

Planungsleitfaden Teil 4

Umsetzungsplanung „SmartGrid“:

- Stromnetzanalyse
- Intelligentes Lastmanagement/virtuelles Kraftwerk
- Entwicklung von Betriebsstrategien
- Dimensionierung und Einsatz von Batteriespeichern

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



EnEff:Stadt

Forschung für
die energieeffiziente Stadt



EnEff:Wärme

Forschung für
energieeffiziente Wärme- und Kältenetze

Impressum

Herausgeber:

Hochschule für Technik Stuttgart

Forschungszentrum Nachhaltige Energietechnik (zafh.net)

Dr. Dirk Pietruschka,

stellvertretender Institutsleiter und Gesamtkoordinator des dieser Publikation zugrundeliegenden Projekts.

„EnVisaGe Wüstenrot“ wird gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie in der Forschungsinitiative EnEff:Stadt/EnEff:Wärme im 6. Energierahmenforschungsprogramm der Bundesregierung.

Autor dieser Publikation:

Andreas Siebenlist, Universität Stuttgart, Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik (ifk), Kapitel 1

Ruben Rongstock, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW),

Kapitel 2

Gernot Stiefel, ADS-TEC GmbH Heinrich-Hertz-Straße 1, 72622 Nürtingen, Kapitel 3

Ursula Pietzsch, HFT Stuttgart, Kapitel 3.4

Peter Bleith, Catharina von Appen, Rigo Bohnsack, LIACON Batteries Itzehoe, Kapitel 4

Redaktion: Ursula Pietzsch, zafh.net

Titelbild: Schema Erzeugung-Speicherung-Verbrauch (Grafik: ZSW)

Inhalt

1	Planung eines SmartGrid für den Ausbau erneuerbarer Energien.....	6
1.1	SmartGrids: Flexibilisierung des Netzbetriebs durch intelligente Vernetzung von Erzeugung und Verbrauch	6
1.2	Mögliche Maßnahmen zur Ertüchtigung des Verteilnetzes	7
1.3	Analyse der Verteilnetzstrukturen	9
1.4	Grundlagen der Leistungsflussberechnung und Modellbildung	10
1.5	Technische Analyse der Szenarien in Bezug auf das Stromnetz.....	15
2	Betriebsstrategien für erneuerbare Energien im Verteilnetz.....	21
2.1	Das Zieldreieck: Klimaneutralität, Wirtschaftlichkeit, Energieautarkie.....	21
2.2	Erzeugung und Verbrauch - Annahmen, Datengrundlagen und Randbedingungen.....	22
2.2.1	Jahresprofile zu Erzeugung und Verbrauch	22
2.2.2	Photovoltaik.....	23
2.2.3	Windkraft.....	24
2.2.4	Verbrauch	24
2.2.5	Annahmen für den Ausbaugrad der erneuerbaren Energien.....	24
2.2.6	Betrachtete Speicherbetriebsstrategien	24
2.2.7	Handlungsoptionen	24
2.3	Wirtschaftlichkeit, CO ₂ -Bilanz oder Autarkie - Annahmen für die Bewertung und Bilanzierung der Zielgrößen.....	25
2.4	Simulationsmodell	27
2.5	Ergebnisse.....	29
2.5.1	Netzentlastung mittels Peak-Shaving.....	29
2.5.2	Autarkiebetrieb	30
3	Datenmonitoring, Steuerung und IT Security.....	34
3.1	Steuerung durch ein virtuelles Kraftwerk.....	34
3.2	Monitoring, dezentrale Datenerfassung	35
3.2.1	Systemmodell	35
3.2.2	Virtuelles Kraftwerk.....	36
3.2.3	Monitoring Privathaus.....	38
3.3	IT Security Konzept	40
3.3.1	Big-LinX Cloud	40

3.3.2	IRF	41
3.4	Datenschutz	42
4	Leitfaden für die Dimensionierung von Batteriespeichern	45
4.1	Warum Batteriespeicher?	45
4.2	Bewertungsgrößen	45
4.2.1	Kosten	46
4.2.2	Wirkungsgrad	46
4.2.3	Zykluslebensdauer	47
4.2.4	Kalendarische Alterung.....	47
4.2.5	Entladetiefe	47
4.2.6	Aufstellort	47
4.2.7	Wartung.....	47
4.3	Eigenverbrauchsoptimierung	48
4.3.1	Dimensionierung des Speichers	50
4.3.2	Integration in das Stromnetz.....	50
4.3.3	Wirtschaftlichkeit	52
4.4	Peak-Shaving.....	53
4.4.1	Benutzungsstunden	53
4.4.2	Dimensionierung des Speichers	53
4.4.3	Integration in das Stromnetz.....	54
4.4.4	Wirtschaftlichkeit	54
4.5	Zusammenfassung/Fazit.....	55
4.6	Abbildungsverzeichnis	Fehler! Textmarke nicht definiert.

Einleitung

Die Wirtschaftlichkeit erneuerbarer Energiequellen im Strombereich wird durch die Netzinfrastruktur wesentlich beeinflusst. Generell wird die Stromerzeugung in Deutschland durch den Ausbau regenerativer Energien zunehmend volatiler, zugleich fluktuiert der Bedarf an elektrischer Energie. Die existierenden Stromnetze in ihrer heutigen Form sind für dieses wechselhafte Verhalten nicht ausgelegt und stoßen daher oft an ihre Leistungsgrenzen. Die Verteilnetze wurden für die prognostizierten bzw. gemessenen Lasten in den jeweiligen Versorgungsgebieten ausgelegt, nicht aber für die Integration erneuerbarer Energien. Insbesondere Windparks und große PV-Freiflächenanlagen stellen die Verteilnetzbetreiber vor große Herausforderungen.

Für die Netzstabilität ist eine intelligente Steuerung von regelbaren Verbrauchern und Verbrauchergruppen, Speichern und dezentralen Energieerzeugungsanlagen von zentraler Bedeutung - ein intelligentes Stromnetz (SmartGrid) kann dies leisten. Nur so kann auf lokaler Ebene eine gute Vermarktbarkeit erreicht werden, außerdem kann die Gleichzeitigkeit von Angebot und Nachfrage unter anderem durch die Einbindung geeigneter Speichersysteme sichergestellt werden.

Im Projekt EnVisaGe Wüstenrot wurden mit Hilfe von Simulationen die Belastbarkeit des gemeindeeigenen Stromnetzes für unterschiedliche Ausbauszenarien untersucht und der Bedarf an intelligenter Netz- und Verbrauchssteuerung ermittelt. Erste Ansätze zur autarken Energieversorgung der Gemeinde Wüstenrot wurden in der Plusenergiesiedlung ‚Vordere Viehweide‘ modellhaft umgesetzt und dafür ein intelligentes Lastmanagement entwickelt. An das virtuelle Kraftwerk der Siedlung sollen nun Zug um Zug weitere neu erschlossene Anlagen (Windkraft, BHKW) eingebunden werden.

In diesem Teil 4 des Leitfadens steht die Planung und der Ausbau eines SmartGrids im Mittelpunkt. Neben der grundsätzlichen Vorgehensweise wird die Umsetzung am Beispiel des Projekts EnVisaGe in der der Gemeinde Wüstenrot geschildert.

Das Projekt EnEff:Stadt -EnVisaGe – Kommunale netzgebundene Energieversorgung – Vision 2020 am Beispiel der Gemeinde Wüstenrot“ wurde von 2012 bis 2016 vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert.

Planungsleitfaden Teil 4: Umsetzungsplanung „SmartGrid“

1 Planung eines SmartGrid für den Ausbau erneuerbarer Energien

Im Folgenden werden wesentliche Schritte auf dem Weg zur Planung eines zukunftsfähigen Verteilnetzes am Beispiel der Gemeinde Wüstenrot aufgezeigt. Der Fokus liegt hierbei auf der Mittelspannungsebene. Für das beschriebene Vorgehen werden sowohl gängige Werkzeuge der Leistungsflussberechnung genutzt als auch neue Programme zur Optimierung des Netzausbaus implementiert. Ziel ist es, mögliche Netzstrukturen aufzuzeigen, mit denen die Integration einer hohen dezentralen Erzeugungsleistung sicher und nachhaltig gewährleistet werden kann. Ein viel diskutierter Begriff in diesem Zusammenhang ist das „SmartGrid“, also das „intelligente Netz“.

1.1 SmartGrids: Flexibilisierung des Netzbetriebs durch intelligente Vernetzung von Erzeugung und Verbrauch

Für einen sicheren Netzbetrieb bei geringen Kosten werden hier bewährte und innovative Technologien kombiniert, um das Netz zu flexibilisieren und zu stärken. Bei der klassischen Stärkung der Verteilnetze erfolgt ein physischer Netzausbau. Dabei werden die elektrischen Betriebsmittel wie z. B. Transformatoren, Erdkabel und Freileitungen durch leistungsstärkere Komponenten ersetzt oder ergänzt. Zusätzlich kann über eine Vernetzung aktiver Betriebsmittel¹ auch während des Betriebs steuernd auf das Netzverhalten eingewirkt werden. Dazu sind Kenntnisse über den aktuellen Netzzustand zu jedem Augenblick von entscheidender Bedeutung. Der Netzzustand wird durch Messeinrichtungen erfasst und an den Netzbetreiber kommuniziert. Auf Basis dieser Informationen werden gezielte Handlungsstrategien entwickelt, die Netzengpässe beseitigen und die Netzstabilität aufrechterhalten. Aufgrund der vielfältigen Stellschrauben, an denen auf den Netzzustand in einem SmartGrid Einfluss genommen werden kann, ist es möglich, auf unterschiedliche Belastungssituationen jeweils angemessen zu reagieren. Voraussetzung dafür ist die Erfassung, Weiterleitung und Verarbeitung der notwendigen Daten mithilfe von Informations- und Kommunikationstechnik.

Durch SmartGrids ergeben sich vielfältige Möglichkeiten und Ansätze für eine innovative Betriebsführung. In Wüstenrot werden einige dieser Ansätze sowohl theoretisch als auch praktisch untersucht. Eine ganz wesentliche Voraussetzung dafür ist der freie Zugriff auf das Verteilnetz. In Wüstenrot ist dies durch die Eigentümerstruktur der Energieversorgung Mainhardt Wüstenrot (emw) als lokaler Netzbetreiberin gegeben. Als Anteilseignerin kann die Gemeinde auf die zukünftige Ausgestaltung des Netzes Einfluss nehmen. Im Rahmen des Projekts EnVisaGe werden innovative SmartGrid-Ansätze auch im Neubaugebiet Vordere Viehweide in der Praxis erprobt. Die Erkenntnisse, die dort in Bezug auf die Plusenergiesiedlung gesammelt werden, sollen anschließend auf die gesamte Gemeinde übertragen werden. Für ein solches Vorhaben bedarf es auch entsprechender Anreize für die Stromverbraucher und -erzeuger, um diese in einen netzdienlichen und gesamtwirtschaftlich sinnvollen Netzbetrieb einzubinden.

¹ Das sind z. B. regelbare Verteilungsnetztransformatoren, Spannungsregler, Speicheranlagen, flexible AC-Distributionssysteme und hybride AC/DC-Netze.

1.2 Mögliche Maßnahmen zur Ertüchtigung des Verteilnetzes

Der Betrieb eines elektrischen Netzes bringt einige Herausforderungen mit sich. Jeder Leistungsfluss über eine elektrische Leitung ist mit einem Spannungsabfall verbunden. Um an das Stromnetz angeschlossene Geräte sowie die Netzbetriebsmittel selbst zu schützen, sind maximale zulässige Spannungsabweichungen einzuhalten. Des Weiteren sind die elektrischen Komponenten, also die Betriebsmittel in einem Netz, immer hinsichtlich eines maximalen zulässigen Stromflusses dimensioniert. Auch hier gilt, dass diese Grenzwerte nicht oder nur kurzzeitig überschritten werden dürfen, um eine Zerstörung der Netzelemente zu verhindern; aus diesen maximal zulässigen Strömen ergibt sich die Übertragungskapazität der einzelnen Betriebsmittel. Wenn nun hohe dezentrale Einspeiseleistungen aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen hinzukommen, können sich an Tagen mit hohem Windaufkommen bzw. starker Sonneneinstrahlung hohe Lastflüsse in Richtung der übergeordneten Hochspannungsebene ergeben. Für diese Fälle sind z. B. starke Spannungsanstiege an weit vom Umspannwerk entfernten Netzausläufern zu erwarten. Diesen Herausforderungen kann mit verschiedenen Technologieoptionen begegnet werden. Diese sind in Tabelle 1 aufgeführt und im Folgenden näher beschrieben.

Tabelle 1: Aktuell verfügbare Technologieoptionen für den Verteilnetzausbau

Technologieoption	Einflussnahme, primär auf
Kabel-/Leitungsausbau	Leistungsfluss/Netzspannung
Abregeln erneuerbaren Energieanlagen	Leistungsfluss
Blindleistungsmanagement	Netzspannung
Regelbare Ortsnetztransformatoren	Netzspannung
Spannungsregler	Netzspannung
Lastmanagement	Leistungsfluss
Batteriespeicher	Leistungsfluss/Netzspannung

Kabel-/Leitungsausbau: Der Kabel- und Leitungsausbau ist ein herkömmliches Verfahren zur Netzertüchtigung. Hierbei werden die Übertragungskapazitäten erweitert, indem die bestehenden Stromleiter gegen Stromleiter größeren Querschnitts ausgetauscht oder um weitere Stränge ergänzt werden. So können die maximal übertragbare Leistung gesteigert und der im Netz auftretende Spannungsabfall oder -anstieg verringert werden.

Abregeln von erneuerbaren Energieanlagen: Anlagen abzuregeln kann in Fällen starker dezentraler Einspeisung eine Überlastung des Verteilnetzes verhindern. Mit jeder Drosslung der Anlagenleistung sind jedoch Opportunitätskosten verbunden, also entgangene Gewinne. Zudem soll ein möglichst großer Anteil der erneuerbaren Energie vor Ort genutzt werden, um den Eigenbedarf zu decken. In den weiterführenden Analysen wird daher eine Abregelung der Anlagen vorerst nicht berücksichtigt. Stattdessen werden Ausbaumaßnahmen betrachtet, die das Netz der emw für die Aufnahme des gesamten Potenzials ertüchtigen.

Blindleistungsmanagement: Mit dem Zubau von Photovoltaikanlagen und Windenergieanlagen in Verteilnetzen nimmt auch die Anzahl an installierten Wechselrichtern zu. In modernen PV-Wechselrichtern kommt Elektronik zur Steuerung der Leistungsabgabe zum Einsatz. Diese Leistungselektronik kann auch genutzt werden, um die Spannung am Netzanschlusspunkt zu beeinflussen. Dies geschieht, indem Blindleistung bereitgestellt wird. So ergeben sich zusätzliche Möglichkeiten für den Verteilnetzbetreiber, um die Spannungen im Netz gezielt zu regeln. Gemäß den aktuellen Richtlinien müssen alle Wechselrichter neu installierter Anlagen leistungsabhängig Blindleistung bereitstellen können. In Abbildung 1 sind zwei

verschiedene Kennlinien zur Bereitstellung von Blindleistung dargestellt. Während mittels der $\cos(\varphi)$ -Kennlinie eine Blindleistung in Abhängigkeit von der momentanen Wirkleistungsbereitstellung der Anlage vorgegeben wird, erfolgt die Regelung bei der $Q(U)$ -Kennlinie über die Spannungsdifferenz zur Sollspannung am jeweiligen Netzanschlusspunkt. Alternativ werden globalere Ansätze verfolgt, die den gesamten Netzzustand berücksichtigen und somit einen optimierten Blindleistungseinsatz im gesamten Netz ermöglichen. Dadurch werden theoretisch die Leitungen weniger stark ausgelastet, und Verluste können reduziert werden.

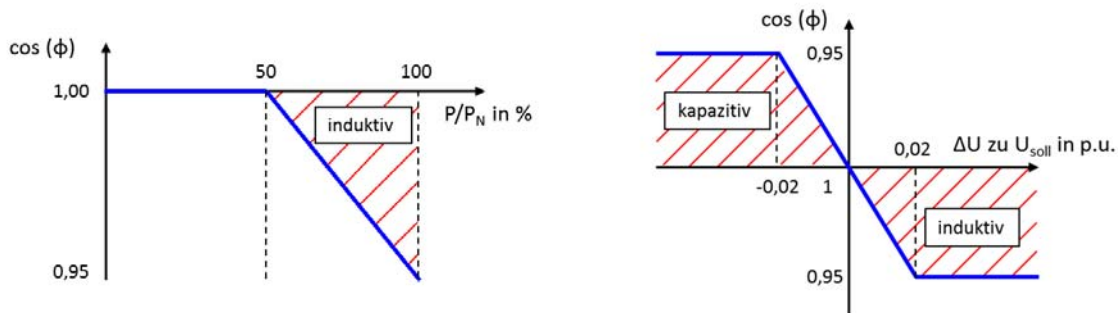


Abbildung 1: Beispielhafte Kennlinien zur lokalen Spannungsregelung durch Blindleistungsbereitstellung

Regelbare Ortsnetztransformatoren: Über Stufensteller kann bei regelbaren Ortsnetztransformatoren das Übersetzungsverhältnis von Primär- zu Sekundärspannung eingestellt werden, wie in Abbildung 2 zu sehen ist. Diese Stufensteller werden in den Ortsnetzstationen installiert und verbinden die Mittel- mit der Niederspannungsebene. Spannungsänderungen auf Mittelspannungsebene können über Schaltmaßnahmen am Transformator ausgeregelt werden und wirken sich somit nicht auf die Niederspannungsebene aus. Ein Austausch aller Ortsnetztransformatoren würde es daher ermöglichen, Mittel- und Niederspannungsebene hinsichtlich der Spannungshaltung zu entkoppeln. Alle Ortsnetztransformatoren gleichzeitig auszutauschen, ist jedoch wirtschaftlich kaum zu vertreten; der Austausch müsste sukzessive der Lebensdauer der alten Transformatoren entsprechend erfolgen. Ein Tausch bietet sich für Stationen kritischer Niederspannungsnetze an. Insbesondere bei langen Sticleitungen können regelbare Transformatoren zusammen mit einer Spannungsüberwachung zu einem zuverlässigen Betrieb beitragen.

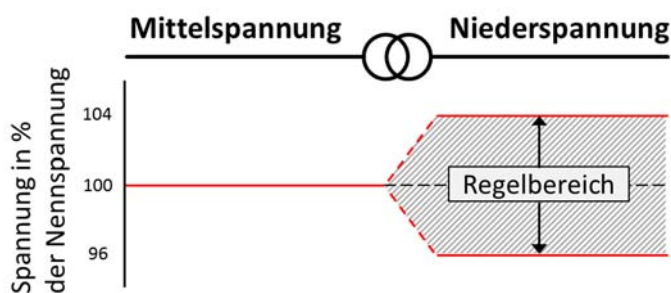


Abbildung 2: Prinzip des „regelbaren Ortsnetztransformators“

Spannungsregler: Ähnlich der Funktionsweise eines regelbaren Ortsnetztransformators kann die Spannung auch direkt, ohne Übersetzung auf eine andere Spannungsebene geregelt werden. Hierzu existieren verschiedene Konzepte. Bei der klassischen Spannungslängsregelung wird mittels eines Längstransformators die Spannung auf einem Strang angehoben oder abgesenkt. Mittels Thyristoren kann auch eine

Phasenanschnittsteuerung zur Spannungsregelung genutzt werden. Beide Konzepte haben den Vorteil, dass sie lokal zur Ausregelung einzelner Stränge sowohl auf Mittel- als auch auf Niederspannungsebene genutzt werden können.

Lastmanagement: Durch aktives Lastmanagement können vom Verteilnetzbetreiber, ähnlich wie beim Konzept der Abregelung von Netzeinspeisung, kritische Netzsituationen vermieden werden. In diesem Fall wird Einfluss auf die Verbraucherseite genommen. Insbesondere Standorte mit großen Verbrauchern, bei denen ein zeitlich flexibler Einsatz möglich ist (z. B. Kühllhäuser), können von aktivem Lastmanagement profitieren. Da eine Beteiligung am Lastmanagement freiwillig erfolgt, sind Anreize notwendig, um Verbraucher zu einem netzdienlichen Energiebezug zu bewegen. Ziel ist hier ein vernetzter und optimierter Betrieb von Lasten (und Speichern) hinsichtlich einer maximalen Eigenbedarfsdeckung im Netz der emw.

Batteriespeicher: Batteriespeicher können sowohl im Rückspeise- als auch im Starklastfall die Leistungsflüsse im Verteilnetz reduzieren. Im Falle einer sehr hohen dezentralen Einspeiseleistung bei niedriger Last² nehmen die Speicher elektrische Energie auf. Im Starklastfall, also bei geringer Einspeiseleistung und hoher Last, kann die gespeicherte Energie wieder abgegeben werden. Zusätzlich ist, wie bei Photovoltaikanlagen, ein aktives Blindleistungsmanagement über den Wechselrichter des Batteriespeichers möglich.

1.3 Analyse der Verteilnetzstrukturen

Jedes Stromnetz ist hinsichtlich der zu erfüllenden Versorgungsaufgabe und somit auch hinsichtlich der Ausdehnung und des strukturellen Aufbaus verschieden. Dennoch können Verteilnetze nach charakteristischen Merkmalen eingeordnet werden. Wesentliche Merkmale, nach denen Netztypen unterschieden werden sind in Tabelle 2 abgebildet.

Tabelle 2: Charakterisierung von Verteilnetzen

Strukturmerkmale	
Netzstruktur	Beschreibt die Ausprägung von Strang- oder Ringstrukturen
Vermaschungsgrad	Verhältnis von Anzahl Entnahmestellen zu Anzahl der Leitungen
R/X –Verhältnis	Gibt das Verhältnis von Wirk- zu Blindwiderstand für eine einzelne Leitung an
Flächenenergiebedarf	Energiebedarf bezogen auf die geographische Fläche
Stromkreislänge Kabel	Gesamte Länge der in Erde verlegten Kabel
Stromkreislänge Freileitung	Gesamte Länge der auf Masten montierten Leitungen
Verkabelungsgrad	Verhältnis von Erdkabel- zu Freileitungskilometern
Anzahl der Übergabe- bzw. Entnahmestellen	Ortsnetzstationen zur Übergabe der elektrischen Leistung auf die Niederspannungsebene
Energetische Kennzahlen	
Maximaler Wirkleistungsbezug	Höchste (im Jahresverlauf) gemessene Wirkleistungsbezug
Eingespeiste Jahresarbeit	Gesamte von dezentralen Energieversorgungsanlagen eingespeiste elektrische Energie
Haus Anschlüsse	Von Haushalten entnommener Anteil des Gesamtenergiebedarfs
Gewerbe Anschlüsse	Von Gewerbe, Handel und Dienstleistungsunternehmen entnommener Anteil des Gesamtenergiebedarfs
Landwirtschaftl. Anschlüsse	Von landwirtschaftlichen Betrieben entnommener Anteil des Gesamtenergiebedarfs
Sonstige Anschlüsse	Sonstiger Energiebedarf anteilig zur Gesamtenergiemenge

² Etwa starke Sonneneinstrahlung und starker Wind in einem Zeitraum, in dem sehr wenig Abnahme erfolgt, z. B. an einem Werktagsvormittag im Sommer

Maximaler Blindleistungsbezug	Höchster (im Jahresverlauf) gemessener Blindleistungsbezug (am Umspannwerk → inklusive Blindleistungsbedarf der Leitungen)
Installierte dezentrale Einspeiseleistung	Installierte (Peak-)Leistung dezentraler Energieversorgungsanlagen
Entnommene Jahresarbeit	Gesamte in einem Jahr von Netzanschlüssen bezogene elektrische Energie (nach Abrechnung)
Verlustenergie	Gesamte Verlustenergiemenge eines Jahres (durch Erwärmung von Leitungen, Corona Effekte, etc.)
Geographische Merkmale	
Geogr. Fläche	Geografische Gesamtfläche des Netzgebietes
Mittlere Entfernung der Anschlüsse zueinander	Geografische Dichte der einzelnen Netzanschlüsse
Grundstücksfläche	Nutzungsabhängige Flächenangaben
- Wohnfläche	
- Gemeindeeigentum	
- Gewerbe	
Landwirtschaftliche Fläche	
Forstwirtschaftliche Fläche	
Versiegelte Fläche	
Einwohnerzahl	Anzahl der Einwohner im betrachteten Netzgebiet

Das Beispielnetz der emw im Versorgungsgebiet der Gemeinde Wüstenrot weist typische Charakteristika eines ländlich geprägten Verteilnetzes auf. Das Netz besteht im Wesentlichen aus zwei offen betriebenen Mittelspannungsringen, die über eine gemeinsame Trasse vom ca. 25 Kilometer entfernten Umspannwerk Stadtheide in Schwäbisch Hall aus versorgt werden, wie schematisch in Abbildung 3 dargestellt ist. Durch den offenen Betrieb der Ringe können Leitungsverluste durch Ringströme verhindert werden. Im Bedarfsfall (z. B. Störung auf einem 20-kV-Kabel) können einzelne Gebiete durch Schalten der Trennstellen von der anderen Seite aus versorgt werden. Insbesondere auf den Stichleitungen zu entfernt gelegenen Ortsteilen sind ausgeprägte Spannungsabweichungen zu erwarten.

