Netzbetrieb gefährden. Hierzu zählen beispielsweise:

- Auftreten von Netzspannungen außerhalb der Norm durch lokale Einspeisung mit entsprechenden Schäden an Kundenanlagen bei Fehlfunktion der Steuer/Regeleinrichtungen.
- Koppeleffekte zwischen Nieder- und Mittelspannungsnetzen durch PV-Einspeisung in Niederspannung und gleichzeitiger Windenergieeinspeisung im Mittelspannungsnetzbereich.
- Zunahme leistungselektronischer Komponenten (z. B. Energiesparlampen, Wechselrichter), welche die Kurzschlussfestigkeit des Netzes reduzieren und durch die zunehmende Oberschwingungserzeugung die Spannungsqualität negativ beeinflussen.

Die EnergieNetz Mitte wollte gemäß des zu Projektbeginn beschriebenen Stands der Technik und Wissenschaft Potentiale aus dem damals gerade aufkommenden als ‚vehicle to grid‘ bzw. ‚V2G Konzept‘ zu nutzen. Damit könnte die gespeicherte Energie der Batterien bei Bedarf wieder in das elektrische Netz eingespeist werden, was insbesondere für Fahrzeughalter interessant sein kann, die ihre Fahrzeuge z.B. während Parkzeiten nicht benötigen und bei entsprechend hohen Strompreisen die Batteriekapazitäten dem Strommarkt wieder zur Verfügung stellen. Für den Netzbetreiber bietet sich mit diesem Konzept die Möglichkeit, dass eine Vielzahl von Elektrofahrzeugen, die am Stromnetz angeschlossen sind, eine volatile Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (z.B. Wind oder Photovoltaik) kompensieren könnte. Im Projektverlauf zeigte sich jedoch, dass dieses V2G-Konzept von den meisten Fahrzeugherstellern noch nicht umgesetzt wurde und dass Vielfach auf einen sehr schnellen Verschleiß der Fahrzeugbatterien hingewiesen wurde, der durch das häufige Laden und Entladen der Batterien einsetzt. Auch das Fahrzeugkonzept für das E2V verzichtet auf die Möglichkeit des bi-direktionalen Ladens, so dass die Potentiale dafür hinsichtlich ihrer tatsächlichen Nutzbarkeit nicht im Rahmen des Projektes validiert werden konnten.

Um im Projekt die theoretischen Potentiale zu simulieren, müssen für die Elektrofahrzeuge Lastprofile hinterlegt werden, die das elektrische Klemmenverhalten der E2V beschreiben. Die Ermittlung eines stochastischen Lastprofils (Ladung nach Bedarf des Nutzers) von E-Fahrzeugen und E2V ist jedoch von einer Vielzahl von Faktoren abhängig. Dazu gehören u. a. die Eigenschaften und die Anzahl der E-Fahrzeuge sowie das Mobilitätsverhalten, die Ladeinfrastruktur und das Ladeverhalten der Nutzer. Um konkrete Aussagen bezüglich der Ladeleistung einzelner E-Fahrzeuge für unterschiedliche Ladepunkte zu treffen, ist es notwendig auf Messwerte zurückgreifen zu können.

Da solche Messwerte für ein ausreichend großes Kollektiv von E-Fahrzeugen zur Zeit jedoch nicht verfügbar sind und ein Feldversuch der E2V noch nicht durchgeführt wurde, liegen nicht genügend Informationen vor, um ein Lastprofil für eine variable Anzahl von E-Fahrzeugen ermitteln zu können. Dennoch sollen im Folgenden drei stochastische Ladeprofile für unterschiedliche Nutzungsszenarien von Ladepunkten anhand einfacher Annahmen erstellt werden. Als Datenbasis dienen drei Studien, die mit Hilfe von Mobilitätshebungen stochastische Ladeprofile entwickelt haben:

- VDE-Studie Elektrofahrzeuge (Mobilitätshebung "Mobilität in Deutschland" 2002)
- eDrive Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ("Mobilität in Deutschland" 2002)
- SMART-ELECTRIC-MOBILITY (Mobilitätshebung "Mobilität in Niederösterreich" 2008)

3. Ergebnis

Durch das Projekt konnte nachgewiesen werden, dass Elektromobilität heute die Energieversorgung nicht gefährdet bzw. nicht zu netzkritischen Zuständen beiträgt.