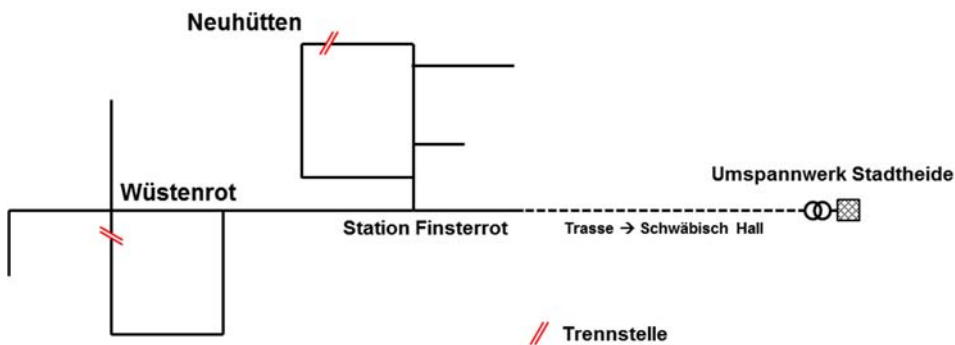


Abbildung 3: Schematische Darstellung des Netzes der emw

1.4 Grundlagen der Leistungsflussberechnung und Modellbildung

Die Thematik der Leistungsflussberechnung ist gut erforscht und die Grundlagen sind in zahlreichen Büchern veröffentlicht. Leistungsflussberechnungen (bzw. Lastflussrechnungen) sind ein gängiges Werkzeug zur Auslegung und zum Betrieb von Stromnetzen und ermöglichen es, mögliche Engpässe zu identifizieren. Wenn erneuerbare Energieversorgungsanlagen zugebaut werden, ändert sich die Planungsgrundlage jedoch vollständig. Da die Netzlasten statistisch relativ gut erfasst und beurteilt werden können, ist die Auslegung von Netzen ohne dezentrale Einspeisung nach der maximalen Last meist ausreichend. Oft werden die Kabel-

/Leitungsstränge stärker dimensioniert, um zum einen Spannungsabweichungen zu verringern und zum anderen die Leitungsverluste zu reduzieren. Mit einer Transformation vom „Top-down-Prinzip“ hin zum „Bottom-up-Prinzip“ müssen die Auslegungskriterien allerdings neu formuliert werden. Die maximalen Leistungsflüsse ergeben sich dann häufig nicht mehr über die Lasten, sondern resultieren aus der maximalen zu erwartenden Einspeisung. Zudem ändert sich das Verhalten hinsichtlich der Spannungsabweichungen: Während bei einem Netz mit reinem Lastverhalten die Spannung entlang der Netzzweige abfällt, ist bei einem Netz mit Einspeisung und Lasten das Verhalten der Spannung nicht mehr eindeutig bestimmt. Für eine ausreichend gute Prognose benötigt man nun sowohl detaillierte Wetterdaten als auch die genauen Einspeisepunkte und die Nennleistung der Energieversorgungsanlagen. Insbesondere im Hinblick auf die Spannungshaltung erschwert dies die Netzauslegung und den stabilen Netzbetrieb erheblich. In Verteilnetzen, die ausschließlich Lasten versorgen, ist es oft ausreichend, den Transformator an der Übergabestelle von Hoch- zu Mittelspannung entsprechend einzustellen. Hier kann über das Übersetzungsverhältnis der Spannungen direkt Einfluss auf das Spannungsniveau der Mittelspannungsebene genommen werden. Wird die Spannung am Übergabepunkt erhöht, kann so der Spannungsabfall hin zu den entlegeneren Netzgebieten kompensiert werden (siehe Abbildung 4). Wird diese Strategie in Verteilnetzen genutzt, die sowohl Einspeisung als auch Lasten aufweisen, ist nicht mehr auszuschließen, dass sich die Spannungen an den Netzausläufern, außerhalb des vorgeschriebenen Spannungsbandes befinden (siehe Abbildung 5).

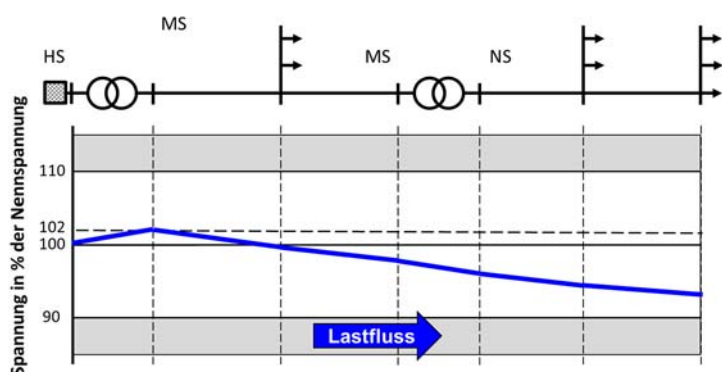


Abbildung 4: Schematische Darstellung des Spannungsabfalls entlang der Netzzweige im Starklastfall

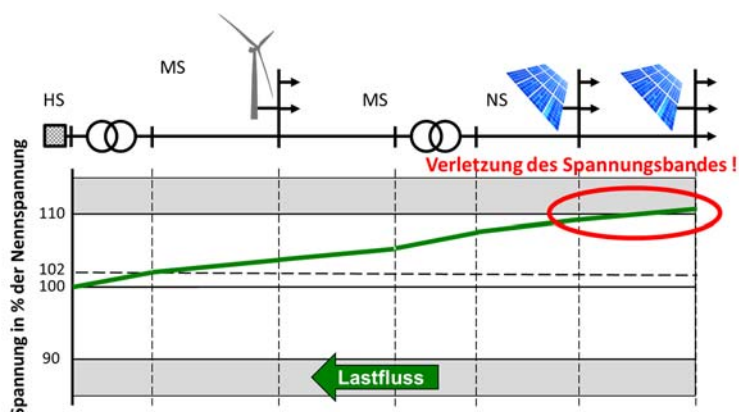


Abbildung 5: Schematische Darstellung des Spannungsanstiegs entlang der Netzzweige bei starker Einspeisung

Ein wesentlicher Punkt bei der Modellierung eines Verteilnetzes sind die zu Verfügung stehenden Daten. Da, wie bereits beschrieben, Mittel- und Niederspannungsnetze auf Grundlage der maximal zu erwartenden Lastflüsse ausgelegt werden, muss der genaue Netzzustand nicht zu jedem Zeitpunkt bekannt sein. Ein probates Mittel, um dennoch den Zeitpunkt maximaler Lasten bestimmen zu können, sind standardisierte Lastprofile. Diesen Energiebedarfsprofilen liegt die Annahme zugrunde, dass sich bei einer genügend großen Anzahl an betrachteten Verbrauchern die variierenden Lasten ausgleichen und sich charakteristische Bedarfsprofile für Haushalt, Industrie und Gewerbe sowie landwirtschaftliche Betriebe ergeben. Demzufolge ist in einem Netz ohne dezentrale Einspeisung der Starklastfall relativ genau prognostizierbar. Kommen nun dezentrale Erzeugungsanlagen hinzu, wird eine Prognose der Lastflüsse erschwert.

Um dennoch einen stabilen Netzbetrieb gewährleisten zu können, werden die Verteilnetze nach entsprechenden „Worst-Case-Szenarien“ ausgelegt. Ein solches Szenario wäre eine maximale Einspeisung aller dezentralen Erzeuger bei gleichzeitig minimaler Netzlast. Um den möglichen Zubau erneuerbarer Energien im Netz der emw abschätzen zu können, wurden die Potenziale für Wind, Photovoltaik und Biomasse im Gemeindegebiet Wüstenrot ermittelt (siehe

Tabelle 3). Ein von der Gemeinde in Auftrag gegebenes Gutachten weist zwei mögliche Standorte für Windenergieanlagen auf der Wüstenroter Gemarkung aus; dort ist jeweils der Bau von zwei 3-MW-Anlagen möglich. Zudem wird in den Netzanalysen eine Biomasse-Machbarkeitsstudie berücksichtigt, die ein Potenzial für eine Biogasanlage mit einer Gesamtleistung von 325 kW_{el} am Standort Weißenbronn ausweist. Einen weiteren wesentlichen Baustein der erneuerbaren Energieversorgung bilden auf Dachflächen installierte Photovoltaikanlagen. Das Gesamtpotenzial wurde mit Hilfe des 3D-Stadtmodells des zafh.net ermittelt (siehe Planungsleitfaden Teil 1, S. 8f). Hierfür wurden Dachflächen hinsichtlich ihrer Dachneigung sowie des Azimuts auf ihre Eignung untersucht. Ergebnis der Berechnungen ist die Leistung der insgesamt auf den Dachflächen installierbaren Photovoltaikanlagen. Insgesamt wird von einem Potenzial von ca. 9,6 MW_p an installierten Photovoltaikanlagen ausgegangen.

Tabelle 3: Potential erneuerbarer Energiebereitstellung für die Gemeinde Wüstenrot

Für PV nutzbare Dachfläche	m ²	~ 60.000
PV-Potential (ohne Freiflächen)	MWh/a	9.600
Windkraft Potential	MWh/a	2 Standorte zu je 6 MW (einer projektiert)
Wasserkraft Potential	MWh/a	Kein Potential vorhanden
Biomasse Potential	MWh/a	0,325 MW Biomasse-BHKW (projektiert)

Im Netzmodell wird das gesamte 20-kV-Mittelspannungsnetz der emw für das Versorgungsgebiet Wüstenrot abgebildet. Für das Netzmodell sind die elektrischen Spezifikationen der Betriebsmittel erforderlich. Basierend auf diesen Daten kann das mathematische Modell erstellt werden. Kern dieses Modells sind die Widerstände der einzelnen Leitungen und Transformatoren sowie die Lasten und Einspeisungen an den einzelnen Netzknoten. Die Netzdaten werden von der emw bereitgestellt. Der in Abbildung 6 rot markierte Ausbau der 20-kV-Erdkabel wird als notwendig erachtet und entsprechend der Leistung der Windenergieanlagen bzw. des BHKW dimensioniert. Die weiteren technischen Analysen beziehen sich auf das ausgebaute Netz. Die geografische Lage der Einspeisung des erneuerbar generierten Stroms wird bestimmt und dem jeweils am nächsten liegenden Mittelspannungs-Netzknoten zugewiesen.

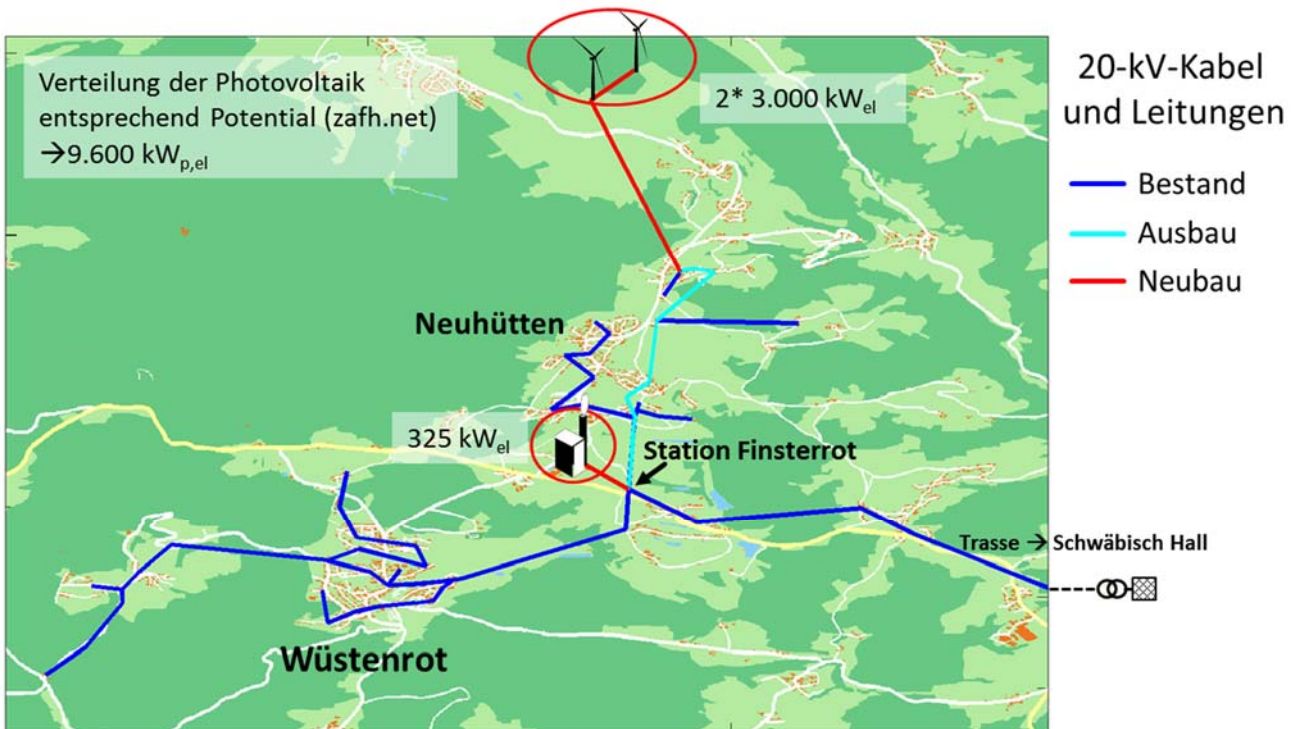


Abbildung 6: Gesamtpotenzial der berücksichtigten dezentralen Erzeugungsleistung im Netz der emw

Neben dem Potenzial dezentraler Erzeugungsleistung muss auch die geografische Verortung der zu erwartenden Einspeiseleistung bestimmt werden. Für die Photovoltaikanlagen geschieht diese Zuweisung über eine Auswertung des 3D-Stadtmodells durch die zafh.net. In Abbildung 7 ist die Zuordnung der einzelnen Gebäude zu der jeweils am nächsten liegenden Ortsnetzstation dargestellt.

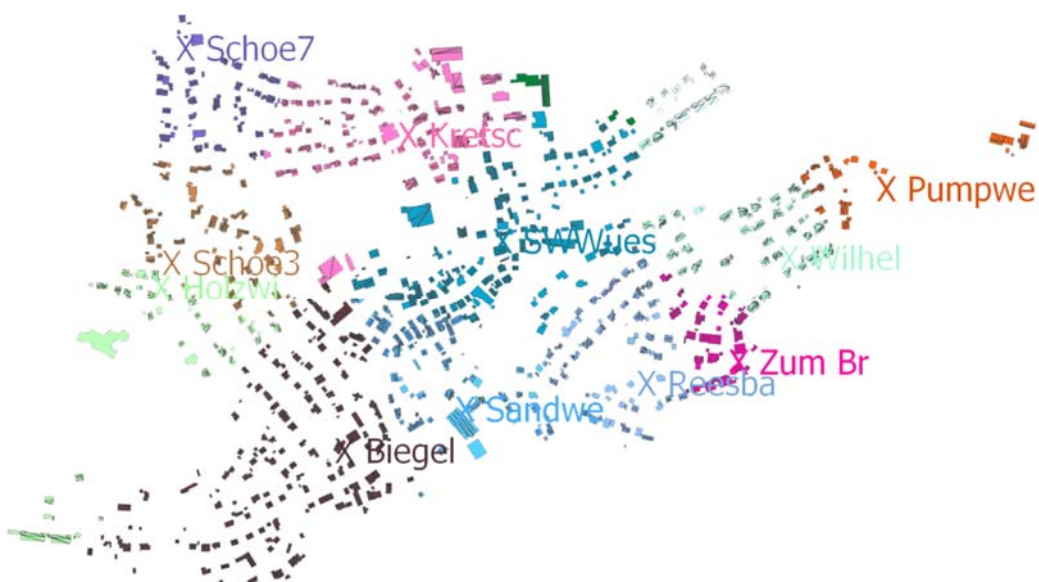


Abbildung 7: Geographische Zuordnung von Gebäuden zu der jeweils am nächsten liegenden Ortsnetzstation

Für den Fall, dass keine Messdaten zur Leistungsentnahme an den einzelnen Ortsnetzstationen vorliegen, kann dieses Verfahren ebenfalls für die Abschätzung der Lasten genutzt werden. Hierfür ist die Kenntnis der

maximalen Netzlast erforderlich. Basierend auf den zur jeweiligen Ortsnetzstation zugeordneten Gebäudevolumen kann die gesamte Netzlast dann auf die einzelnen Gebiete aufgeteilt werden. Ist für die einzelnen Ortsteile auch die vorwiegende Anschlussart (Haushalte, Gewerbe oder Landwirtschaft) bekannt, kann die Zuordnung der Lasten basierend auf Standardlastprofilen zusätzlich gewichtet werden. In Abbildung 8 sind die entsprechenden Lastprofile beispielhaft für einen Tag (hier den 12.05.2013) abgebildet.

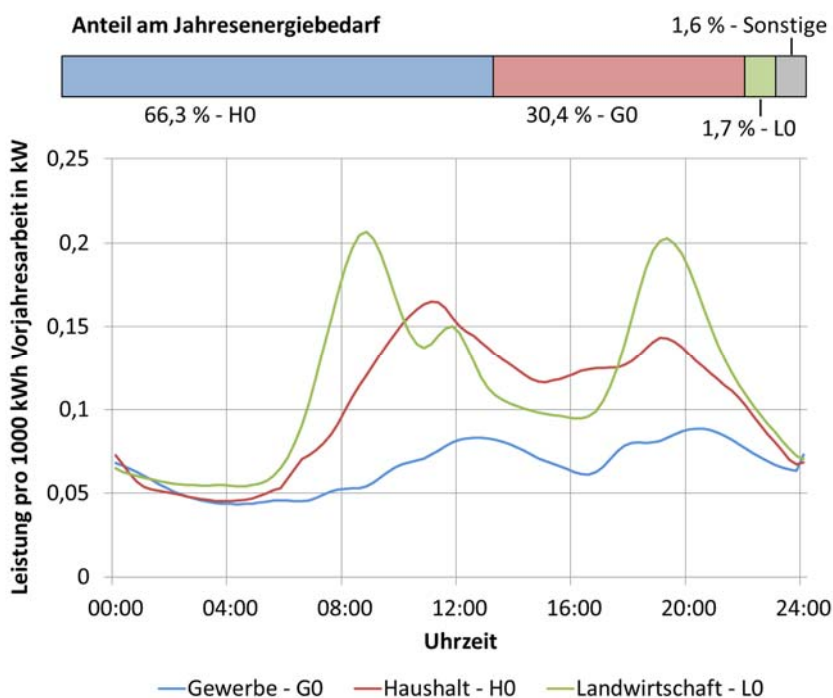


Abbildung 8: Standardlastprofile und Anteil der einzelnen Anschlussarten am Jahresenergiebedarf

Für die technische Analyse werden die „Worst-Case-Szenarien“ für eine starke Rückspeisung und einen Starklastfall untersucht. Die Szenarien bauen auf den Potenzialanalysen auf, die im Planungsleitfaden Teil 2 Kapitel 6 beschrieben sind. Hinsichtlich der Windenergieanlagen wird der dort favorisierte Standort berücksichtigt. Das BHKW wird als wärmegeführt betrachtet und speist daher im Worst-Case-Szenario auch bei starker Rückspeisung in das Stromnetz ein. Tabelle 4 gibt die ermittelten Momentanleistungen zum Zeitpunkt der „Worst-Case-Szenarien“ an. Die tatsächliche Momentanleistung der Photovoltaikanlagen resultiert aus der Dachflächen-Analyse mittels des 3D-Stadtmodells und berücksichtigt die jeweilige Dachneigung und den Azimut der Dachflächen.

Tabelle 4: Gesamtleistung für Starklast- und Rückspeisefall im emw-Netz

Lastfall	Zeitpunkt	Gesamtleistung in MW				
		Last	Photovoltaik	Wind	BHKW	Residuallast
Starklastfall	17.01.13 17:45 Uhr	3,818	0,000	0,000	0,325	3,493
Rückspeisefall	12.05.13 12:15 Uhr	2,32	6,94	6,000	0,325	-10,945

1.5 Technische Analyse der Szenarien in Bezug auf das Stromnetz

Mithilfe der Leistungsflussberechnung können nun Leistungsflüsse und Spannungen im Netz berechnet werden. Bei einem Zubau dezentraler Energieversorgungsanlagen in dieser Größenordnung sind für das betrachtete Netzgebiet sowohl Überlastungen der Betriebsmittel als auch starke Abweichungen der Spannungen vom Sollwert zu erwarten. Die Leistungsflussberechnung ermöglicht eine quantitative Betrachtung. Weiter unten in diesem Kapitel werden zudem optimierende Leistungsflussberechnungen vorgestellt, mit deren Hilfe nicht nur der Netzzustand berechnet, sondern zugleich auch adäquate Gegenmaßnahmen zur Vermeidung kritischer Netzsituationen ermittelt werden können. Um eine möglichst einfache Interpretation der Ergebnisse zu gewährleisten, sind die Lastflüsse und Spannungen grafisch dargestellt. Dabei wurde für jeden Netzknoten die tatsächliche geografische Lage ermittelt und diese entsprechend auf einer Karte des Versorgungsgebietes³ abgebildet. In Abbildung 9 sind die Lastflüsse für einen Fall extremer Rückspeisung gemäß der maximal angenommenen installierten Einspeiseleistung dargestellt. Während die Punkte die Auslastung der Ortsnetztransformatoren abbilden, geben die Pfeile die Leistungsflussrichtung wieder.



Abbildung 9: Grafische Darstellung der Auslastung der Betriebsmittel und der Lastflüsse im extremen Rückspeisefall

Ebenso wie in der Grafik zur Auslastung der Betriebsmittel sind in Abbildung 10 auch die Spannungsverläufe über die Leitungen und Kabel farblich dargestellt. Anhand der Farbverläufe kann die kontinuierliche Änderung der Spannung entlang der Leitungen und Kabel nachvollzogen werden. Während für die Lastflüsse die Auslastung der Betriebsmittel prozentual zu ihrer theoretischen Maximallast angegeben ist, wird die Spannung üblicherweise bezogen auf die Nennspannung per Unit (p. u.) angegeben. Im tatsächlichen Netzbetrieb können die elektrischen Komponenten kurzfristig auch höheren Leistungsflüssen oder Überspannungen ausgesetzt sein. Eine andauernde Überlastung kann allerdings die Lebensdauer drastisch reduzieren oder aber bei sehr hohen Überspannungen bzw. Überlasten auch zur Zerstörung der Betriebsmittel

³ Daten von [OpenStreetMap](#), veröffentlicht unter [ODbL](#)

führen. Hinsichtlich der Lastflüsse (Abbildung 9) stellen sich im abgebildeten Rückspeisefall Überlastungen vom Anschlusspunkt der Windenergieanlagen hin zur Station Finsterrot ein.

Betrachtet man die Spannung der Netzknoten (Abbildung 10), erkennt man, dass die Spannung zu den Netzausläufern hin überhöht ist. Die maximale Abweichung zur Spannung an der Übergabestelle beträgt hier ca. 5 % der Nennspannung. Da dezentrale Erzeugungsanlagen sowohl auf Mittel- als auch auf Niederspannungsseite angeschlossen werden können, wird für die folgenden Betrachtungen der konservativere Spannungsgrenzwert der Mittelspannungsrichtlinie herangezogen. Diese fordert, dass die dezentrale Einspeisung zu einer Spannungsabweichung von maximal 2 % führen darf. Sowohl zur Einhaltung des Spannungskriteriums als auch zur Vermeidung von Überlastungen der Kabel und Leitungen muss das Netz ausgebaut bzw. in den Netzbetrieb eingegriffen werden.



Abbildung 10: Grafische Darstellung der Spannungsverläufe des Netzgebietes Wüstenrot im extremen Rückspeisefall

Mit dem Ziel, den Netzausbau durch einen optimalen Einsatz von Netzbetriebsmitteln zu minimieren, wird eine optimierende Leistungsflussberechnung erstellt. Hierbei geht das eigentliche Netzmodell in die Nebenbedingungen der Optimierung ein. Die Zielfunktion wird dann dem Optimierungsziel entsprechend angepasst. So ergeben sich unterschiedliche Anwendungsgebiete für die optimierende Leistungsflussberechnung. Im Projekt EnVisaGe werden drei verschiedene Optimierungsprobleme betrachtet:

- maximal integrierbare dezentrale Erzeugungsleistung bei optimaler geografischer Verteilung,
- notwendiger Leitungszubau, um bei gegebener dezentraler Einspeisung die Grenzwerte hinsichtlich Spannung und Betriebsmittelauslastung einzuhalten
- notwendiger Zubau von Batteriespeichern zur Einhaltung der Grenzwerte hinsichtlich Spannung und Betriebsmittelauslastung bei gegebener dezentraler Einspeisung.

Die maximal **integrierbare dezentrale Erzeugungsleistung** entspricht der maximal möglichen Gesamtleistung aller dezentralen Energieversorgungsanlagen. Hierbei wird ein Rückspeisefall bei maximaler Einspeisung und minimaler Netzlast zugrunde gelegt. Die Netzrestriktionen, wie maximale Spannungsabweichungen und Lastflüsse, müssen dabei eingehalten werden. Diese Analyse findet hinsichtlich des aktuellen Netzzustandes statt. Ein Netzausbau ist hier also nicht berücksichtigt. Somit wird ermittelt, welche maximale dezentrale Erzeugungsleistung ohne Netzausbaumaßnahmen integriert werden kann

Der **notwendige Leitungs- bzw. Kabelzubau** entspricht einem Minimum zu installierender Übertragungskapazität, auf das gesamte Netz hin betrachtet. Ziel ist, die gesamte, potentiell mögliche dezentrale Erzeugung bei gleichzeitiger Einhaltung der Spannungsbänder einzubinden.

Der **notwendige Zubau von Batteriespeichern** entspricht dem Minimum der zusätzlich benötigten Lasten oder Einspeisungen bei einem definierten Netzausbaugrad. Auch diese Analyse findet hinsichtlich des derzeitigen Netzzustandes statt. Das Optimierungsproblem besteht hier in der Minimierung der insgesamt zugebauten Speicherleistung bei gleichzeitiger Erfüllung der Nebenbedingungen.

Hinsichtlich der Leistungsflussberechnung ist die Formulierung weiterer Optimierungsprobleme denkbar. Jedes Problem muss jedoch individuell betrachtet und mittels eines Optimierungsalgorithmus implementiert werden. Dabei eignet sich nicht jeder Optimierungsalgorithmus für alle Problemstellungen. Insbesondere bei Problemen mit diskreten Zuständen, die z.B. für Netzausbauentscheidungen erforderlich sind, hat sich gezeigt, dass rein mathematische Optimierungsalgorithmen oftmals ungeeignet sind. In diesen Fällen kann auf heuristische Verfahren wie z.B. Genetische Algorithmen zurückgegriffen werden.

Um das Potenzial zusätzlicher dezentraler Erzeugungsleistung beurteilen zu können, wird der maximal mögliche Zubau ohne Netzausbaumaßnahmen bestimmt. Hierfür wird eine optimierende Leistungsflussberechnung durchgeführt. Die Zielfunktion der Optimierung ist die maximale Einspeisung aus dezentraler Erzeugung. Dabei ist der Freiheitsgrad in der Optimierung die Einspeiseleistung je Ortsnetzstation. Für diese Einspeiseleistung wird zugleich ein Blindleistungsmanagement der Erzeuger entsprechend der aktuellen Niederspannungsrichtlinie nach der $\cos(\varphi)$ -Kennlinie angenommen. Um einen realistischen Lastfall abzubilden, wird aus Messdaten des Jahres 2013 der Zeitpunkt der minimalen Residuallast ermittelt. Das bedeutet, dass die Differenz aus aktueller Last und dezentraler Einspeisung möglichst gering wird. Für den betrachteten Fall wird die Differenz negativ, da hier mehr Energie bereitgestellt wird als im Netz selbst verbraucht wird. Die in der Mittelspannungsrichtlinie geforderte Begrenzung der Spannungsabweichung sowie die maximalen Lastflüsse über die Kabel sind in den Nebenbedingungen berücksichtigt. Tritt eine Überlastung eines Ortsnetztransformators auf, muss dieser der Einspeiseleistung entsprechend dimensioniert werden, um diese zu integrieren. Mit einer optimalen geografischen Verteilung (siehe Abbildung 11) ergibt sich eine dezentrale Einspeiseleistung von insgesamt ca. 7,8 MW. Es zeigt sich, dass das Gesamtpotenzial von ca. 11,2 MW nicht integriert werden kann, ohne das Verteilnetz auszubauen.

Der notwendige konventionelle Ausbau der 20-kV-Kabel wird ebenfalls mit Hilfe der optimierenden Leistungsflussberechnung ermittelt. Dafür wird die Zielfunktion der Optimierung angepasst. Ziel ist, den benötigten Zubau zu minimieren. Vereinfachend wird zur Berechnung jedem Kabel ein Ausbaufaktor, in Form eines Multiplikators zur aktuellen Kapazität zugewiesen. Das optimale Ergebnis ist das Minimum der Summe der Ausbaufaktoren, multipliziert mit der Länge des jeweiligen Kabels. Mit jeder Iteration muss hier die Matrix der Netzwidestände neu berechnet werden. Das macht das Verfahren vergleichsweise rechenaufwendig. Der

notwendige Kabelausbau, der sich für die Nutzung des gesamten Potenzials erneuerbarer Energien ergibt, ist in Abbildung 12 dargestellt.

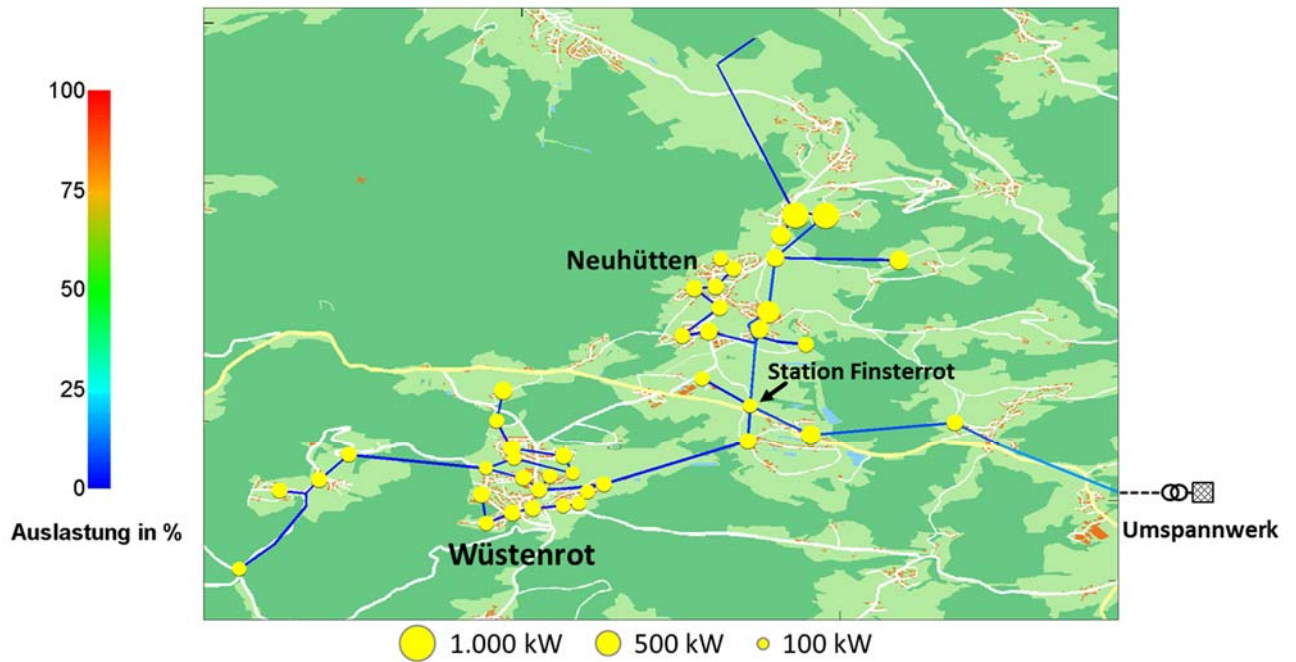


Abbildung 11: Maximal mögliche Integration dezentraler Erzeugungleistung bei optimaler geografischer Verteilung



Abbildung 12: Notwendiger Zubau an Übertragungskapazität hinsichtlich der Integration des Gesamtpotenzials

Eine weitere Möglichkeit, das gesamte Potenzial ohne Kabelausbau auszuschöpfen, stellen Batteriespeicher dar. Diese können flexibel als Erzeuger oder Verbraucher eingesetzt werden. Somit können die Lastflüsse über

die Leitungen verringert werden. Aufgrund der geringeren Lastflüsse ist in der Folge auch ein geringerer Spannungsabfall zu beobachten. Da der Nutzen von Batteriespeichern zur Netzstabilisierung auch von deren geografischer Platzierung abhängig ist, werden mit Hilfe der optimierenden Leistungsflussberechnung die Standorte und Speicherleistungen bestimmt. Auch hier müssen alle Nebenbedingungen wie Spannungsgrenzwerte und maximale Lastflüsse eingehalten werden.

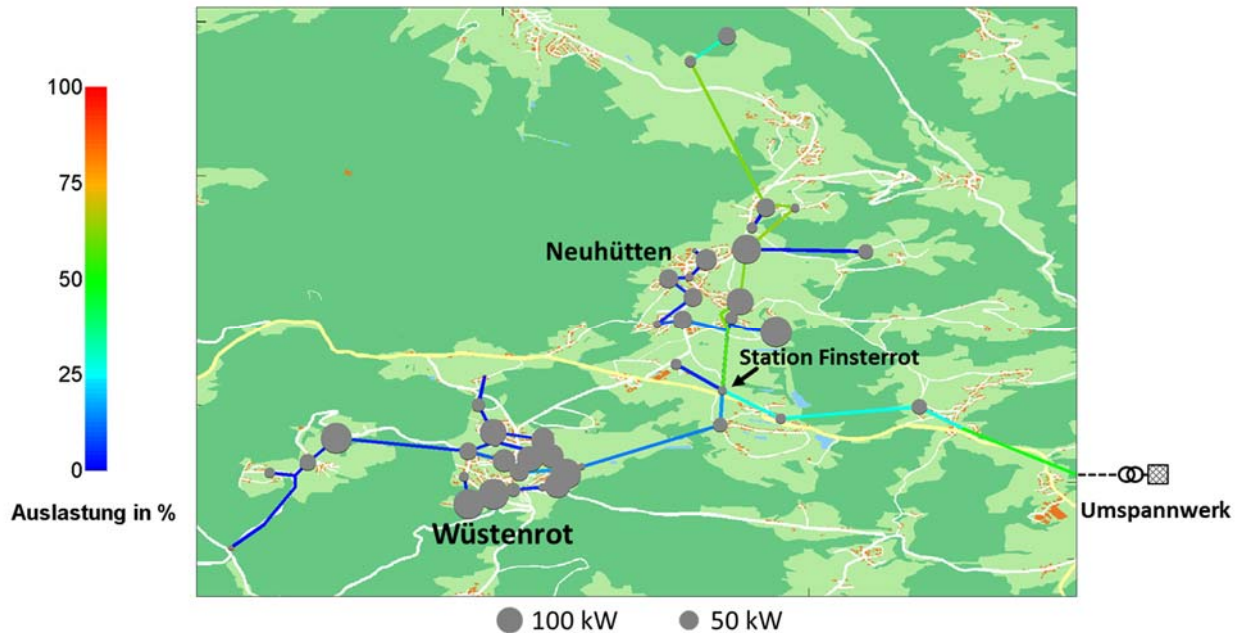


Abbildung 13: Notwendiger Zubau dezentraler Speicher zur Integration des gesamten Potenzials erneuerbarer Energien

Im Fall der maximalen Einspeisung aus dezentralen Erzeugern wird eine Speicherleistung von ca. 3 MW benötigt. Die Verteilung der Speicher auf die einzelnen Netzknoten fällt im optimalen Fall relativ gleichmäßig aus (siehe Abbildung 13), während der größte Speicher eine Leistung von ca. 110 kW aufweist. Da starke Winde, statistisch gesehen, sehr selten zusammen mit hoher Sonneneinstrahlung auftreten, können auch Szenarien mit geringerer Einspeiseleistung für die Auslegung des Speicherzubaus berücksichtigt werden. Geht man z. B. von einem Worst-Case-Szenario bei jeweils 80 % der maximalen Windenergie- und Photovoltaikleistung aus, reduziert sich der notwendige Speicherzubau auf ca. 0,6 MW. Die notwendige Speicherleistung kann auch von kleineren Speichereinheiten erbracht werden, die über eine intelligente Steuerung die notwendige Gesamtleistung gemeinsam erbringen. Eine Aussage zur notwendigen Speicherkapazität kann nur über eine separate Zeitreihenberechnung getroffen werden.

Um das Verteilnetz der Gemeinde Wüstenrot für zukünftige Anforderungen zu ertüchtigen, steht also eine Vielzahl technologischer Optionen zu Verfügung. Ganz ohne einen Netzausbau können ca. 7,8 MW an dezentraler Einspeiseleistung integriert werden, wenn diese optimal auf das Netz verteilt werden. Um das gesamte Potenzial der erneuerbaren Energieträger in Wüstenrot auszuschöpfen, müsste ein erheblicher Ausbau der 20-kV-Kabel erfolgen. Über die Installation von dezentralen Batteriespeichern wäre es aber möglich, den notwendigen Kabelausbau zu reduzieren. Ein Zusammenspiel der einzelnen Komponenten kann mit Hilfe der optimierenden Leistungsflussberechnung untersucht werden. Die Entscheidung für einen

bestimmten Ausbaupfad hängt jedoch nicht nur von den technischen Abwägungen ab. Neben der technischen muss auch eine wirtschaftliche Analyse des Verteilnetzausbaus erfolgen. Nicht immer ist der kurzfristig günstigste Ausbau auch der auf lange Sicht wirtschaftlichste. Zu berücksichtigen sind zudem (energie-)politische Ausrichtungen, z. B. hinsichtlich der Fragestellung, ob eine Abregelung der dezentralen Einspeiser grundsätzlich zugelassen werden soll. Auch der raumplanerische Aspekt sollte hier nicht außer Acht gelassen werden. So haben auch innovative Betriebsmittel wie z.B. Batteriespeicher einen gewissen Platzbedarf und müssen in das Stadtbild integriert werden. Zudem ist, wenn das Verteilnetz erfolgreich ausgebaut werden soll, auch die Akzeptanz des gewählten Ausbaupfades in der Bevölkerung von entscheidender Bedeutung.

2 Betriebsstrategien für erneuerbare Energien im Verteilnetz

2.1 Das Zieldreieck: Klimaneutralität, Wirtschaftlichkeit, Energieautarkie

Im Projekt EnVisaGe steht zur Bewertung verschiedener Aktivitäten und Handlungsszenarien das Zieldreieck aus Wirtschaftlichkeit, Klimaneutralität bzw. CO₂-Bilanz und Autarkie⁴ bzw. Erhöhung der lokalen Wertschöpfung im Fokus.

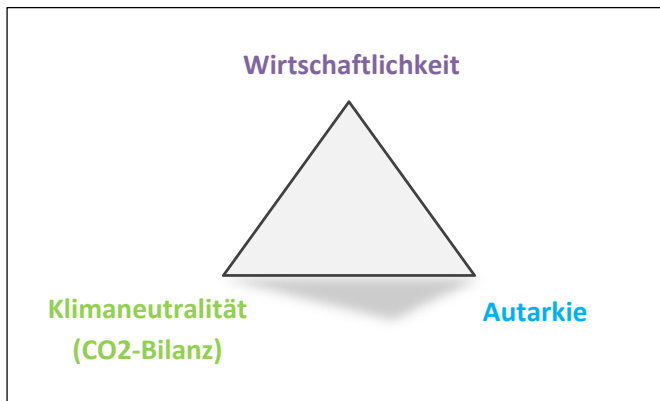


Abbildung 14: Zieldreieck

Für die wirtschaftliche Analyse sowie die weitere Betrachtung der Zielgrößen CO₂-Bilanz und Autarkie wurde ein Modell entwickelt, das den Einsatz der drei Handlungsoptionen Speicherung, Abregelung und Netzerweiterung sowie deren Einfluss auf die Erfüllung der drei Zielgrößen miteinander vergleicht (siehe Abbildung 1). In diesem Zusammenhang spielt vor allem auch die Frage nach der optimalen Dimensionierung der Speicher eine Rolle.

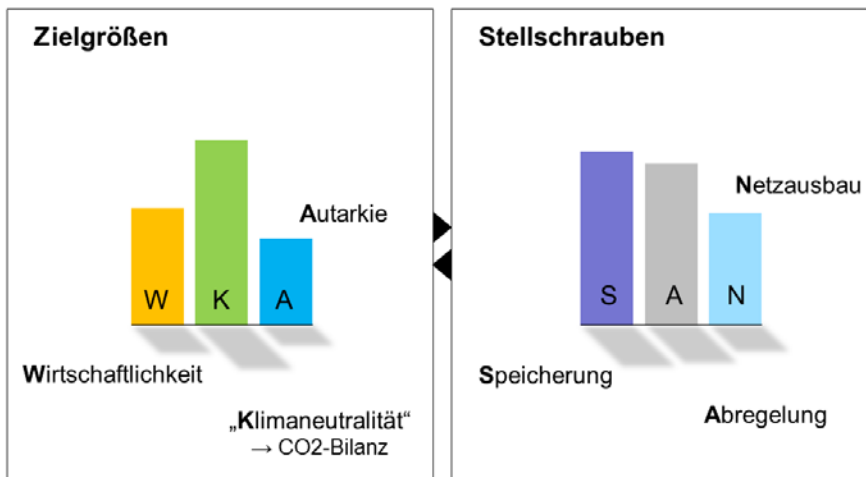


Abbildung 15: Zielgrößen und Stellschrauben

⁴ Hierbei ist das Ziel, den Autarkiegrad zu erhöhen, jedoch lediglich im Sinne einer Erhöhung der regionalen Wertschöpfung zu verstehen. Eine vollständige Unabhängigkeit bzw. Abkapselung vom restlichen Stromnetzverbund anzustreben, ist auf lange Sicht nicht zielführend. Aus Netzsicht müssen die Kosten für die Verteilnetze dennoch auf die einzelnen Nutzer verteilt werden. Zudem wird die Realisierung einer vollständigen Autarkie einzelner Energiezellen im Regelfall kostenintensiver ausfallen als Konzepte, bei denen einzelne Energiezellen Schwankungen untereinander ausgleichen können.

Die Eckpunkte für die Dimensionierung der Speicher in Bezug auf deren Leistung zur Vermeidung von Netzausbau wurden aus den Simulationen des IfK übernommen (siehe Planungsleitfaden, Teil 5.1). Im Rahmen der Arbeit des ZSW wurden mit Hilfe von Jahreszeitreihensimulationen die Leistungsflüsse im Mittelspannungsnetz sowie die damit verbundene notwendige zwischenspeichernde Energie (bzw. der notwendige Energieinhalt der Speicher) zur Vermeidung des Netzausbaus oder zur Vermeidung von Abregelung bei hoher Einspeisung berechnet. Gleichzeitig wird durch die lokale Zwischenspeicherung von Energie der Autarkiegrad erhöht.

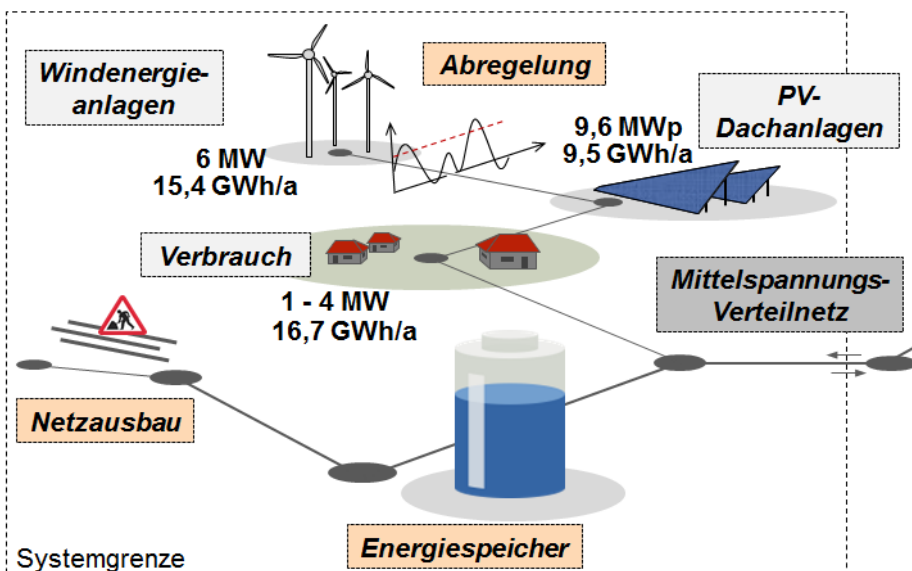


Abbildung 16: Annahmen zu Erzeugung aus Windenergieanlagen und PV (nominale Leistung und Jahresertrag bei maximalem Ausbaugrad) sowie Verbrauch (Minimal- und Maximalleistung und Jahresverbrauch); orange unterlegt sind die Handlungsoptionen

Die Erfassung von Erzeugung und Verbrauch erfolgt mit Hilfe von Standardlastprofilen und aus Wetterdaten abgeleiteten Jahreszeitreihen. Ein Bewertungsmodell auf Basis von Kosten- und CO₂-Bilanzen ermöglicht die Quantifizierung des Zielerreichungsgrades. Auf diese Weise kann auf Basis von Simulation und Analyse verschiedener Szenarien ein Lösungsfeld erarbeitet werden, welches die Ableitung von Wirkungszusammenhängen und die Optimierung der Speicherauslegung ermöglicht.

Die zugrundeliegenden Annahmen und Daten werden in den nächsten Abschnitten im Detail dargestellt. Es folgt eine kurze Beschreibung des Simulationsmodells und im Anschluss hieran werden die Details zu den wichtigsten Ergebnissen vorgestellt.

2.2 Erzeugung und Verbrauch - Annahmen, Datengrundlagen und Randbedingungen

2.2.1 Jahresprofile zu Erzeugung und Verbrauch

Die Berücksichtigung der regenerativen Stromerzeugung aus Wind und Sonne sowie des Verbrauchs erfolgt über Jahreszeitreihen. Für die Erzeugung liegen Jahreszeitreihen für die Jahre 2013 und 2014 vor. Die angenommene Jahreserzeugung aus Wind beträgt durchschnittlich 15,4 GWh bei einer Maximalleistung von 2x 3MW für die beiden Windenergieanlagen am Standort Oberheimbach. Für die Stromerzeugung mittels

Photovoltaik kann bei einer installierten Gesamtleistung von 9,6 MW mit einer Jahreserzeugung von 9,5 GWh gerechnet werden. Die Standardlastprofile für den Verbrauch ergeben einen jährlichen Bedarf von 16,7 GWh bei schwankender Last zwischen 1 und 4 MW. Tabelle 5: Annahmen zur Erstellung der Jahreszeitreihen für Erzeugung und Verbrauch fasst die wichtigsten Annahmen noch einmal zusammen. Auf die genauen Annahmen und die Herleitung der Jahreszeitreihen wird dann nachfolgend detaillierter eingegangen.

Tabelle 5: Annahmen zur Erstellung der Jahreszeitreihen für Erzeugung und Verbrauch

	Wind	PV	Last
Datenquelle	Wetterdaten/-modell (ZSW)	Satellitendaten (ZSW)	Netzbetreiber
Jahr	2013, 2014	2013, 2014	Standardlastprofile
Auflösung	1h	15 min	15 min
Leistung	6 MW Nennleistung	9,6 MW Nennleistung	1 – 4 MW
Jahresenergie	15,4 GWh	9,5 GWh	16,7 GWh
Annahmen	2x Nordex N-131 134m → knotenspezifische Profile	Clusterung der Anlagen nach Azimutgruppe (45°) & Neigungsgruppe (15°) → knotenspezifische Profile	Berücksichtigung verschiedener Verbrauchergruppen; gewichtet nach Gebäudevolumen → allgemeines Profil

2.2.2 Photovoltaik

Die Herleitung der Jahreszeitreihen für die Stromerzeugung aus Photovoltaik basiert auf dem 3D-Modell für die Region Wüstenrot. Hierbei sind genaue Daten zu Anlagengröße und Anlagenleistung, Neigungs- und Azimutwinkel sowie dem Netzeinspeisepunkt aller potenziellen Photovoltaikanlagen mit einem Jahresenergieertrag über 1100 kWh/m²a berücksichtigt. Diese Anlagen wurden entsprechend ihrer Neigung in 15°-Schritten und entsprechend der Ausrichtung in 45°-Schritten in 48 verschiedene Klassen eingeteilt. Dabei repräsentiert jede Klasse eine bestimmte Kombination aus Neigung und Ausrichtung für die mit Hilfe eines am ZSW entwickelten Berechnungsmodells auf Basis von Satellitendaten die entsprechenden Jahreszeitreihen der Erzeugung ermittelt wurden. So kann für jede Anlage eines Netzeinspeiseknotens unter Berücksichtigung der eigenen Anlagenleistung eine individuelle Jahreszeitreihe erzeugt werden. Summiert man diese schließlich für jeden Netzeinspeiseknoten auf, erhält man für jeden Knoten eine individuelle, charakteristische Jahreszeitreihe für die Einspeisung von Photovoltaikstrom. Die als Input verwendeten Jahreszeitreihen beruhen hierbei auf Satellitendaten für die Jahre 2013, 2014 und bilden die knotenspezifischen Einspeiseleistungen mit einer Auflösung von 15-Minutenschritten ab.

2.2.3 Windkraft

Für die Generierung der Jahreszeitreihen der Windenergieeinspeisung wurde hier ein auf Wetterdaten basierendes Windmodell verwendet, um wiederum für die Jahre 2013, 2014 die Jahreszeitreihen der Windgeschwindigkeiten zu erhalten. Die verwendete WEA-Leistungskurve stammt von einer Schwachwindenergieanlage mit einer Nennleistung von 3 MW. Für die Berechnungen wurde dabei von der Installation der beiden Anlagen am Standort Oberheimbach ausgegangen. Die für die resultierende Jahreszeitreihe verwendeten Rohdaten mit einer Auflösung von einer Stunde sind auf 15-Minutenschritte interpoliert worden.