Aussagen für das Ortsnetz:

Elektrofahrzeuge spielen für die Auslastung des Netzes nur eine untergeordnete Rolle. Dies gilt vor allem, wenn die Aufladung der Elektrofahrzeuge während der Winterzeit in den Nacht- und frühen Morgenstunden erfolgt. In gewissem Maße kann Elektromobilität im Sommer zur Netzstützung beitragen, indem die im Ortsnetz vorhandene, PV-bedingte Stromüberschusssituation abgeschwächt werden kann. Beide Aussagen treffen jedoch erst ab einer sehr hohen Durchdringung der Fahrzeuge zu.

Aussagen für den Netzknotenpunkt des Umspannwerks:

Die Ladevorgänge belasten die Leistungsfähigkeit des Umspannwerks nur sehr gering. Jedoch können die Elektrofahrzeuge bei einem sehr hohen Durchdringungsgrad und bei einer weiteren Zunahme dezentraler Erzeugungsanlagen im Kollektiv der Batterien als großer Stromspeicher betrachtet werden, der netzstützende Aufgaben übernimmt. Die konkreten Potentiale der E2V lassen sich jedoch nicht pauschal bestimmen, da sie von Region zu Region verschieden sind und stark von den jeweiligen Ausbauszenarien der unterschiedlichen Energiearten (PV, Wind) abhängen. Grundsätzlich ist zu sagen, dass die Nutzung von Elektrofahrzeugen als Speicher nur in Kombination mit Einspeisemanagement der dezentralen Erzeugungsanlagen sinnvoll ist.

4. Schlussfolgerung/Anwendungsmöglichkeiten

Die Ergebnisse aus dem Teilvorhaben Energieinfrastruktur werden gemäß Zuwendungsbescheid bei der EnergieNetz Mitte Verwertung in der regulären Netzplanung finden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass für die Netzplanung und den Netzbetrieb vor allem dann ein signifikanter Vorteil generiert wird, wenn der Fahrzeugzustand im Netz zu jedem Zeitpunkt bekannt ist und die Elektrofahrzeuge bidirektional zur Verfügung stehen, um ein möglichst großes Lastverschiebepotential nutzen zu können. Die EnergieNetz Mitte wird daher versuchen, in einem Folgeprojekt für die Elektrofahrzeuge nutzungs- und ortsspezifische Lastprofile zu erstellen, die der Netzbetreiber für eine verbesserte Netzplanung und das Erkennen von netzseitigen Schwachstellen bei einer hohen Elektromobilitätsdurchdringung und für die Simulation des tatsächlich vorhandenen Netzstützungspotentials durch Elektrofahrzeuge bei kritischen Netzzuständen nutzen kann. Dabei sollten auch höhere Ladeleistungen der Fahrzeuge berücksichtigt werden.

Aktuell wird das gemäß diesem Bericht ermittelte Potential der Elektrofahrzeuge bzw. die zusätzliche Belastung des Netzes durch Elektrofahrzeuge in der Netzplanung berücksichtigt. Künftig soll zusätzlich die aktuelle Kommunikation zwischen Fahrzeug, Ladeinfrastruktur und Stromnetz bei der Netzplanung und der Errichtung von Ladeinfrastruktur Berücksichtigung finden. Die Kommunikation zwischen Elektrofahrzeugen und Stromnetz soll im Rahmen weiterer F- und E-Aktivitäten weiterentwickelt werden und im Regelbetrieb gemäß dem technologischen Fortschritt beachtet werden.

Im Rahmen ihrer Meinungsbildnerfunktion sowohl im energiewirtschaftlichen als auch im kommunalen Umfeld, wird die EnergieNetz Mitte die Projektergebnisse und den Projektnutzen auf Veranstaltungen darstellen und – wo möglich – in entsprechende Gremien auf Verbandsebene einbringen.

20. Verlag

-

21. Preis

-