2.2.4 Verbrauch

Die Jahreszeitreihen für die Last beruhen auf Standardlastprofilen des Netzbetreibers. Diese sind nach unterschiedlichen Verbrauchergruppen gegliedert. So werden beispielsweise verschiedene Profile für Haushalte, Gewerbe, Straßenbeleuchtung, Landwirtschaft und die Netzgrundlast unterschieden. Diese fließen entsprechend der charakteristischen Verteilung in der Projektregion gewichtet in die Last-Jahreszeitreihen mit ein. Die Daten für die Lastanteile der einzelnen Verbrauchergruppen liegen allerdings nicht knotenspezifisch, sondern nur für die gesamte Projektregion vor. Die Lastprofile an den einzelnen Knoten verlaufen daher parallel, allerdings mit einer unterschiedlichen Amplitude. Dabei entspricht die Höhe der Amplitude dem knotenspezifischen Gebäudevolumenanteil aus dem 3D-Planungsmodell. Auf diese Weise wird die Anzahl und Größe der an einem Netzknoten angeschlossenen Verbraucher mitberücksichtigt. Die Last-Jahreszeitreihen haben ebenfalls eine Auflösung von 15-Minutenschritten.

2.2.5 Annahmen für den Ausbaugrad der erneuerbaren Energien

Für den Ausbaugrad der erneuerbaren Energien werden zwei verschiedenen Szenarien betrachtet. Das maximale Ausbauszenario für Photovoltaik wurde von der Hochschule für Technik auf Basis der Dachpotentialanalyse festgelegt. Für den Optionsvergleich wurden ein 100%- und ein 80%-Szenario formuliert:

- **100%-Szenario:** 2 WEA und 100% Potenzialnutzung der Photovoltaik
- **80%-Szenario:** 2 WEA und 80% Potenzialnutzung der Photovoltaik

2.2.6 Betrachtete Speicherbetriebsstrategien

Im Rahmen der Untersuchung werden zwei verschiedene Betriebsstrategien mit unterschiedlichem Fokus analysiert. Dabei wird bei der ersten Strategie beim sogenannten Peak-Shaving der Einsatz eines Batteriespeichers zur Netzentlastung geprüft. Die zweite Betriebsstrategie hingegen hat zum Ziel, durch die Zwischenspeicherung überschüssiger Energie, welche dann im Bedarfsfall wieder zur Verfügung steht, den Autarkiegrad und den Eigenverbrauchsanteil zu erhöhen:

- **Fokus Netzentlastung durch Peak-Shaving:** Speicher werden zur Bereitstellung eines maximalen Speicherpotenzials verwendet und daher immer sofort wieder entladen.
- **Fokus Autarkie:** Speicher werden zur Bereitstellung einer maximalen Energiereserve verwendet, um externen Strombezug für die Region zu vermeiden. Bei potenziellem externem Strombezug versuchen sie, diesen durch Entladen auszugleichen und bei potenzieller Stromeinspeisung in das externe Netz werden die Speicher wieder aufgeladen.

2.2.7 Handlungsoptionen

Bei Betrachtung der Netzentlastung werden insgesamt drei Handlungsoptionen miteinander verglichen, sodass neben der Speicherung der Energie auch noch die Optionen der Abregelung und des Netzausbaus untersucht werden.

- **Abregelung:** Bei Überschreitung der Netzkapazitäten wird die überschüssige Energie durch Drosselung der Erzeugung reduziert.
- **Netzausbau:** Erweiterung der Engpassstelle zwischen der Station Finsterrot und dem Umspannwerk Stadtheide durch zwei parallele 20-kV-Erdkabel.
- **Speicherung:** Nur ein Speicher an der Station Finsterrot speichert die überschüssige Energie und stellt sie zu einem späteren Zeitpunkt wieder zur Verfügung. (Eckdaten: Lithium-Ionen-Batterie, Zyklenzahl $n = 5000$, Wirkungsgrad $\eta = 0,9$ und Selbstentladungsverluste von 2% pro Monat)

2.3 Wirtschaftlichkeit, CO₂-Bilanz oder Autarkie - Annahmen für die Bewertung und Bilanzierung der Zielgrößen

Die verschiedenen Ergebnisse der Simulationsszenarien werden anhand der drei Zielgrößen Wirtschaftlichkeit, CO₂-Bilanz und Energieautarkie bewertet.

Der Autarkiegrad lässt sich vergleichsweise einfach berechnen. Für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit und der CO₂-Emissionen müssen jedoch zunächst Kosten- und CO₂-Bilanzen erstellt werden. Hierfür wird ein Bilanzkreis um die betrachtete Projektregion gezogen und die einzelnen Einflussgrößen wie Kosten und Erlöse sowie Emissionen und die Vermeidung von Emissionen bewertet.

Für alle drei Zielgrößen wird schließlich als Evaluationsgröße die Differenz des jeweils betrachteten Szenarios zum Ausgangsszenario ohne erneuerbare Energien und ohne Speicher angegeben.

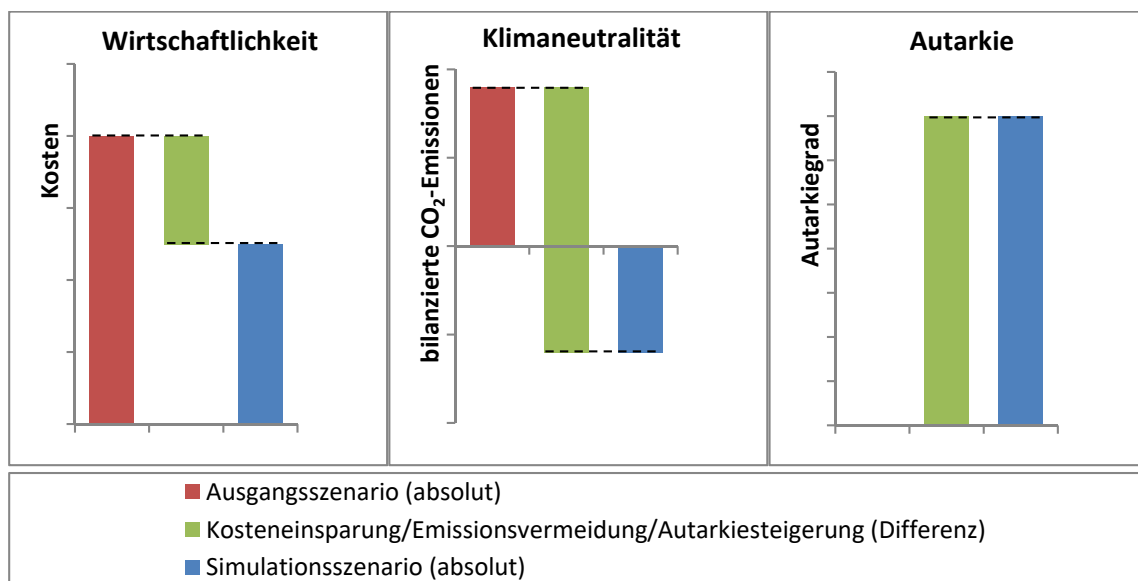


Abbildung 17: Erläuterung des Bewertungsprinzips

Abbildung 18 zeigt den Bilanzkreis um die Modellregion für die Kosten- und die Emissionsbilanz mit den verschiedenen Einflussgrößen. Dabei deuten die grünen und roten Pfeile den positiven bzw. negativen Beitrag zu den Bilanzen an.

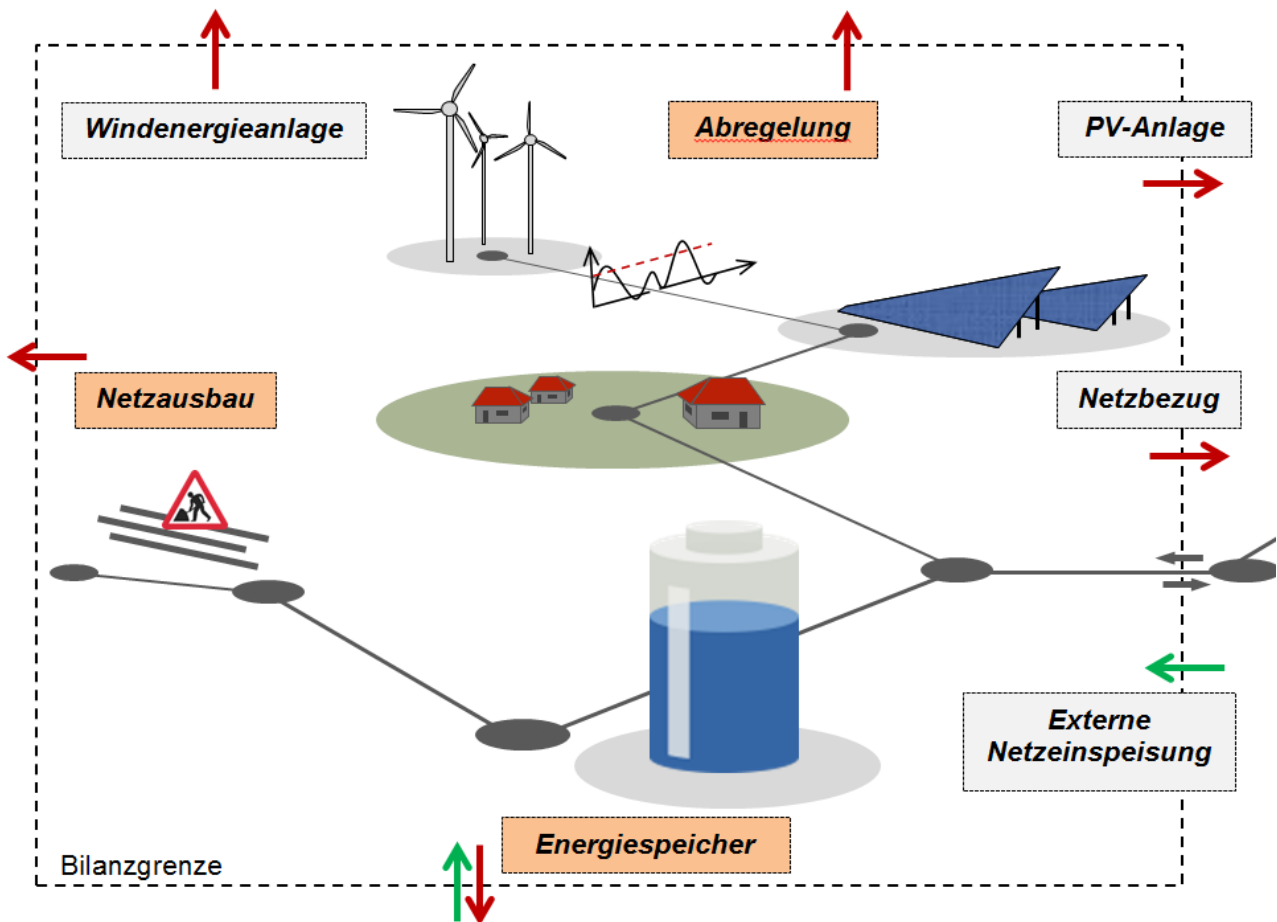


Abbildung 18: Bilanzkreis der Modellregion mit den betrachteten Bilanzgrößen für Kosten- und CO₂-Bilanz: rote Pfeile symbolisieren Kosten bzw. CO₂-Emissionen und grüne Pfeile Erlöse bzw. Substitution von Emissionen

Innerhalb der Kostenbilanz fallen Stromgestehungskosten für Wind- und Solarstrom, Kosten für den extern bezogenen Strom, Speicherkosten und Netzausbaukosten an. Außerdem ist bei Abregelung mit geringfügigen Erlösverringernungen zu rechnen. Auf Seite der Erlöse sind die Einspeisevergütungen für Wind- und Solarstrom anzuführen. Zusätzliche Erlöse durch Speicherdienstleistungen sind prinzipiell möglich, sind aber hier bei den behandelten Betriebsstrategien nicht relevant. Die verwendeten Werte sind in Tabelle 2 aufgeführt. Dabei sind die Kosten der Energiespeicherung durch eine Kostenfunktion angenähert. Diese beruht auf der Analyse rund 100 verschiedener Li-Ionen-Batterien aus unterschiedlichen Speicherstudien und hängt von der Kapazität und der Leistung des Energiespeichers ab. Bei den Netzausbaukosten handelt es sich um eine Erweiterung der 20kV-Trasse zwischen der Station Finsterrot und dem Umspannwerk Stadtheide, bei dem gezielt eine Engpassstelle erweitert wird.

Für die CO₂-Emissionen ist die Bilanz ähnlich gestaltet. Hier werden Emissionen für den Photovoltaikstrom, den Windstrom, den extern bezogenen Strom, die Energiespeicherung und den Netzausbau berücksichtigt. Die Emissionen für den extern bezogenen Strom werden mit den durchschnittlichen Emissionswerten des

deutschen Strommixes bewertet. Den anfallenden Emissionen gegenüber steht der Substitutionseffekt, bei dem durch die Einspeisung regenerativ erzeugten Stromes konventionell erzeugter Strom ersetzt wird und somit Emissionen reduziert werden. Die abgeregelte Energie wird indirekt über geringere Werte für die Einspeisung in der CO₂-Bilanz berücksichtigt. Die gesammelten Emissionswerte sind ebenfalls in Tabelle 6 aufgeführt.

Tabelle 6: Bilanzgrößen für Kosten- und CO₂-Bilanz

Größen der Kosten-Bilanz:			
Stromgestehungskosten		7	ct/kWh
Stromgestehungskosten		12	ct/kWh
Kosten externer Strombezug		26,8	ct/kWh
Einspeisevergütung (Wind)		8,49	ct/kWh
Einspeisevergütung (PV)		12,32	ct/kWh
Speicherkosten		19 - 40	ct/kWh
Netzausbau (20,5 km)		40.000	€/a
Größen der CO₂-Bilanz:			
Strom	aus	55,19	g/kWh
Strom aus Windkraftanlagen		8,76	g/kWh
Deutscher Strommix		584	g/kWh
Substitutionseffekt (Wind)		782,39	g/kWh
Substitutionseffekt (PV)		759,71	g/kWh
Speicher		35	g/kWh
Netzausbau (20,5 km)		3,55	t/a

2.4 Simulationsmodell

Das Gesamtmodell setzt sich im Wesentlichen aus dem Speichermodell und dem Knoten-Netzmodell zusammen.

Zur Abbildung des Stromnetzes wurde ein flexibles Simulationsmodell implementiert, das die Leistungsflüsse für die einzelnen Netzknoten und Speicher auf Mittelspannungsebene berechnet und maximale Kapazitätsgrenzen berücksichtigt. Die Leistungsgrenzen der Leitungen stammen hierbei aus einem separaten, detaillierten Netzmodell, welches Spannungsüberhöhungen und thermische Überlastungen berücksichtigt. Aus diesem Modell werden auch für verschiedene Speicherauslegungen die benötigten Speicherleistungen vorgegeben, sodass es im Falle einer maximalen Belastung nicht zu Kapazitätsüberschreitungen kommen kann. Der Aufbau des Netzes ist in Abbildung 19 dargestellt.



Abbildung 19:: Verteilnetz der Projektregion Wüstenrot.

Für das Speichermodell wird als Randbedingung angenommen, dass maximale Lade- und Entladeleistung identisch sind ($P_L^{max} = P_E^{max}$) und dass diese zu keiner Zeit überschritten werden dürfen ($|P| \leq P_L^{max}$). Für die gespeicherte Energiemenge gibt es ebenfalls eine Unter- und eine Obergrenze ($E_S^{min} \leq E_S \leq E_S^{max}$). Damit lassen sich Lade- und Entladevorgänge unter Beachtung des Simulationsintervalls Δt , des Wirkungsgrads η und der Selbstentladungsverluste $\rho_E(\Delta t)$ wie folgt beschreiben:

$$E_S(t) = E_S(t - 1) \cdot \rho_E(\Delta t) + P_L \cdot \eta \cdot \Delta t \quad (1)$$

$$\eta = \begin{cases} \eta_L, & \text{wenn } P_L \geq 0 \text{ (Ladevorgang)} \\ \frac{1}{\eta_E}, & \text{wenn } P_L < 0 \text{ (Entladevorgang)} \end{cases} \quad (2)$$

Dabei wird davon ausgegangen, dass sich der Gesamtwirkungsgrad gleichmäßig auf Entlade- und Ladevorgang verteilt ($\eta_L = \eta_E = \sqrt{\eta_{ges}}$).

Für das Simulationsmodell wurden die Daten für eine typische Li-Ion-Batterie mit einer Zyklenzahl von 5000 Zyklen, einem Wirkungsgrad von $\eta = 0,9$ und Standby-Verlusten von 2% pro Monat verwendet.

Das Knoten-Netzmodell bildet das regionale Verteilnetz auf Mittelspannungsebene mit den Einspeiseknoten und den Leitungsverbindungen sowie dem Anschlusspunkt zur nächsthöheren Spannungsebene ab. Dabei handelt es sich um ein Strahlennetz, das durch eine Baumstruktur modelliert ist. Der Algorithmus zur

Modellierung des Netzes und der Speicher läuft diesen Baum dann von den Zweigenden bis zum Wurzelknoten und in umgekehrter Reihenfolge ab. Dabei werden die Leistungsflüsse berechnet, Informationen über Belastungszustände der Leitungen weitergeben und bei Bedarf einzelne Speicher gezielt geladen.

Die Berechnung der Leistungsflüsse ist in Anlehnung an Abbildung 20 in der nachfolgenden Gleichung beschrieben.

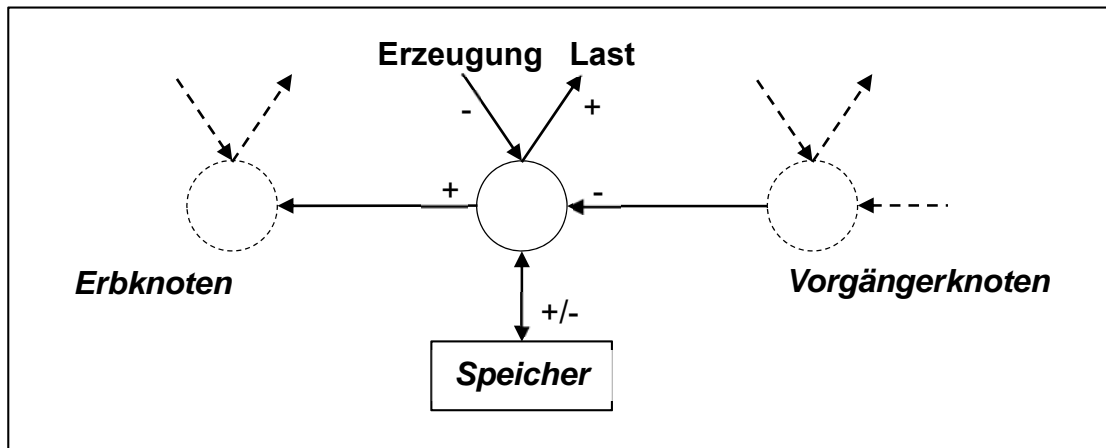


Abbildung 20: Berechnung der Leistungsflüsse am Netzknoten

$$\begin{aligned}
 0 &= (P_{Last} - P_{Erzeug.}) + (P_{Sp.} - P_{Entl.}) + (P_{Erben} \\
 &\quad - P_{Knoten}) \\
 P_{Knoten} &= P_{Last} - P_{Erzeugung} + P_{Speicher} + P_{Erben} \\
 P_{Speicher} > 0 &\rightarrow \text{Speichern} \\
 P_{Speicher} < 0 &\rightarrow \text{Entladen}
 \end{aligned}
 \tag{3}$$

2.5 Ergebnisse

2.5.1 Netzentlastung mittels Peak-Shaving

Die Verteilung der Kapazitätsüberschreitungen über den Verlauf der zwei simulierten Jahre ist in Abbildung 21 für einen Ausbaugrad der erneuerbaren Energien von 100 Prozent dargestellt. Die Abbildung zeigt die Leistungsspitzen und die Energiemenge auf, die in der Zeitspanne dieser zwei Jahre abgeregelt werden müssten, sofern keine Gegenmaßnahmen getroffen werden. Die jährlich abzuregelnde Energie beträgt dabei ungefähr ein Prozent der jährlichen Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im betrachteten Gebiet.

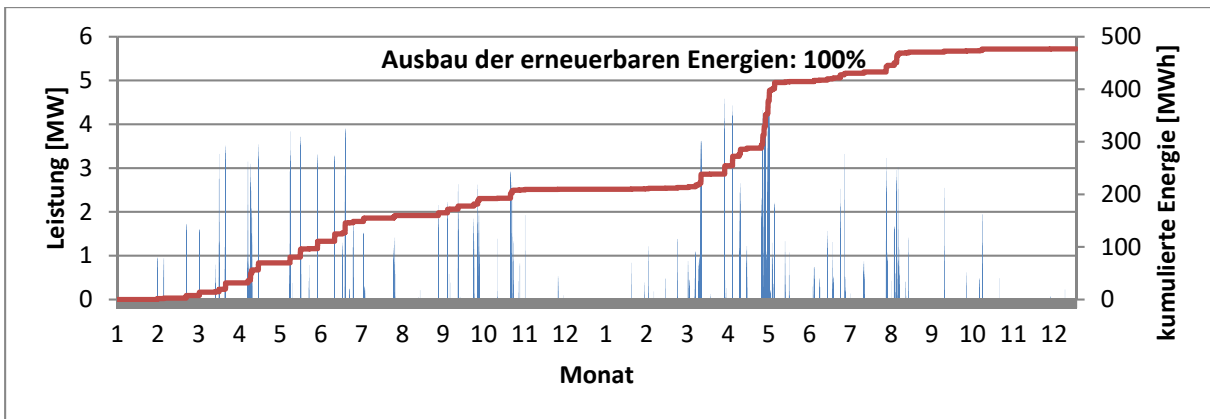


Abbildung 21: Überschreitung der Leitungskapazitäten

Ziel ist es nun, im Zusammenhang mit dem Peak-Shaving eine geeignete Speicherdimensionierung zu finden, um die abzuregelnde Energiemenge zu reduzieren. Zur vollständigen Speicherung der überschüssigen Energie ergäben sich hierbei für die beiden Ausbaugrade Speicher mit den in Tabelle 7 dargestellten Charakteristika.

Tabelle 7: Speicherdimensionierung zur vollständigen Vermeidung der auftretenden Netzüberlastungen

Ausbaugrad der erneuerbaren Energieerzeugung	Kapazität [MWh]	Leistung [MW]	Zykluszahl pro Jahr	Speichernutzungsgrad
100%	23,1	4,9	10,4	4,10%
80%	15,4	3,5	7,4	3,00%

Auffallend sind hierbei allerdings die geringen Nutzungsgrade, welche selbst bei kleinerer Speicherdimensionierung nur einen theoretischen Maximalwert von 40 % erreichen können. Dies liegt begründet in der speziellen Verteilung der Kapazitätsüberschreitungen mit einer insgesamt geringen Überschreitungshäufigkeit. Diese Ergebnisse zeigen, dass eine alleinige Speichernutzung zum Peak-Shaving aus ökonomischer und ökologischer Sicht nicht sinnvoll ist.

2.5.2 Autarkiebetrieb

Bei der zweiten Betriebsvariante liegt der Fokus auf der Maximierung des Autarkiegrades. Wie in Abbildung 22 zu erkennen, liegt der Autarkiegrad bei dem Szenario ohne Speicher und einem Ausbaugrad der erneuerbaren Energien von 100% des realistischen Potenzials bereits bei 73,8 Prozent. Bei einer weiteren Steigerung des Autarkiegrads steigt die benötigte Speicherkapazität zunächst nur leicht an, wohingegen mit zunehmendem Autarkiegrad ein exponentielles Wachstum zu beobachten ist.

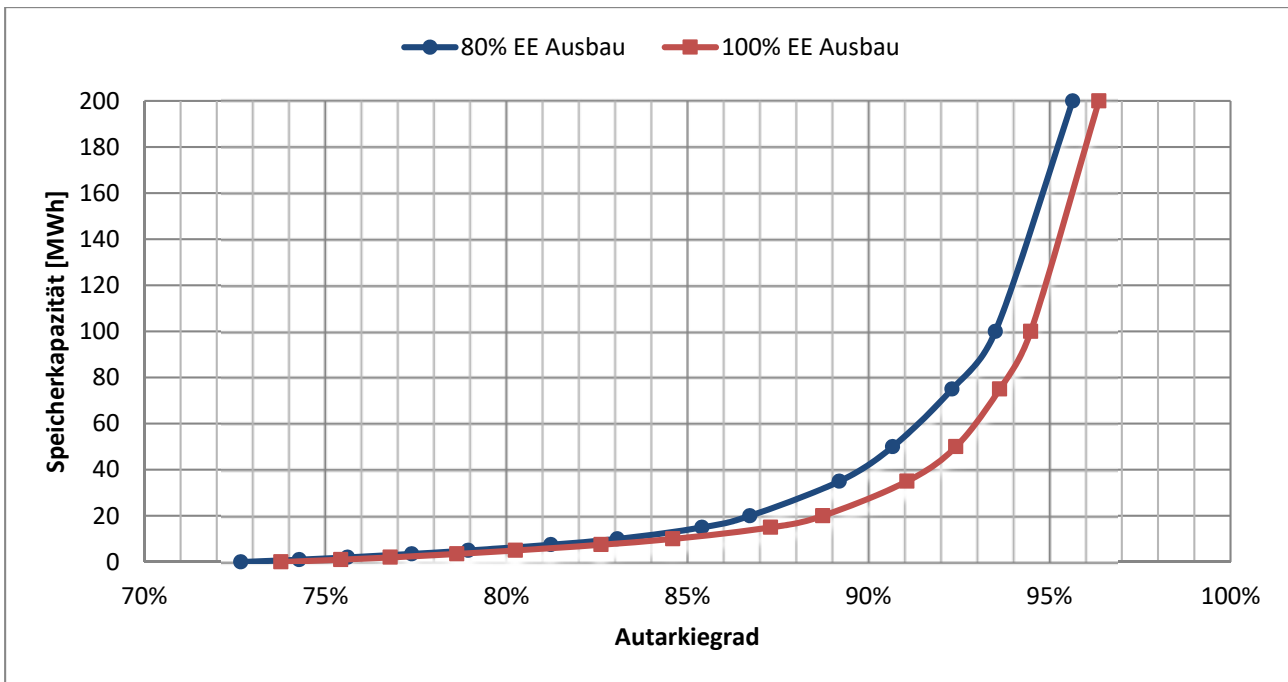


Abbildung 22: Benötigte Speicherkapazität in Abhängigkeit von Autarkiegrad und dem Ausbau der erneuerbaren Energien

Dieser Verlauf spiegelt sich auch in der Kosteneinsparungskurve in Abbildung 23 wider. Bis zu einem gewissen Autarkiegrad verläuft diese Kurve relativ flach, so dass dieser Bereich für weitere Betrachtungen von Interesse ist. Daneben kann beim Vergleich der beiden Ausbauszenarien der erneuerbaren Energien festgestellt werden, dass für höhere Ausbaugrade für alle drei Zielgrößen, sprich im Bereich der Kosteneinsparung, der Emissionsvermeidung und beim Autarkiegrad, bessere Ergebnisse erzielt werden können.

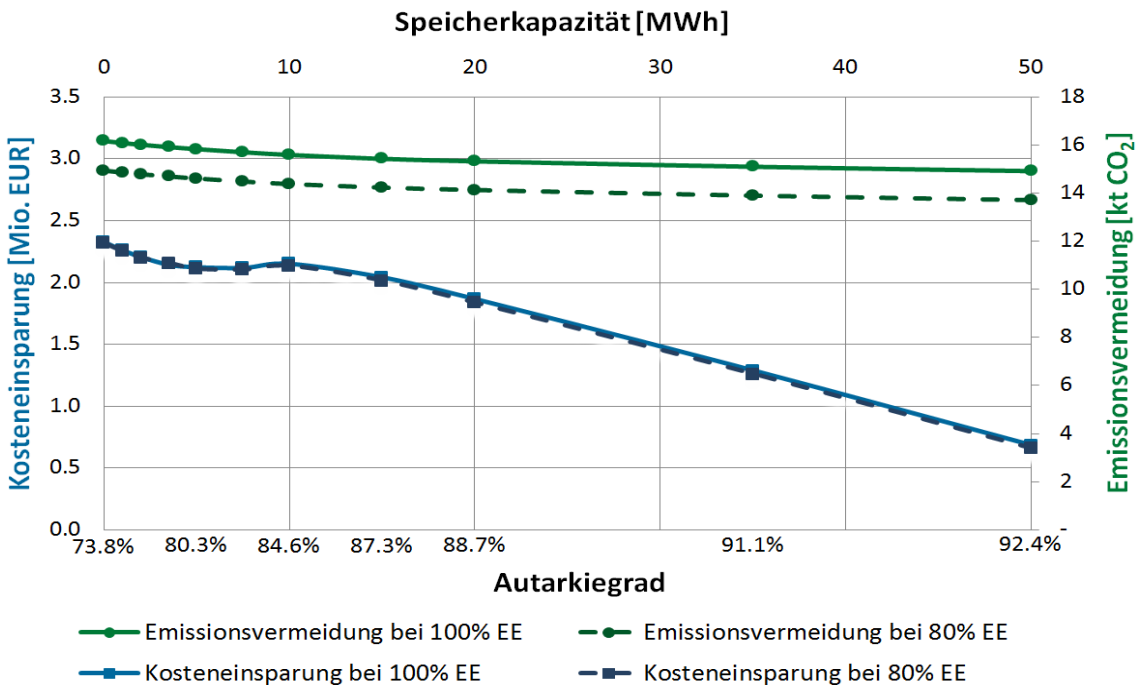


Abbildung 23: Kosteneinsparung, Emissionsvermeidung und Autarkiegrad für verschiedene Speichergrößen

Abbildung 24 zeigt neben dem Autarkiegrad auch noch den Eigenverbrauchsanteil für unterschiedliche Speicherkapazitäten und gibt für das jeweilige Szenario an, wie hoch die durchschnittlichen Kosten für die Steigerung um einen Autarkie-Prozentpunkt im Vergleich zum Ausgangsszenario sind. Das Optimum liegt hier bei einer Kapazität zwischen 9 und 10 MWh.

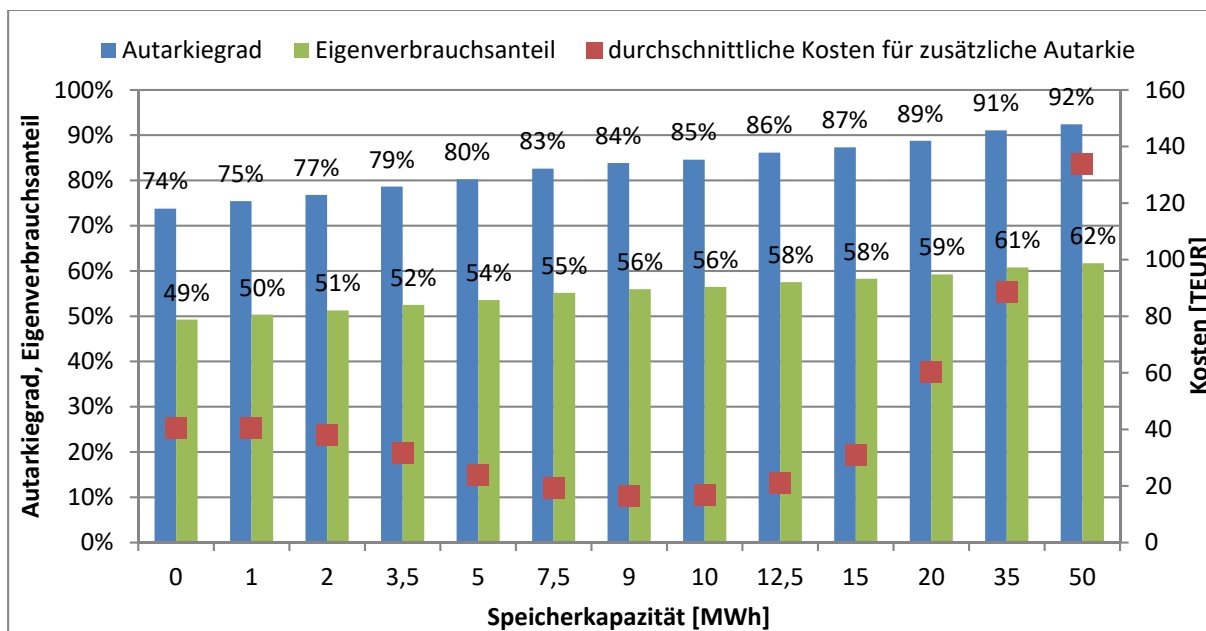


Abbildung 24: Autarkiegrad, Eigenverbrauchsanteil und Kosten in Abhängigkeit von der Speicherkapazität

Abbildung 25 zeigt den Grad der Zielerreichung der drei Zielgrößen Wirtschaftlichkeit, CO2-Bilanz und Autarkie für konkrete Speichergrößen. Es wird außerdem die Zielbeziehung der drei Größen zueinander veranschaulicht, welche erneut verdeutlicht, dass eine Steigerung des Autarkiegrads mit Einbußen bei der Kosteneinsparung und der Emissionsvermeidung einhergeht. Auf dieser Grundlage kann schließlich entsprechend der individuellen Entscheidungspräferenzen bestimmt werden, in welcher Höhe der Autarkiegrad angestrebt werden soll.

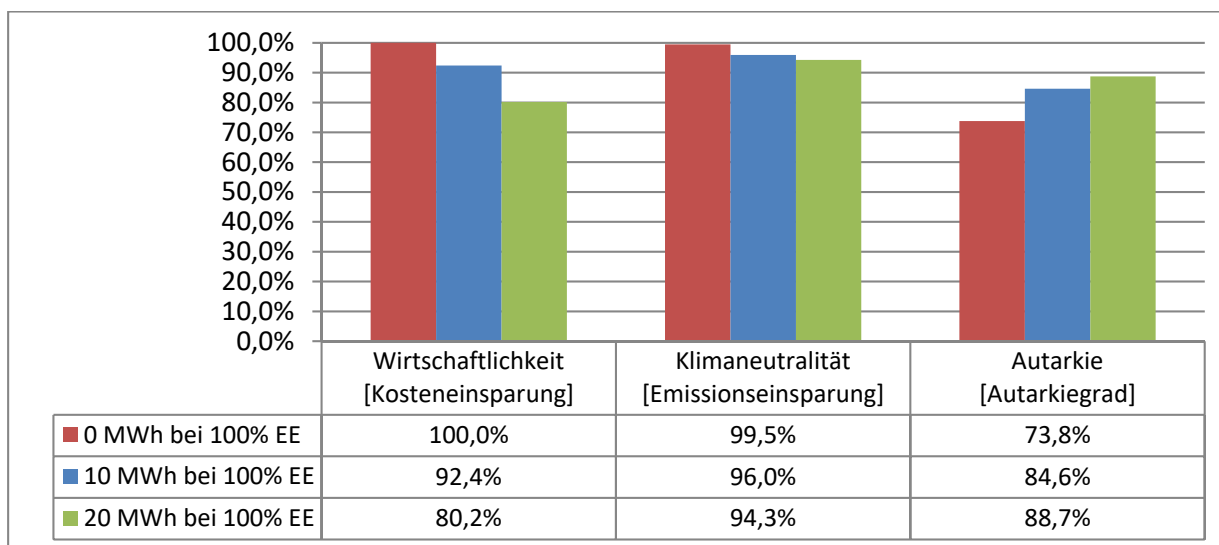


Abbildung 25: Vergleich des Zielerreichungsgrades für verschiedene Speicherdimensionierungen

Die folgenden beiden Grafiken zeigen schließlich beispielhaft die genaue Verteilung der Kosten und Emissionen für das Szenario mit einem 10 MWh-Li-Ion-Speicher (Steigerung des Autarkiegrads von 74 auf 85 Prozent) im Vergleich zum Ausgangsszenario, bei vollständigem externen Strombezug.

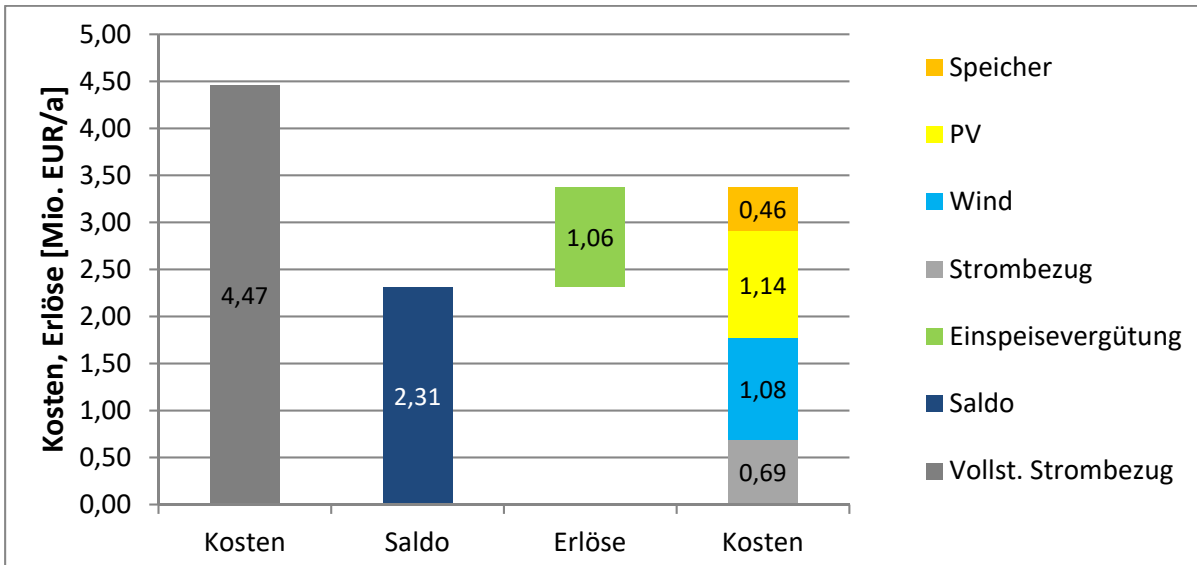


Abbildung 26: Kostenverteilung für das 10-MWh-Speicherszenario bei Autarkiebetrieb im Vergleich zum Ausgangsszenario (links)

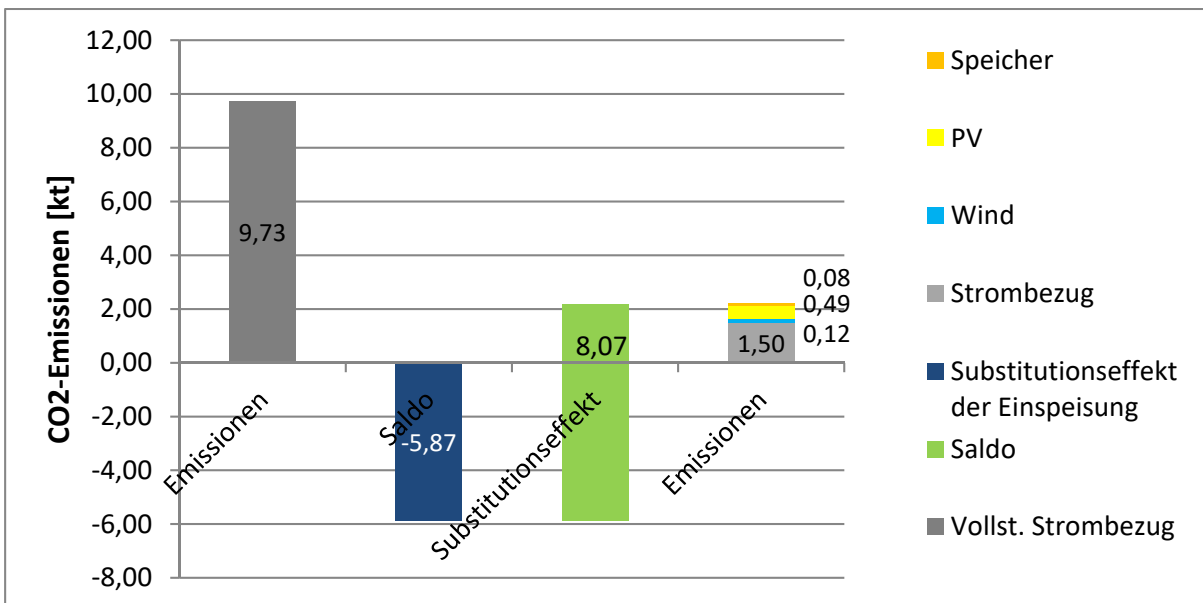


Abbildung 27: Emissionsverteilung für das 10-MWh-Speicherszenario bei Autarkiebetrieb im Vergleich zum Ausgangsszenario (links)

Zusammenfassend lässt sich für das gegebene Verteilnetz der Gemeinde Wüstenrot und den Annahmen zum maximalen Ausbau für PV- und Windkraftanlagen (Abbildung 16) feststellen, dass Peak-Shaving als alleinige Dienstleistung nicht wirtschaftlich ist, dass mit höheren Ausbaugraden der erneuerbaren Energien die Autarkie steigt, Emissionen sinken, aber Kosten ungefähr gleich bleiben und dass sich für die Gemeinde Wüstenrot bei vertretbarem wirtschaftlichen Aufwand Autarkiegrade von bis zu 89 Prozent erreichen lassen.

3 Datenmonitoring, Steuerung und IT Security

3.1 Steuerung durch ein virtuelles Kraftwerk

In einem virtuellen Kraftwerk werden verschiedene Stromerzeuger und Verbraucher wie Blockheizkraftwerke und Wärmepumpen zu einem vernetzten, flexibel regelbaren und zentral gesteuerten Anlagensystem zusammengeschlossen. Dies hat zum Ziel, erneuerbare Energien besser in die Strom- und Wärmeversorgung zu integrieren. Ein virtuelles Kraftwerk ist in der Lage, während der Wärmeproduktion z.B. in Blockheizkraftwerken (BHKW) sowohl Strom zu produzieren als auch über die Wärmepumpen gezielt regenerativen Strom zu verbrauchen. Dabei können beispielsweise bei PV- oder Windstromüberschuss im Netz gezielt die Wärmepumpen aktiviert werden – in Wüstenrot sind das die Wärmepumpen des Kalten Nahwärmenetzes der Plusenergiesiedlung „Vordere Viehweide“ (siehe Planungsleitfaden Teil 3), die den PV-Strom CO₂-frei in Wärme umwandeln und in Speichern für den Verbrauch vorhalten. Mit einer stromgeführten Betriebsweise, die auch Energiespeicher mit einbezieht, kann sichergestellt werden, dass zu jedem Zeitpunkt der Wärmebedarf der Bewohner unter größtmöglicher Verwendung von erneuerbaren Energien gewährleistet ist.

Ein virtuelles Kraftwerk betrachtet somit alle Wärmepumpen im Schwarm als eine einzige Anlage. Dabei ist es wichtig, Verbrauch und Erzeugung z.B. für den im Spotmarkthandel wichtigen Folgetag möglichst genau zu prognostizieren, um entsprechend optimierte Fahrpläne der einzelnen Systeme zu erzeugen. Für diese Vorhersage bestehen verschiedene Ansätze wie z.B. eine physikalisch detaillierte Abbildung der Gebäude und Systeme, sogenannter „White Box“ Modelle, eine auf Kapazitäten (Capacitance) und Widerstände (Resistance) reduzierte Modellbildung, so genannter „RC-Modelle“, welche in die Kategorie „Grey Box“ Modelle fallen und zuletzt selbstlernende Algorithmen, sogenannte „Black Box“ Modelle, die den Bedarf bzw. die Erzeugung anhand von gemessener Werte vorhersagen.

Bei einem virtuellen Kraftwerk können z.B. Zeiten mit niedrigen Strompreisen bzw. mit hoher PV- oder Windstromerzeugung an der Strombörse genutzt werden, um Wärmepumpen zu betreiben. Die dafür notwendige Flexibilität liefern in Wüstenrot Wärmespeicher in den einzelnen Gebäuden. Darüber hinaus kann unter der Voraussetzung der Einwilligung der Bewohner mit recht geringen Komforteinbußen (z.B. eine Raumtemperaturänderung von +/-1 °C) auch die thermische Speicherkapazität des Gebäudes zur Bereitstellung von Flexibilität genutzt werden. Das Potenzial ist hierbei signifikant größer als bei thermischen Pufferspeichern der in Wohngebäuden gebräuchlichen Größenordnung.

Alternativ ist auch eine Teilnahme am Regelleistungsmarkt z.B. zum Erbringen von Sekundärregelleistung (SRL) denkbar. Hierfür ist aufgrund der Rahmenbedingungen (5 MW Mindestgebot, sehr geringe Aktivierungszeiträume) ein aggregierter Zusammenschluss als Virtuelles Kraftwerk zwingend notwendig.

Es ist freilich nicht auszuschließen, dass Abweichungen zwischen dem prognostizierten und dem tatsächlichen Verbrauchsverhalten auftreten. Um daraus resultierende Komforteinbußen bei der Wärmeversorgung der Gebäude zu vermeiden, werden Umschaltpunkte als untere Grenzwerte definiert, bei deren Erreichen automatisch von der stromgeführten Fahrweise rechtzeitig auf die traditionelle, wärmegeführte Fahrweise umgestellt wird. Damit wird sichergestellt, dass eine ausreichende Wärmeversorgung zu jedem Zeitpunkt garantiert ist.

3.2 Monitoring, dezentrale Datenerfassung

3.2.1 Systemmodell

in zentraler Bestandteil des Wüstenroter Projekts ist die Erprobung, Weiterentwicklung und Optimierung verschiedener Smart-Grid-Betriebskonzepte wie z. B. „virtuelles Kraftwerk“, „Eigenverbrauchsoptimierung“ oder „netzdienlicher Betrieb“. Hierzu war zunächst der Aufbau eines umfassenden Monitoringsystems zur Datenerfassung notwendig. Für die Erfassung und Übertragung aller relevanten Messdaten aus den im Gemeindegebiet verteilten unterschiedlichen Messstellen, wie z.B. Privathäuser der Plusenergiesiedlung Vordere Viehweide, des Agrothermiekollektorfelds oder der Wetterstation kommt die IRF (Industrial Router Firewall) in Kombination mit der Big-LinX® Cloud von ADS-TEC zum Einsatz.

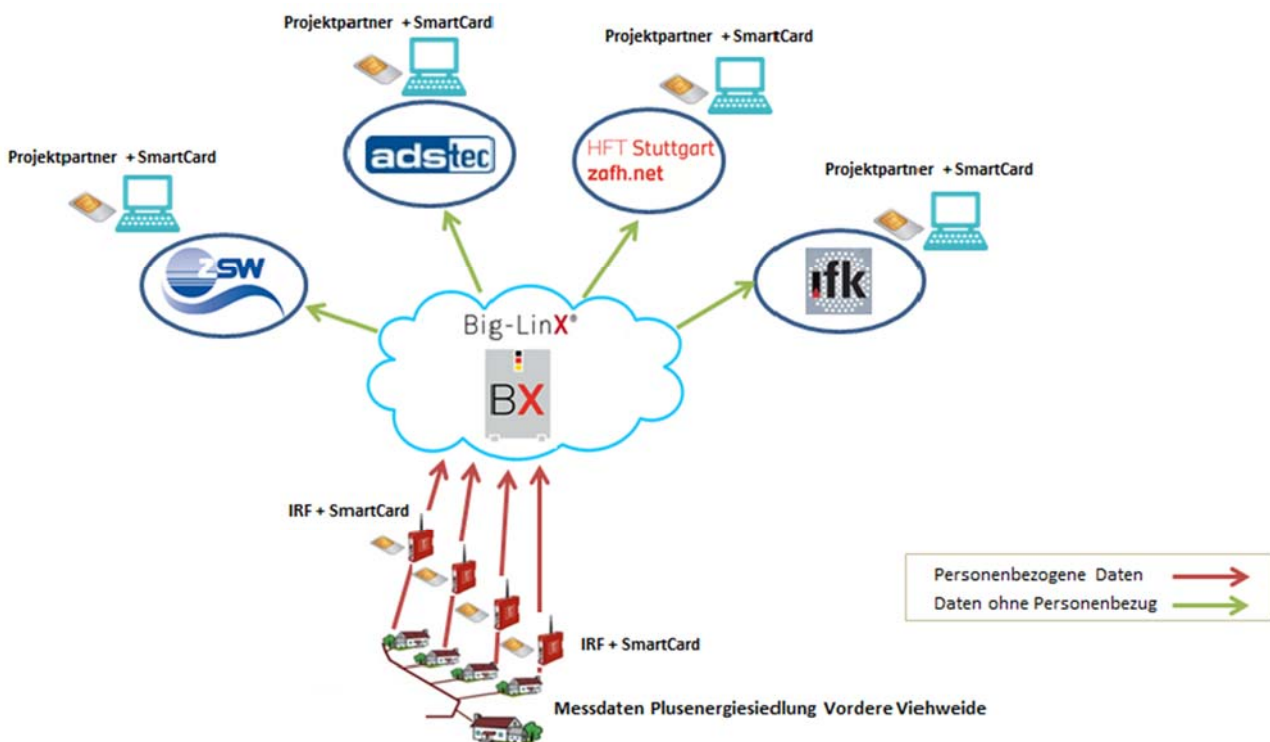


Abbildung 28 : Systemmodell Datenmonitoring Vordere Viehweide

Das aus der industriellen Fernwartung stammende System bietet ein Höchstmaß an Sicherheit, und wird im EnVisaGe-Projekt auf die Gegebenheiten der Gemeinde Wüstenrot übertragen. Die einzelnen Messstellen bauen über den Router eine VPN-Verbindung zur Cloud auf. Um diesen Verbindungsaufbau herzustellen, ist es notwendig, dass im jeweiligen Router eine SmartCard mit zugehöriger PIN vorhanden ist. Für den Zugriff auf die Messdaten, die ohne jeglichen Personenbezug in der Cloud bereitgestellt werden, kommt derselbe Sicherheitsmechanismus zum Einsatz. Auf diese Weise können nur diejenigen Personen eine VPN-Verbindung zur Cloud und somit auf die Datenbank mit den Messwerten aufbauen, die im Besitz einer SmartCard mit zugehöriger PIN sind.

3.2.2 Virtuelles Kraftwerk

Der vollständige Kommunikationsweg vom virtuellen Kraftwerk in den Einzelhaushalt, bzw. vom Einzelhaushalt zum virtuellen Kraftwerk mit den entsprechend notwendigen Schnittstellen ist definiert. Hierbei besteht zwischen virtuellem Kraftwerk und BLX Cloud eine Client-Server-Verbindung nach IEC 60870-5-104 zum Austausch der Summensignale. Das Aufsummieren der Daten aus den Einzelhaushalten zu einem Summensignal bzw. das Erstellen von Einzelfahrplänen aus einem Gesamtfahrplan erfolgt in der Cloud.

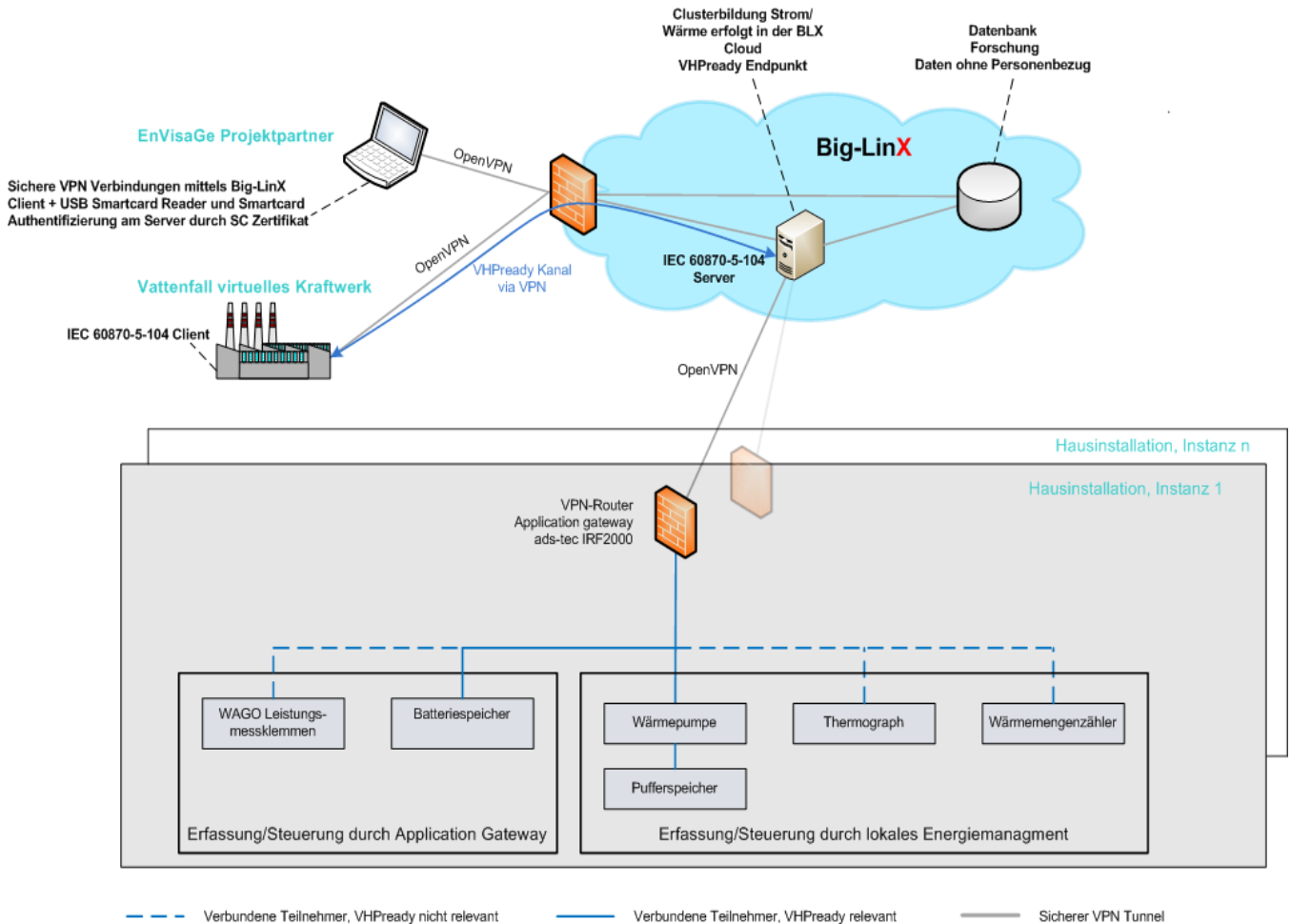


Abbildung 29: Systemmodell Anbindung virtuelles Kraftwerk

Die nach IEC 60870-5-104 ausgelegte Client-Server-Verbindung zwischen virtuellem Kraftwerk und dem Kommunikationspartner, im Fall Wüstenrot der in der Cloud implementierte Server, sieht verschiedene Steuerungsbefehle vor, die sich je nach Typ in ihrer Art der Ausführung unterscheiden.

Komponente	IOA	Typ	Name	Spontan	1/4 h	10s
	161	Gleitkomma	Puffer kWh		X	
Pufferspeicher	162	Gleitkomma	Puffer Temperatur T1		X	
Messrichtung	163	Gleitkomma	Puffer Temperatur T2		X	
	164	Gleitkomma	Puffer Temperatur T3		X	
	165	Gleitkomma	Puffer Temperatur T4		X	
-> IOA 161 ODER 162-165						
	21	Binär	Zustand	X	X	
	22	Binär	Stoerung	X	X	
Verbraucher	2	Binär	Notaus (optional)	X		
Messrichtung	9	Binär	SRL Zustand	X		
	121	Gleitkomma	verbrauchte elektr. Arbeit		X	
	122	Gleitkomma	produzierte therm. Arbeit		X	
	123	Gleitkomma	aktuelle Leistung		X*	X**
* Letzter Leistungswert zur Viertelstunde						
** nur im SRL-Modus						
	277 (=21+256)	Binär	Schalte Verbraucher			
Verbraucher	481 (=225+256)	Binär	Schalte Srl Zustand			
Steuerrichtung	278 (=22+256)	Gleitkomma	Sollwert Verbraucher			
	377 (=121+256)	Bitmaske	Neuer Fahrplan Verbraucher			
	191	Gleitkomma	Heizung Wärmemenge		X	
Zähler	192	Gleitkomma	Brauchwasser Wärmemenge		X	
	193	Gleitkomma	Brauchwasser und Heizung Wärmemenge		X	
-> IOA 193 ODER 191-192						

Abbildung 30: Auszug Datenpunktliste nach VHP-Ready3.0

Die Übertragung von Steuerbefehlen aus der Leitstelle des virtuellen Kraftwerks zum Kommunikationsendpunkt kann jederzeit erfolgen. Im Fall von Fahrplanwerten werden diese unmittelbar übertragen und vom Empfänger später (zum im Fahrplan enthaltenen Zeitpunkt) ausgeführt. Fahrplanwerte können hierbei Zeiträume ab der kommenden Viertelstunde sowie den Folgetag und bis zu zwei weitere Tage umfassen. Generalabfragen und Direkt-Schaltbefehle werden unmittelbar übertragen und ausgeführt. Direkt-Schaltbefehle haben bis zum Erreichen der nächsten vollen Viertelstunde Vorrang gegenüber Fahrplanwerten.

Elementarer Bestandteil des Konzeptes ist, dass die lokale Versorgung sowie die Betriebssicherheit der einzelnen Anlagen stets Vorrang gegenüber allen durch das virtuelle Kraftwerk initiierten Steuerbefehlen erhält. Dies wird durch die lokale Steuerungseinheit vor Ort sichergestellt.

Bit	32	31	30	29	28	27	26	25	24	23	22	21	20	19	18	17	16	15	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	
Bedeutung	Fahrweise der Anlage in % (0-100)								Viertelstunde des Tages (0-95)								Tag (1-31)				Monat (1-12)				Jahr seit 2010 (0-127)								
Beispiel	0	0	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	1	1	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	1	0
Bedeutung	50% Leistung								2:45-3:00 Uhr (12. Viertelstunde)								6. (Tag)				Mai (5. Monat)				2012								

Abbildung 31: Aufbau Fahrplantelegramm

3.2.3 Monitoring Privathaus

Das Monitoring-/Steuerungskonzept für die Wüstenroter Plusenergiesiedlung wurde in einer separaten Arbeitsgruppe erarbeitet, in der alle direkt an der Umsetzung beteiligten Projektpartner vertreten sind.

Da den Endkunden (Bauherren) innerhalb des EnVisaGe-Projekts die Wahl der Endgeräte (Wärmepumpe, Wechselrichter und Batterieladerrichter) nicht vorgeschrieben werden konnte und keine Standards für die notwendigen Schnittstellen zwischen den Endgeräten, Smart-Metern und möglichen Energiemanagementsystemen existierten, musste hier sehr zeitintensive Grundlagenarbeit geleistet und eine sorgfältige Strukturierung der Steuerungs- und Monitoring-Infrastruktur vorgenommen werden. Dies ist ein elementarer Bestandteil, um den Implementierungs- und Anpassungsaufwand für die notwendige Softwareentwicklung und die Kosten für die notwendige Kommunikationsinfrastruktur in Grenzen zu halten.

Dem Konzept liegen die folgenden Betriebsmodi zu Grunde:

- „virtuelles Kraftwerk“, d. h. Optimierung des Wärme- und Strombezugs aus Sicht des Energieversorgers
- „optimierte PV-Eigendeckung“, d.h. Betrieb der Batterie, Haushaltsgeräte und Wärmepumpe in Abhängigkeit der PV-Stromerzeugung
- „Netzdienlicher Betrieb“, d.h. Betrieb von Verbrauchern und Batterie so, dass eine minimale Netzeinspeisung entsteht – notfalls stufenweise Abregelung der PV-Stromerzeugung
- „Kombination der Betriebsarten“

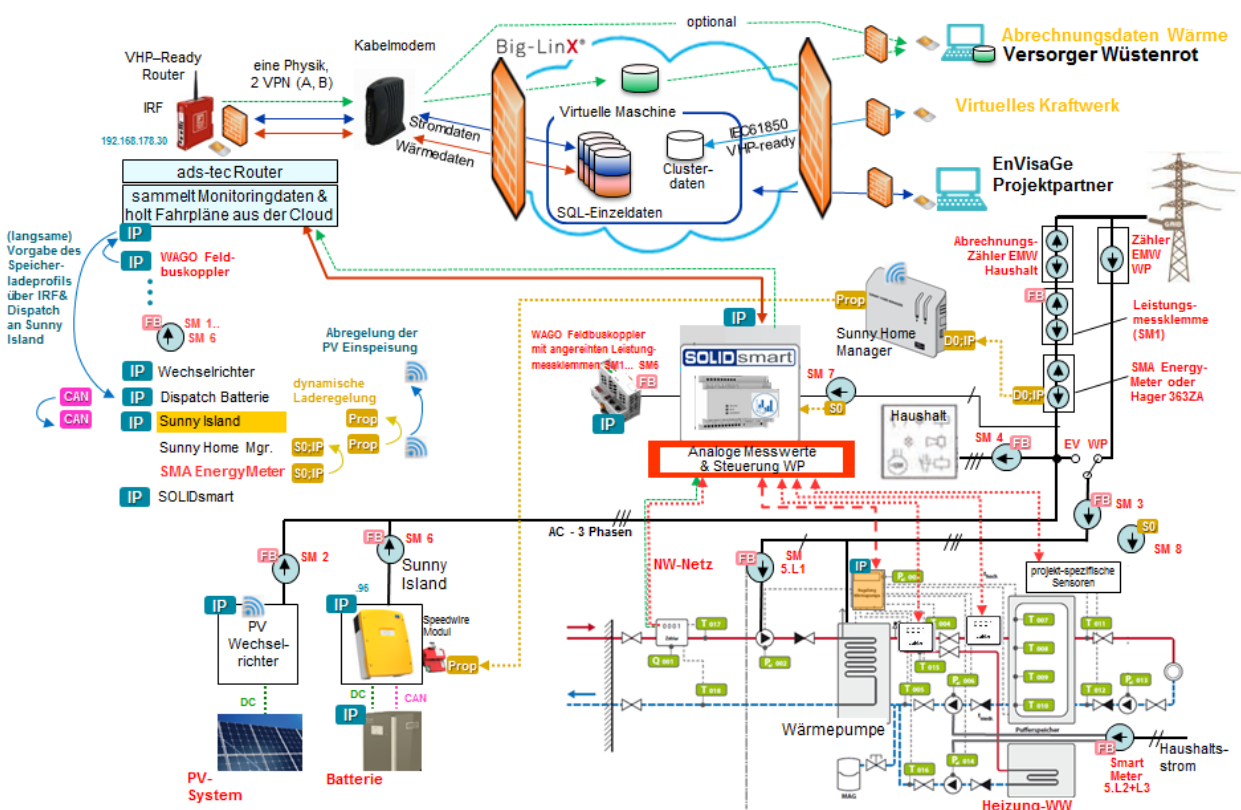


Abbildung 32: Systemmodell Monitoring/Steuerung Privathaus

Abbildung 32 zeigt das angestrebte Systemmodell der Arbeitsgruppe für Monitoring und die Steuerung des elektrischen Systems (PV-Anlagen, Batteriespeicher) und die Wärmebereitstellung. Im dargestellten Systemmodell ist sichergestellt, dass die installierten Einzelsysteme im Fall einer Unterbrechung der Internetverbindung jederzeit autark weiterarbeiten und so die Versorgungssicherheit des Haushaltes immer gewährleistet ist, eine lokale Datenpufferung ist ebenfalls sichergestellt. Die Arbeiten zur Erstellung des Monitoring- und Steuerkonzeptes sind durch die Vielzahl der zu betrachtenden Schnittstellen erschwert. Manche der Geräteschnittstellen zur Steuerung sind nicht offen zugänglich, sodass Umwege bzw. Alternativen gesucht werden müssen, um alle geforderten Steuerungsaufgaben umzusetzen. Der Zugriff auf Monitoringdaten und die Versuchssteuerung ist über eine zentrale Datenbank in der Big-LinX Cloud realisiert. Die mit der Systemoptimierung befassten Forschungsinstitute erhalten damit die Möglichkeit der Versuchssteuerung über den „einfachen“ VPN-Zugang zu einer SQL-Datenbank. Vorteil dieser Struktur ist, dass die Software und Infrastruktur für den Transport der Daten von und zur Hardware im Feldversuch dem Anwender verborgen bleiben kann.

Wie in Abbildung 32 weiter angedeutet, ist neben der SQL-Datenbank in der Big-LinX Cloud eine virtuelle Maschine installiert, die die Daten aus den Einzelhaushalten zu Clusterdaten aggregiert, den aus den Clusterdaten abgeleiteten Strombedarf für den nächsten Tag an das virtuelle Kraftwerk weitergibt. Daraufhin wird von dort ein auf den Bedarf angepasstes Stromlastprofil für den Folgetag angeboten und dieses Stromlastprofil dann wieder in Einzelprofile disaggregiert. Die Algorithmen für die Funktionalität in der Cloud werden dezentral von den Forschungspartnern entwickelt und nach entsprechenden Tests in der Cloud installiert. Die Monitoring-Daten der einzelnen Systeme werden mit Hilfe einer für das jeweilige System entwickelten OSGi™-App erfasst, die auf einer im Schaltschrank installierten IRF installiert ist. Die Bereitstellung der Messdaten durch den Energiecontroller erfolgt in Form eines JSON Strings. Dieser Datensatz wird durch die OSGi™ App eingelesen, geparsed und in die SQL Datenbank geschrieben.

Alle dezentral im Gemeindegebiet verteilten Messstellen in Form einer IRF sind mit der Big-LinX Cloud verbunden und dort in der Gesamtübersicht für die Projektpartner dargestellt und erreichbar, siehe Abbildung 33.

The screenshot shows a 'Service Desk' interface with a navigation menu on the left and a main table of devices. The table has columns for 'WWH', 'Last seen', 'VPN', 'Name', 'Service Status', and 'Route'. The 'Service Status' column includes a status indicator (green or grey), a text description, and a 'Close' button. The 'Route' column contains a 'Details' button for each row.

WWH	Last seen	VPN	Name	Service Status	Route
[Icon]	5/29/2017 2:30:06 PM	Disconnect	Haus 1, Firewall Router1	In Work	Details
[Icon]	5/29/2017 2:29:18 PM	Disconnect	Haus 2, Firewall Router2	In Work	Details
[Icon]	5/29/2017 2:30:02 PM	Disconnect	Haus 5, Firewall Router9	In Work	Details
[Icon]	5/29/2017 2:29:41 PM	Disconnect	Haus 6, Firewall Router10	In Work	Details
[Icon]	5/29/2017 2:28:24 PM	Disconnect	Haus 8, Firewall Router12	In Work	Details
[Icon]	5/29/2017 2:29:33 PM	Disconnect	Wärmenez Weihenbronn UBP	In Work	Details
[Icon]	5/29/2017 2:30:47 PM	Disconnect	Wetterstation, Firewall	In Work	Details
[Icon]	6/17/2016 1:45:49 PM	[Icon]	Haus 3, Firewall Router5	In Work - Device offline	Details
[Icon]	5/24/2017 4:16:30 PM	[Icon]	Haus 4, Firewall Router19	In Work - Device offline	Details
[Icon]	6/17/2016 11:42:27 AM	[Icon]	Haus 7, Firewall Router8	In Work - Device offline	Details
[Icon]	3/16/2017 12:44:42 PM	[Icon]	Router 7, ads-tec	In Work - Device offline	Details
[Icon]	1/17/2017 2:08:28 PM	[Icon]	Versuchsaufbau, ZSW	In Work - Device offline	Details
[Icon]	3/16/2017 1:31:20 PM	[Icon]	Router 13, ads-tec	In Work - Device offline	Details
[Icon]	3/16/2017 2:03:56 PM	[Icon]	Router 14, ads-tec	In Work - Device offline	Details
[Icon]	3/16/2017 2:09:37 PM	[Icon]	Router 15, ads-tec	In Work - Device offline	Details
[Icon]	3/16/2017 2:13:54 PM	[Icon]	Router 16, ads-tec	In Work - Device offline	Details
[Icon]	3/16/2017 2:19:47 PM	[Icon]	Router 17, ads-tec	In Work - Device offline	Details
[Icon]	3/16/2017 4:00:02 PM	[Icon]	Router 20, ads-tec	In Work - Device offline	Details

Abbildung 33: EnVisaGe Big-LinX Portal

3.3 IT Security Konzept

Das von ADS-TEC für die industrielle Fernwartung entwickelte Konzept bestehend aus cloudbasierter Plattform Big-LinX in Verbindung mit hochwertigen Hardwarekomponenten in Form von Routern und Firewalls und einer Remote-Bediensoftware wird im Projekt auf die kommunalen Gegebenheiten der Gemeinde Wüstenrot übertragen.

3.3.1 Big-LinX Cloud

An die verteilte Datenerfassung, sei es in der industriellen Anwendung oder wie im EnVisaGe-Projekt die Datenerfassung im Gemeindegebiet Wüstenrot, werden verschiedene Anforderungen gestellt. Im Wesentlichen handelt es sich hierbei um:

Stabilität: Die benötigten Dienste im Projektumfeld dürfen zu keinem Zeitpunkt den lokalen Betrieb bzw. die Versorgungssicherheit gefährden, weder durch Ausfall, Störung oder einen nicht abgestimmten Eingriff.

Steuerbarkeit: Der Zugang zu anlagenbezogenen Daten und Diensten muss auch innerhalb des autorisierten Personenkreises kontrollierbar und steuerbar sein.

Skalierbarkeit: Die einfache Erweiterung des Netzwerkes um weitere Messstellen (Liegenschaften), muss jederzeit möglich sein.

Security: Der Zugriff auf projektbezogene Daten bzw. Dienste jeglicher Art durch nicht autorisierte Personen ist in allen Fällen zu verhindern.

Diese Anforderungen werden durch verschiedene Bausteine realisiert und ergeben in Kombination miteinander die Grundlage für die geforderte Betriebssicherheit.

Sichere Authentifizierung: mit Hilfe von Smartcards und der Eingabe eines PINs erfolgt eine eindeutige Authentifizierung am Server. Ein Cryptochip auf der Smartcard bietet die notwendige Sicherheit gegen Manipulation und Betrug.

Sichere Verbindung: VPN-Server als zentrale Kommunikationsplattform. Der autorisierte Benutzer bzw. kompatible Endgeräte bauen eine VPN-Verbindung auf, somit wird erreicht, nur ausgehende Verbindungen von den jeweiligen Systemen zu haben. Im Web-Frontend entscheidet der Benutzer, mit welchem System eine Verbindung aufgebaut werden soll, siehe Abbildung 34.

Benutzer- und Rechteverwaltung: bietet dem Administrator innerhalb des Projekts die Möglichkeit einer individuellen Verwaltung von Benutzern, Gruppen sowie Zugriffsberechtigungen. Hierüber erfolgt eine einfache Abbildung der Projektstruktur, die sich jederzeit anpassen lässt.

Virtuelle Maschine: in der Cloud können virtuelle Maschinen bereitgestellt werden, die es den Projektpartnern ermöglicht, zentrale Applikationen zu platzieren. Diese VMs sind dann ebenfalls Teil des VPN-Netzes.

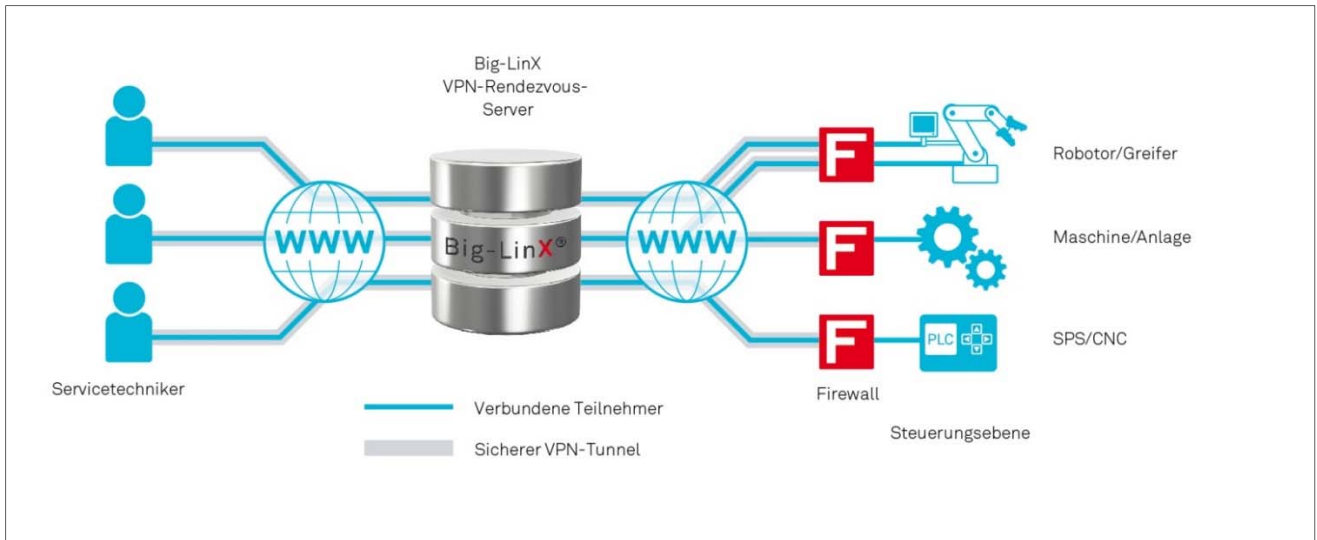


Abbildung 34: Big-LinX Systemmodell Fernwartung

3.3.2 IRF

Als mögliche Kommunikationspartner stehen verschiedene Endgeräte zur Verfügung, im Projekt EnVisaGe kommt die IRF 2210 zum Einsatz, die neben der BLX-VPN-Funktionalität noch folgende für das Projekt relevante Features mitbringt.

Mobilfunk-Fähigkeit: Die integrierte 3G/UMTS- oder 4G/LTE-Option erlaubt auch eine Anbindung von Standorten, die keine netzgebundene Internet-Infrastruktur bieten. Konkret wird diese Option bei der Anbindung der Wetterstation genutzt. Ein weiterer Anwendungsfall innerhalb des Projekts ergibt sich durch die Trennung der Internetanschlüsse zwischen Privatanschluss des jeweiligen Hausbesitzers und einer zweiten separaten Internetverbindung, die den Projektpartnern zur Verfügung steht. Ist kein zweiter Festnetzanschluss verfügbar, kann jederzeit die Anbindung und der Betrieb über die Mobilfunkanbindung sichergestellt werden.

Realisierung lokaler Dienste: In Form von OSGi™-Bundles(Open Service Gateway initiative) besteht für autorisierte Projektpartner die Möglichkeit der Realisierung lokaler Dienste.

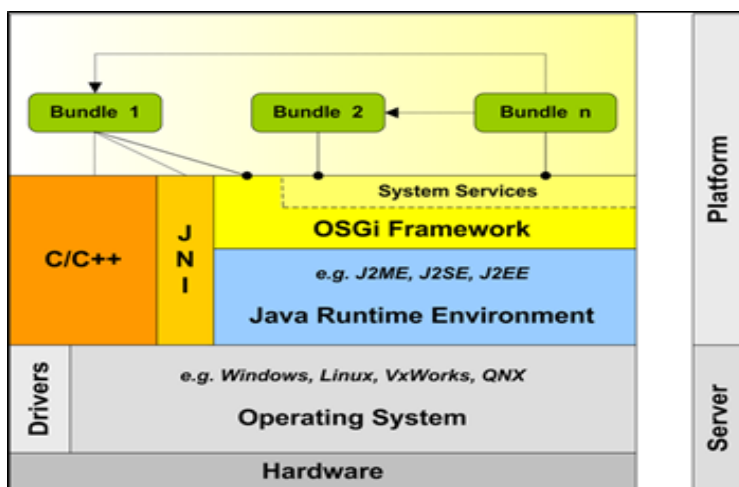


Abbildung 35:OSGi Plattform, Quelle: <http://www.osgi.org>

Das OSGi™ Framework bietet eine plattformunabhängige Lösung auf High-Level-Applikationsebene und eignet sich durch seine kleine Größe auch für embedded-Systeme mit wenig Speicher und CPU-Leistung. Die eigentliche Datenerfassung bzw. Datenübertragung übernehmen solche im Rahmen des Projekts entwickelte Softwarekomponenten (Bundles). Diese erfassen zyklisch alle Messdaten, bereiten diese wenn notwendig auf und übertragen sie in die vorgesehene MySQL-Datenbank.

3.4 Datenschutz

Eine verlässliche IT-Security für das Monitoring und die Steuerung eines solchen Systems aufzubauen, ist aus datenschutzrechtlichen Gründen absolut unerlässlich. Alle Mitarbeiter, die zu Analyse- oder Optimierungszwecken Einblick in die Nutzerdaten der Haushalte bekommen, müssen sich zuvor per Unterschrift auf die Wahrung des Datengeheimnisses (§ 53 BDSG-neu⁵) verpflichten. Musterformulare sind über das Internet erhältlich. Die Mitarbeiterverpflichtung erfolgt durch den Arbeitgeber, ist in der IT-Branche in der Regel eine selbstverständliche Anstellungsvoraussetzung, möglicherweise aber nicht bei anderen, z.B. an der Wartung beteiligten Projektpartnern, die ebenfalls Zugriff auf die Daten erhalten sollen. Dies ist der erste Schritt, um die Arbeit mit Verbrauchsdaten in Einklang mit dem Datenschutz zu bringen.

Darüber hinaus muss die Einwilligung der in das System integrierten Haushalte unter Beschreibung des Zwecks vorliegen. Dies kann beispielsweise über Energielieferverträge des Netzbetreibers oder auch durch die separat eingeholte schriftliche Zustimmung der einzelnen Teilnehmer geschehen. Nach § 51 BDSG-neu Abs. 2 ist darauf zu achten, dass „das Ersuchen um Einwilligung in verständlicher und leicht zugänglicher Form“ und „in einer klaren und einfachen Sprache“ erfolgt. Im Fall einer Kombination mit anderen Sachverhalten (z.B. einem Energieliefervertrag) muss die Einwilligungserklärung sich so abheben, dass sie „von den anderen Sachverhalten klar zu unterscheiden ist“. Sie darf also nicht im Kleingedruckten versteckt werden. Für den Netzbetreiber bzw. die für die Netzsteuerung verantwortlichen IT-Firma besteht damit grundsätzlich das Risiko, dass Teilnehmer ihre Einwilligung widerrufen, denn dazu sind sie gesetzlich jederzeit berechtigt. Geht es ausschließlich um Smart Metering, so gibt das Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen (Messstellenbetriebsgesetz – MsbG)⁶ die für den Schutz der Privatsphäre der Kunden notwendigen technischen und datenschutzrechtlichen Voraussetzungen vor.

Für wissenschaftliche Projekte sieht das seit Mai 2018 neu in Kraft getretene Bundesdatenschutzgesetz (etwa gleichlautend mit den Landesdatenschutzgesetzen) mit dem § 50 eine Ausnahme für die Verarbeitung von personenbezogenen Daten vor, die allerdings an ein „öffentliches Interesse“ geknüpft ist und an eine „so zeitnah wie möglich erfolgende Anonymisierung“. Obwohl das BDSG hier eine Möglichkeit bietet, unter bestimmten Umständen auf eine Einwilligung zu verzichten, empfiehlt es sich in jedem Fall, die Erlaubnis vorab schriftlich einzuholen. Ein Irrtum kann für den Projektverantwortlichen sehr teuer werden.

⁵ Der vollständige Name lautet: „Gesetz zur Anpassung des Datenschutzrechts an die Verordnung (EU) 2016/679 und zur Umsetzung der Richtlinie (EU) 2016/680. Darin Artikel 1, im Wortlaut: https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBI#_bgbl_%2F%2F%5B%40attr_id%3D%27bgbl117s2097.pdf%27%5D_1531928730979, abgerufen am 18.7.2018.

⁶ Als Teil (Artikel 1) des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende, das seit 29.8.2016 gilt ([https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBI&start=/*\[@attr_id=%27bgbl116s2034.pdf%27\]#_bgbl_%2F%2F%5B%40attr_id%3D%27bgbl116s2034.pdf%27%5D_1531926758080](https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBI&start=/*[@attr_id=%27bgbl116s2034.pdf%27]#_bgbl_%2F%2F%5B%40attr_id%3D%27bgbl116s2034.pdf%27%5D_1531926758080), abgerufen am 18.7.2018).

Gehören Energieverbrauchsdaten aus Haushalten überhaupt in die Kategorie der personenbezogenen Daten? Darüber gehen die Meinungen auseinander. In jedem Fall sind sie es, wenn sie einzelnen Personen zugeordnet werden können, z.B. in 1-Personen-Haushalten. Und leicht geben sie, kombiniert mit Geodaten oder mit Daten aus parallel laufenden Umfragen z.B. zum Nutzerverhalten, recht detaillierte Auskunft über persönliche oder sächliche Verhältnisse. Bereits in Verbindung mit einer Adresse spricht man deshalb von personenbezogenen Daten, auch wenn es sich nicht um sensible Daten wie Religionszugehörigkeit oder politische Überzeugung handelt, und daraus erklärt sich auch die Forderung nach rascher Pseudonymisierung (Adressdaten werden gesondert und verschlüsselt aufbewahrt) und Anonymisierung (Adressdaten werden gelöscht) innerhalb von Forschungsprojekten. Dass keine Rückschlüsse auf Personen gezogen werden können, darauf ist in jedem Fall auch in wissenschaftlichen Publikationen zu achten.

Im Projekt EnVisaGe wurde einmal die Befürchtung geäußert, dass Unbefugte oder Hacker über den Energieverbrauch feststellen könnten, wann das Haus im Urlaubszeiten der Familie leer steht und somit die Einbruchgefahr steige. Projektleiter sind gut beraten, solche Ängste ernst zu nehmen und die Datenschutzvorkehrungen des Projekts transparent zu machen.

Im EnVisaGe-Projekt stellten sich alle Projektbeteiligten in einer fünfseitigen Broschüre vor, in der die Bürgerinnen und Bürger neben einer leicht verständlichen Einführung in das Projekt auch ein Schema des Datenmanagements erhielten (einbezogen war auch der Umgang mit Daten aus einer Haushaltsumfrage in der Gesamtgemeinde):

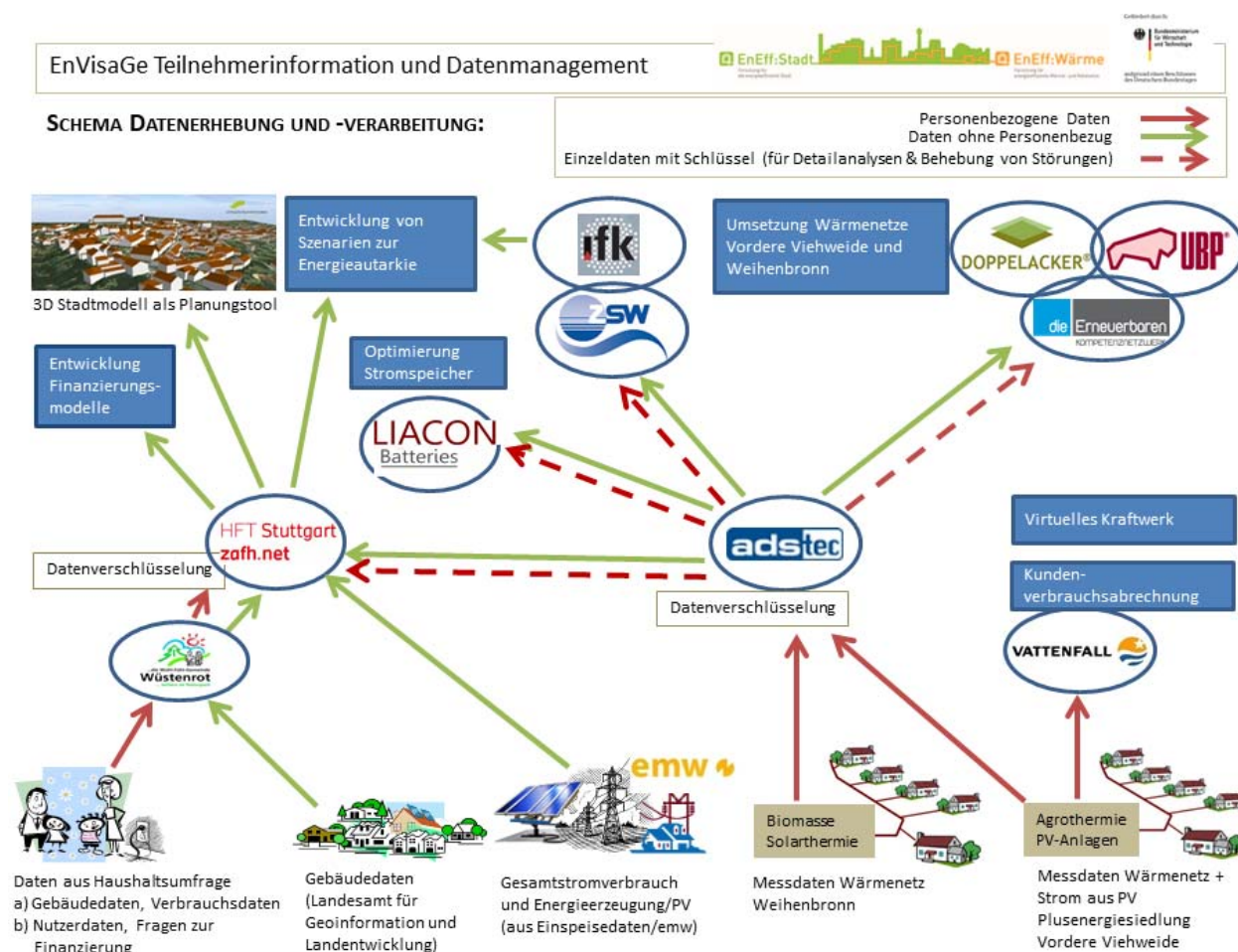


Abbildung 36: Schema Datenmanagement und daran beteiligte Projektpartner in der Info-Broschüre

Und dazu folgende Erklärungen:

Datenfluss im Projekt:

Im Projekt werden Monitoring-Daten aus der Plusenergiesiedlung erhoben, die Zeitverläufe von PV-Erzeugung, Stromverbrauch, Wärmeverbrauch, Batterienutzung und Wetterdaten der einzelnen Messstellen enthalten. Diese Monitoring-Daten zusammen mit den Daten aus dem Wärmenetz mit dezentraler solarer Wärmeeinspeisung werden durch ADS-TEC zentral gesammelt und in einer Datenbank verschlüsselt abgelegt, so dass aus diesen Daten kein Personenbezug abgeleitet werden kann. Die Schlüsseltabelle zur Herstellung eines Personenbezugs wird von ADS-TEC zentral verwaltet. Die Projektpartner, die für einzelne Bereiche Detailanalysen durchführen, erhalten von ADS-TEC jeweils nur für den ausgewählten Bereich einen Auszug aus der Schlüsseltabelle.

Die per Umfrage in den Haushalten erhobenen Daten zur Energienutzung, zum Themenbereich Finanzierung sowie die Antworten zu Einschätzungs- und Bewertungsfragen werden an der Hochschule für Technik Stuttgart analysiert und hier verschlüsselt.

Datenverschlüsselung:

Die Verschlüsselung geschieht folgendermaßen: in den Datensätzen für die wissenschaftliche Arbeit werden nur sogenannte Fall-IDs gespeichert. Die Zuordnung der Fall-IDs zu den Personenmerkmalen (Namen, Adressdaten) geschieht in der Schlüsseltabelle, einer Datei, die auf einem getrennten Datenträger, beispielsweise einer CD-ROM aus dem System entfernt und unter Verschluss gehalten wird. Sobald diese Zuordnungsdatei nicht mehr benötigt wird, wird sie gelöscht. Damit kann ein Bezug zu Personen oder Adressdaten aus den Datensätzen nicht mehr hergestellt werden.

Für eventuelle Nachfragen enthielt die Info die Kontaktadressen des Projektteams in Wüstenrot und des wissenschaftlichen Leiters an der HFT Stuttgart. Angefügt war – entsprechend des damals geltenden Bundes- und Landesdatenschutzgesetzes - ein Abschnitt über die Rechte der Teilnehmer (Anspruch auf Auskunft, Löschung, Widerruf) zusammen mit dem Hinweis, dass sie der Nutzung und Verarbeitung ihrer Daten aus Umfrage und Messdatenerhebung auch nachträglich widersprechen können.

4 Leitfaden für die Dimensionierung von Batteriespeichern

4.1 Warum Batteriespeicher?

Die Selbstversorgung mit Strom und oder die Verschiebung von Lastspitzen kann aus vielen Gründen heraus attraktiv sein. Die vorrangigsten sind jedoch die Betrachtung der Wirtschaftlichkeit, also die Einsparung von Kosten und die Möglichkeit der besseren Selbstvermarktung, sprich einen Imagegewinn durch die sogenannte ‚Green-Technology‘.

Kombinationen von Photovoltaiksystemen mit Batteriespeichern ermöglichen es, einen größeren Anteil der selbst erzeugten PV-Energie vor Ort zu nutzen. Zudem erhöht eine solche Kombination die Möglichkeit der Eigenständigkeit des Verbrauchers vom öffentlichen Stromnetz. Der Bedarf, Strom zuzukaufen sinkt, somit sinken bei gut ausgelegten Anlagen auch die Kosten. Eine teilweise Abkopplung von zukünftigen Strompreiserhöhung trägt zur Attraktivität solcher Modelle bei.

Die Speicherung von nicht verbrauchten PV-Leistungen trägt zudem indirekt zur Stabilisierung der Netze bei, da die Leistung nicht vom Netz aufgenommen werden muss.

Speicher im Bereich des Peak-Shaving ermöglichen es, die Lastspitzen zu verlagern und so den Spitzenlastbedarf zu senken. Dies kann erhebliche positive finanzielle Folgen haben, je konstanter der Stromverbrauch, desto günstiger ist der Bezugspreis vom Netzbetreiber.

Zusätzliche Anreize zur Senkung der Lastspitzen schafft der §19 Abs. 2 StromNEV, hiermit kann das Netzentgelt drastisch gesenkt werden, wenn der Verbraucher zwei Bedingungen erfüllt, die erste ist die Abnahme von mindestens 10 Gigawattstunden und die zweite ist das Überschreiten der Benutzungsstundenzahl von 7 000 Stunden pro Jahr. Es lässt sich für Unternehmen mit einem hohen Energiebedarf und vielen Peaks ein deutliches Kosteneinsparpotenzial durch die Nutzung eines Speichers erzielen.

Peak-Shaving trägt ebenso wie die Eigenverbrauchsoptimierung zur Stabilisierung der Netze bei. Hier gilt die Faustregel: Je weniger Peaks, desto geringer die Schwankung der Netzfrequenz, desto stabiler das Netz.

4.2 Bewertungsgrößen

Je nach Anwendungsprofil der Batterie sind die unterschiedlichen nachstehenden Bewertungsgrößen höher oder niedriger zu priorisieren.

Verschiedene Batterietypen unterscheiden sich signifikant in ihren wesentlichen Bewertungsgrößen. Die Entscheidung für eine Technologie muss auf Basis der Bewertung aller systemrelevanten Bewertungsgrößen getroffen werden.

Hier eine grobe Übersicht über mögliche unterschiedliche Technologien und die speziellen Bewertungsgrößen.

<p>Lithium-Ionen-Batterien</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ hohe Energiedichte ➤ lange Lebensdauer ➤ wenig Wartungsaufwand ➤ wenig Anforderungen an den Aufstellort ➤ hohe Kosten ➤ relativ junge Technologie 	<p>Blei-Batterien</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ geringe Energiedichte ➤ mäßiger Wartungsaufwand ➤ höhere Anforderungen an den Aufstellort ➤ geringe Kosten ➤ Etablierte Technologie
<p>Natrium-Schwefel-Batterien</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ große Speicherkapazität ➤ hoher Wartungsaufwand ➤ hohe Anforderungen an den Aufstellort ➤ etablierte Technologie 	<p>Vanadium-Redox-Flow-Batterien</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ sehr lange Lebensdauer ➤ entweder Ausrichtung auf Leistung oder Energie ➤ hoher Wartungsaufwand ➤ hohe Anforderungen an den Aufstellort

Im weiteren Verlauf beschäftigt sich dieser Planungsleitfaden mit der Auslegung von Batteriespeichern auf der Basis von Lithium-Ionen-Technologien. Bei dieser Technologie bieten sowohl die technische als auch die preisliche Entwicklung mehr Spielräume für wirtschaftliche Betrachtungsmodelle und die sekundären Bewertungsgrößen (Aufstellort und Wartung) sind vernachlässigbar gering.

Der EnVisaGe-Partner Fa. Liacon beschäftigt sich im speziellen mit der Forschung, Herstellung und dem Vertrieb von Batteriespeichern auf der Basis von Lithiumtitanat. Die starke chemische Bindung des Lithiums im Titanat erhöht die Lebensdauer im Vergleich zu anderen chemischen Verbindungen. Dies erhöht die Zahl der möglichen Ladezyklen auf über 15 000. Im Gegensatz zu herkömmlichen Lithium-Ionen-Speichern können die Speicher der Liacon mit der Lithiumtitanat-Technologie auch bei niedrigen Temperaturen betrieben werden ohne Schaden zu nehmen. Das Lithiumtitanat kann keine weiteren oxidativen Seitenreaktionen eingehen, aus diesem Grund ist ein sogenanntes thermisches Durchgehen der Technologie nicht möglich. Die Speicher werden als intrinsisch sicher bezeichnet.

4.2.1 Kosten

Die Erzeugungskosten für Sonnenstrom sind seit Einführung der Photovoltaik-Technik stetig gesunken. Das momentane Niveau ist so niedrig, dass es häufig unter dem Strombezugspreis liegt. Dies ermöglicht es trotz noch recht teurer Preise für Batteriespeicher eine Eigenverbrauchsanlage rentabel zu gestalten.

Generell gilt bei einer Eigenversorgungsanlage: Je größer die Differenz zwischen den Eigenerzeugungskosten und den Strombezugskosten ist, desto wirtschaftlicher wird das System. Die Steigerung der selbst genutzten Menge an Solarstrom verbessert die Wirtschaftlichkeit noch zusätzlich.

4.2.2 Wirkungsgrad

Der Wirkungsgrad beschreibt das Verhältnis von gespeicherter Energie zu später wieder abgegebener Energie. Reduzierende Faktoren sind beispielsweise Leistungsverluste durch elektronische Komponenten

oder Verluste durch Kabellängen. Auch die Art der Einbindung, ob als AC-gekoppeltes oder DC-gekoppeltes System, wirkt sich auf den Wirkungsgrad aus, siehe Kapitel 4.3.2 Integration in das Stromnetz, S. 50.

4.2.3 Zyklenlebensdauer

Die Zyklenlebensdauer ist eine batteriespezifische Angabe des Herstellers und gibt die Anzahl der möglichen Vollzyklen an, bevor die Kapazität der Batterie auf 80 Prozent der ursprünglichen Nennkapazität gefallen ist. Wobei mit Vollzyklen hier komplette Be- und Entladungen der Batterie gemeint sind. Sofern die Batterie nur in Teilzyklen verwendet wird, sollte die Lebensdauer den angegebenen Wert deutlich überschreiten.

4.2.4 Kalendarische Alterung

Die kalendarische Alterung beschreibt die Alterung einer Batterie durch innere chemische Zerfallsprozesse. Auch ohne Nutzung der Batterie treten diese Mechanismen auf.

4.2.5 Entladetiefe

Die Entladetiefe, Depth of Discharge (DoD), ist eine alternative Methode zur Bewertung des Ladezustandes, State of Charge (SoC). Die Entladetiefe kennzeichnet die Energieentnahme aus der Batterie. Ladezustand und Entladetiefe stehen im umgekehrten Verhältnis zueinander und ergeben in der Summe stets 100 %.

Die mögliche Entladetiefe einer Batterie kann vom Hersteller beschränkt werden, dies kann die Lebensdauer verlängern.

4.2.6 Aufstellort

Batterien sollten grundsätzlich an einem trockenen, frostfreien Ort ohne direkte Sonneneinstrahlung aufgestellt werden.

Je nach Batterietyp kann ein separater Raum mit einer ausreichenden Belüftung notwendig sein. Der nötige Luftdurchsatz für verschiedene Batteriearten ist beispielsweise in der DIN EN 50272-2 geregelt.

Des Weiteren kann es notwendig sein, die Batterien außerhalb in einem Container oder in einem separatem Gebäude unterzubringen. Hierbei kann es Regularien zu den Themen Belüftung, Brandschutz und Umwelt geben, die zwingend eingehalten werden müssen und zu zusätzlichem finanziellen Aufwand führen.

Zur geplanten Aufstellung von größeren Batteriemengen sollte immer ein geeigneter Fachplaner zur Einbindung in das Gebäude und in die bestehende Infrastruktur hinzugezogen werden.

4.2.7 Wartung

Batterien müssen grundsätzlich überwacht werden. Bei Batterietypen mit eingebauten Batterie-Management-Systemen übernimmt dies die Überwachung und meldet eventuelle Fehlfunktionen an übergeordnete Steuereinheiten. Da dies bei dem Großteil der Lithium-Ionen-Batterien der Fall ist, geben Hersteller meist Wartungsintervalle von ein bis zwei Jahren vor, in denen dann eine Sichtkontrolle zu erfolgen hat.

Bei allen anderen Batterietypen sollte in regelmäßigen Abständen die Spannung und die Temperatur überprüft werden. Bei Batterien mit speziellen Anforderungen an den Aufstellort, sollte auch die Einhaltung dieser Bedingungen geprüft sowie die Einhaltung der Wartungsintervalle der zusätzlich verbauten Komponenten bedacht werden.

4.3 Eigenverbrauchsoptimierung

Eigenverbrauchsoptimierung beschreibt die Eigennutzung von selbst erzeugter PV-Energie und die Speicherung der überschüssigen PV-Energie zur späteren Verwendung. Ziel ist es, den Bedarf an Energie aus dem öffentlichen Netz so gering wie möglich zu halten. Je nach Vergütungslage ist es gewünscht, erzeugte PV-Energie selbst zu nutzen anstatt sie in das öffentliche Stromnetz einzuspeisen.

Zusätzlich zu den PV-Modulen, dem PV-Einspeisewechselrichter, dem Batteriespeicher und dem dazugehörigen Wechselrichter werden Zähler benötigt, die den Netzbezug bzw. die Netzeinspeisung messen. Ein intelligentes Verbrauchermanagement muss dann die erzeugte PV-Energie so zwischen dem Speicher und den Verbrauchern aufteilen, dass der geringstmögliche Netzbezug erreicht wird. Hierbei kommt auch die Prognose von Wetterdaten zum Einsatz, um den kommenden stündlichen Ertrag der PV-Anlage vorhersagen zu können.

Eigenverbrauchsanteil

Der Eigenverbrauchsanteil stellt eine wichtige Kenngröße bei der Auslegung eines Batteriespeichers da. Er gibt an, wie groß der Anteil am tatsächlich selbst verbrauchten Strom vor Ort ist. Aufgrund der generellen Kostensituation bei der Anschaffung von Anlagen lohnt es sich derzeit, einen möglichst hohen Eigenverbrauchsanteil zu haben.

Autarkiegrad

Der Autarkiegrad (Deckungsgrad) gibt, gemessen am Jahresstromverbrauch, an wie gut sich ein Haushalt eigenständig mit Strom versorgen kann. Je höher der Autarkiegrad, desto unabhängiger ist der Haushalt von zusätzlichen Strombezügen aus dem Netz.

Sofern die Wechselrichterinfrastruktur inselnetzfähig ist, ist der Haushalt weniger von Schwankungen oder Ausfällen am öffentlichen Stromnetz betroffen.

Strombedarf

Der tägliche Strombedarf des Verbrauchers ist eine der wesentlichen Bewertungsgrößen bei der Auslegung eines Speichers. Dieser kann an unterschiedlichen Wochentagen verschieden aussehen. Grundsätzlich, sollte der Speicher jedoch nicht größer sein, als der Betrag der Leistung, der zwischen dem Sonnenuntergang und dem Sonnenaufgang bezogen wird. Natürlich bedingt dies, dass die PV-Anlage in der Lage ist, mit überschüssiger Leistung den Speicher aufzuladen. Auch die Unterschiede im Bedarf während des Wechsels der Jahreszeiten müssen bedacht werden.

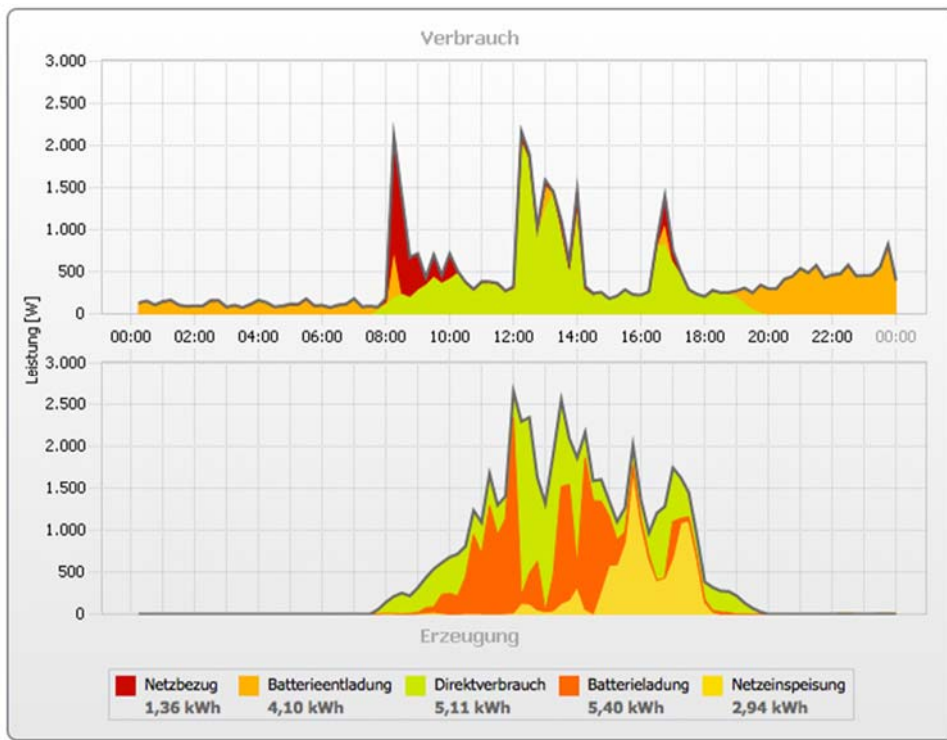


Abbildung 37: Verbraucherbeispiel 1 [Quelle: kundenseitiges SMA Portal]

Bei dem in Abbildung 37 gezeigten Verbraucherbeispiel ergibt sich die am Tag nötige Energiemenge aus der Summe des Netzbezugs, der Batterieentladung und dem Direktverbrauch zu 10,57 kWh. Die Summe aus Direktverbrauch, Batterieladung und Netzeinspeisung gibt an, dass 13,45 kWh Energie von der PV-Anlage verfügbar gewesen wären. Da es offensichtlich sowohl einen Netzbezug als auch eine Einspeisung gab, passte die zeitliche Verteilung nicht zum Verbrauch. Für diesen Tag hätte die Batterie beispielsweise mindestens 1,36 kWh größer sein müssen um einen Netzbezug zu verhindern. Der Speicher hätte für diesen beispielhaften Tag maximal 2,94 kWh mehr aufnehmen können um die komplette von der PV-Anlage zur Verfügung stehende Energie speichern zu können. Es ist jedoch zu beachten, dass die verfügbare Energiemenge aus dem Speicher zwischen Mitternacht und etwa 8:00 Uhr morgens aus den Überschüssen der PV-Anlage des Vortages stammt.

Möglicherweise sollte vor Beginn der Dimensionierung von der Verbraucherseite aus über die Verlagerung von Lastspitzen nachgedacht werden. Die kann beispielsweise durch intelligent gesteuerte Verbraucher geschehen. Eine möglichst gleichverteilte Last ist bei der Dimensionierung hilfreich. Eine bevorzugte Direktnutzung der PV-Energie während der Sonnenstunden muss hier im Vordergrund stehen. Die Speicherung ist immer eine verlustbehaftete Verlagerung der Energie, auch wenn durch modernste Technologien der Wirkungsgrad sehr hoch ist.

Es sollte auch eine Zukunftsplanung aufgestellt werden, denn immerhin liegen die Lebensdauern eines Batteriespeichers bei ca. 20 Jahren. Hier sollte vor allem die Entwicklung der Verbraucher und der Technologie betrachtet werden. Unter Umständen spielt die Zunahme oder Abnahme von Personen des Verbrauchers eine Rolle oder die Anschaffung von technischen Geräten bzw. der Austausch von veralteten Technologien aber auch ein möglicher Um- oder Anbau sollten bedacht werden. Ganz zu schweigen von der Entwicklung im Bereich Automotive, also die mögliche nötige Beschaffung von Ladesäulen oder weiteren Infrastrukturen.

4.3.1 Dimensionierung des Speichers

Zur eigentlichen Auslegung der Speichergröße ist es nötig, den Lastgang der Verbraucher mit und ohne PV-Anlage zu kennen und zu analysieren. Hieraus ergeben sich eine minimal nötige Kapazität und eine maximal erforderliche Kapazität.

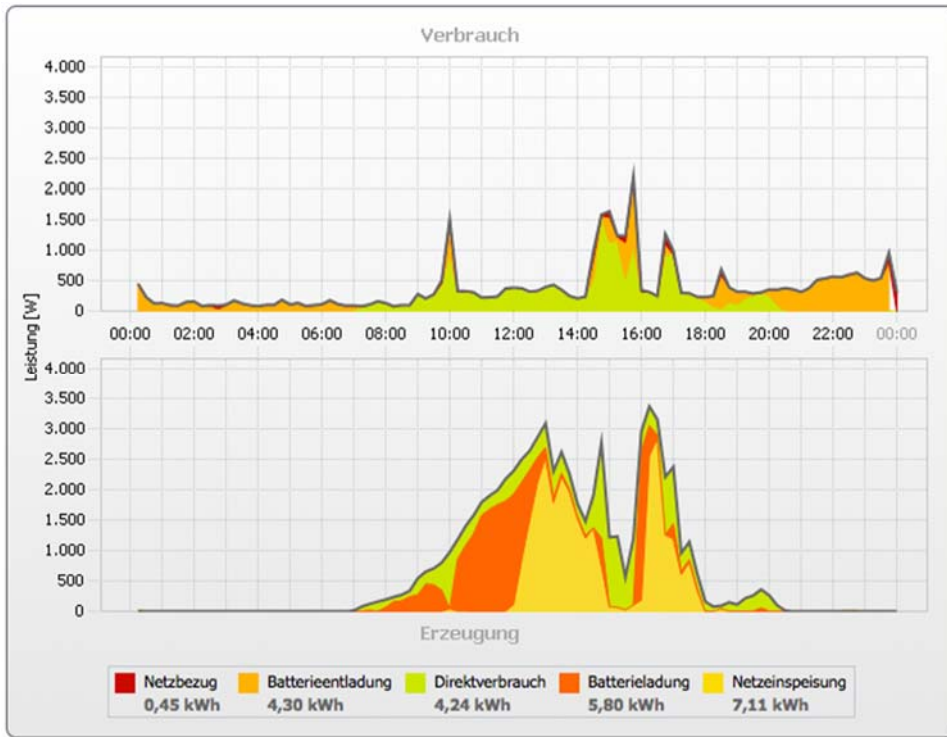


Abbildung 38: Verbraucherbeispiel 2 [Quelle: kundenseitiges SMA Portal]

Das in Abbildung 38 gezeigte Verbraucherbeispiel zeigt, dass im Vergleich zur Abbildung 37 für diesen exemplarischen Tag die gewählte Speichergröße von 5 kWh ausgereicht hat um den Tagesbedarf zu decken. Es muss bei der Dimensionierung das kostengünstigste Optimum der Größe gefunden werden, mit dem der niedrigste mittlere Tagesstrombezug pro Jahr erreicht werden kann.

Aus den schon genannten Bewertungsgrößen lässt sich dann zusammen mit der berechneten minimalen und maximalen Kapazität die optimale Größe des Speichers berechnen. Die optimale Größe ergibt sich aus der wirtschaftlichsten Betrachtung, also der günstigsten Möglichkeit mit dem größtmöglichen Effekt.

Abschätzungen aus der Vergangenheit haben ergeben, dass eine Installation von 1 kWh Speicherkapazität je 1kWp PV-Leistung eine sinnvolle Auslegung darstellt. Bei Durchschnittshaushalten mit zwei Personen ist mit einer 4 kWp PV-Anlage und einem 4 kWh-Speicher ein Autarkiegrad von 55 % und ein Eigenverbrauchsanteil von ca. 60 % zu erwarten.

Autarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil lassen sich durch eine größere Dimensionierung von PV-Anlage und Speicher weiter erhöhen, jedoch muss parallel die Wirtschaftlichkeit betrachtet werden.

4.3.2 Integration in das Stromnetz

Bei der Einbindung des Speichers in das Hausnetz eines Verbrauches gibt es zwei Möglichkeiten. Die erste weit verbreitete Möglichkeit ist die Kopplung der Batterie an das AC-Netz (AC = Alternate Current =

Wechselstrom). Die zweite, weniger häufig gewählte Variante ist die Kopplung der Batterie an die DC-Seite der PV-Anlage (DC = Direct Current = Gleichstrom).

Beide Varianten haben ihre spezifischen Vor- und Nachteile.

Bei AC-gekoppelten Systemen wird die Batterie mit einem speziellen Wechselrichter direkt an das Hausnetz angeschlossen. Die PV-Anlage wird nicht verändert.

AC-gekoppelte Systeme sind flexibler und einfach in bestehende PV-Anlagen einzugliedern. Die Größe der Batterie kann frei gewählt werden, jedoch ist ein zusätzlicher Batteriewechselrichter nötig. Mehr Komponenten können durchaus mehr Installationsraum benötigen. Ein System mit mehr Komponenten hat meist auch höhere Verluste.

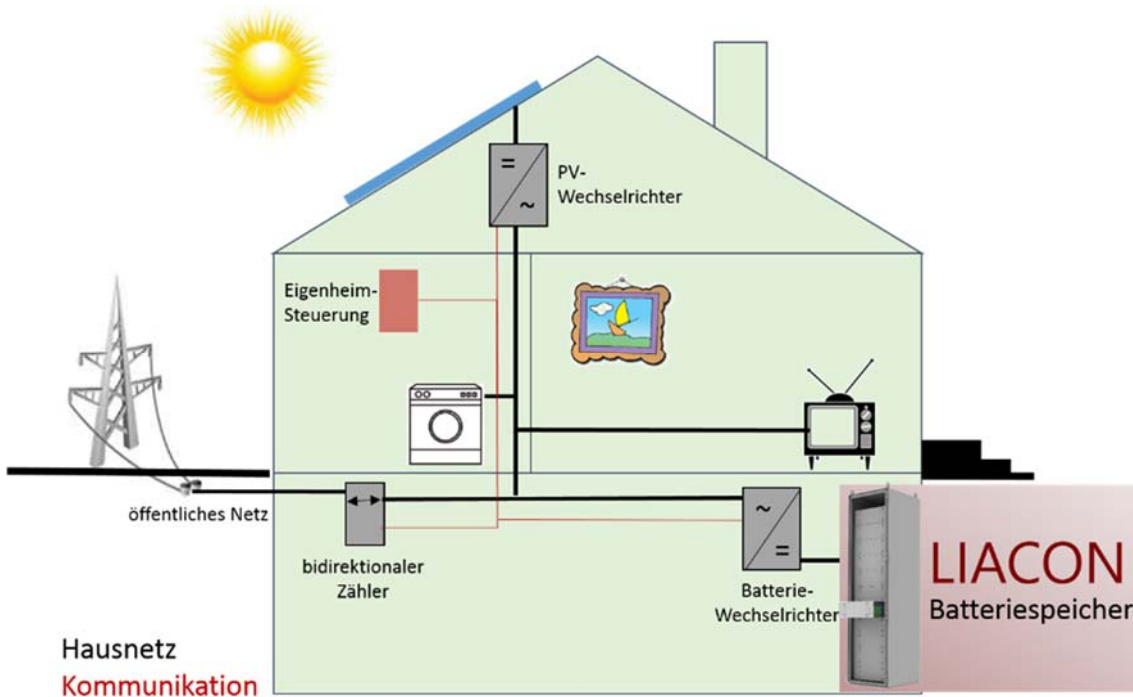


Abbildung 39: AC-Kopplung in einem Eigenheim

Ein System, bei dem ein DC/DC-Laderegler für die Batterie in einen bestehenden Wechselrichter einer PV-Anlage eingebunden wird, nennt man DC-gekoppelt.

DC-gekoppelte Systeme sind verlustärmer, da hier ein Wechselrichter weniger benötigt wird und eine reine DC-/DC-Wandlung verlustarm gestaltet wird. Ein Gerät weniger bedeutet meist weniger Platzbedarf, jedoch kann das Integrieren des Speichers in das bestehende System aufwändig werden. Die maximal sinnvolle wirtschaftliche Größe des Speichers ist durch die maximale Leistung des bestehenden Wechselrichters begrenzt. Es sei denn dieser wird durch einen anderen ersetzt, was wiederum Mehrkosten bedeutet.

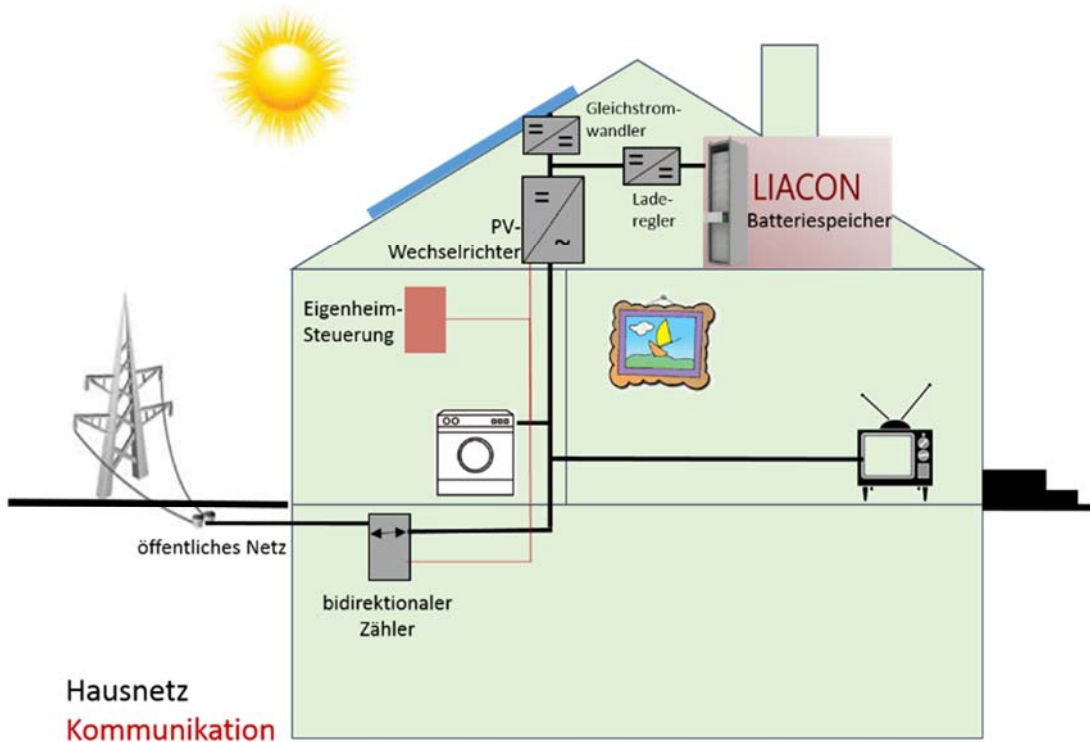


Abbildung 40: DC-Kopplung in einem Eigenheim

4.3.3 Wirtschaftlichkeit

Basierend auf den vorangegangenen Bewertungsgrößen erfolgt eine wirtschaftliche Betrachtung des Speichers.

Die mittleren Stromkosten, geschätzt auf die Lebensdauer des Systems abzüglich der zu erwartenden Erlöse, beispielsweise aus PV-Einspeisung, bilden die Basis der Wirtschaftlichkeit. Die Systemkonfiguration mit den geringsten zu erwartenden mittleren Stromkosten entspricht der kostenoptimalen Größe.

Nimmt man die übliche Nutzungsdauer und die kalendarische Lebensdauer mit in die Betrachtung auf, müssen auch die jährlichen Betriebskosten der PV-Anlage und des Speichers für Reparaturen, Wartung, Versicherungen und ähnliches betrachtet werden. Die jährlichen Betriebskosten können mit durchschnittlich 1,5 % der jeweiligen Investitionskosten angesetzt werden.

Da zum Zeitpunkt der Systemplanung die Kosten des Strombezuges aus dem Netz sowie der jährliche Strombedarf nur abgeschätzt werden können, kann die optimale Systemdimensionierung nur abgeschätzt werden.

In den kommenden Jahren ist jedoch aufgrund der Preissenkungen durch Produktionskapazitätsvergrößerungen seitens der Batteriehersteller mit einer Senkung der Preise für Speicher zu rechnen. Dadurch ließen sich mit größeren Speichern der Eigenverbrauchsanteil und der Autarkiegrad in den Haushalten mit immer geringer werdenden Mehrkosten steigern. Um diesen positiven Effekt nutzen zu können, ist bei dem heutigen Erwerb eines Speichers darauf zu achten, dass dieser mit der bestehenden Infrastruktur auch noch in einigen Jahren in seiner Kapazität vergrößert werden kann.

4.4 Peak-Shaving

Peak-Shaving wird das Reduzieren und damit Glätten von Lastspitzen genannt. Es dient grundsätzlich dazu, in Zeiten mit hoher Stromnachfrage Versorgungsengpässe zu vermeiden, sowie das Netz und die konventionellen stromerzeugenden Kraftwerke zu entlasten und insgesamt effizienter zu nutzen. Peak-Shaving kann auf mehreren Wegen erreicht werden. Entweder wird die Last einzelner Verbraucher gesenkt und/oder zeitlich verschoben zum Beispiel über den Abwurf von Lasten oder die Verbraucher decken ihren Bedarf selber durch Einschalten oder Hochfahren von zusätzlichen Erzeugungs- oder Speicheranlagen.

Abbildung 41 zeigt die Ausgangssituation beim Verbraucher, die zu einer sehr hohen Leistungsreserve am öffentlichen Stromnetz führt.

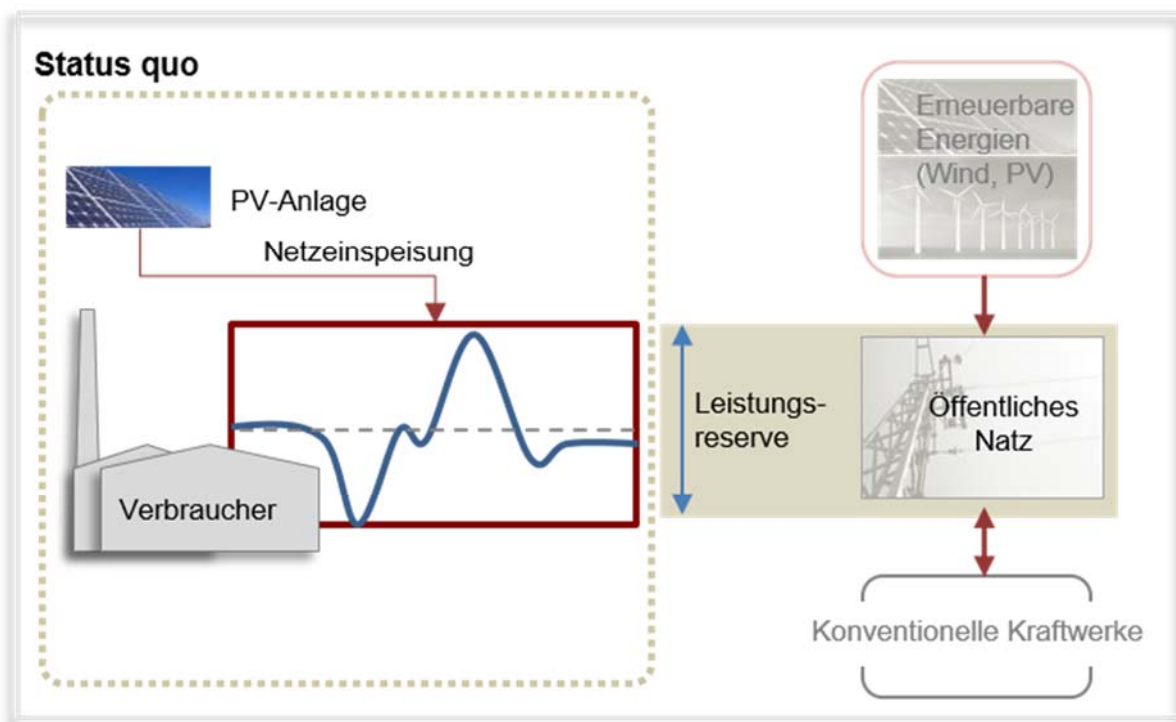


Abbildung 41: Peak-Shaving Status quo

4.4.1 Benutzungsstunden

Die Anzahl der Benutzungsstunden oder auch Vollbenutzungsstunden definiert die Kontinuität der Energieabnahme aus dem öffentlichen Stromnetz zu einem bestimmten Zeitpunkt. Der Wert ergibt sich aus dem Jahresverbrauch dividiert durch die maximal verwendete Leistung. Je höher der Wert ist, desto kontinuierlicher ist der Stromverbrauch und desto günstiger sollte der Preis pro Kilowattstunde für den Verbraucher sein.

4.4.2 Dimensionierung des Speichers

Zur Dimensionierung des Speichers muss der Lastgang des Verbrauchers analysiert werden. Hauptaugenmerk muss hierbei auf die Größe der Peaks und die Häufigkeit gelegt werden. Zudem muss betrachtet werden, dass die durch den Speicher abgefangene Kapazität danach wieder in den Speicher eingespeichert werden muss, dies darf nicht zu einem erneuten Peak führen. Das Nachladen der Batterie kann sowohl aus dem Netz als auch durch erneuerbare Quellen, wie zum Beispiel eine PV-Anlage geschehen.

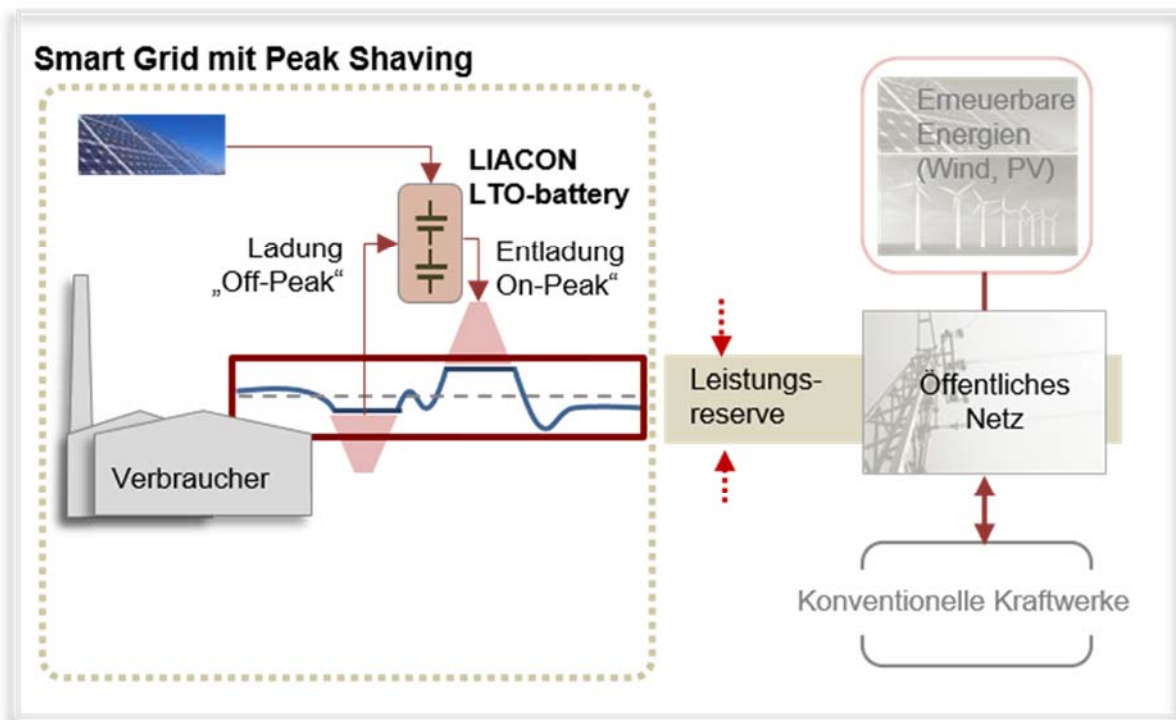


Abbildung 42: Peak-Shaving Smart Grid

Nach der Analyse des Lastganges können Modelle mit verschiedenen Speichergößen in der Wirtschaftlichkeitsberechnung betrachtet werden. Diese ergeben sich daraus, viele Peaks mit welcher Speichergöße abgefangen werden können und welcher neue Grundlastbedarf daraus entsteht.

Auch beim Peak-Shaving sollte ein Blick in die Zukunft gerichtet werden: Welche Verbraucher sind zukünftig zu erwarten und wie entwickelt sich der Bedarf in den kommenden Jahren.

4.4.3 Integration in das Stromnetz

Die Einbindung des Speichers in das Netz des Verbrauchers sollte leistungsabhängig geschehen. Je nach Leistungsklasse des Speichers bzw. des dazugehörigen Wechselrichters bietet es sich an, das System entweder in der Niederspannungsebene oder in der Mittelspannungsebene einzubinden.

Abhängig von der noch im Netz des Verbrauchers verfügbaren freien Trafoleistung muss gegebenenfalls die Infrastruktur erweitert werden.

Wichtig ist, dass der Speicher mit seinem Wechselrichter in das Lastmanagementsystem des Verbrauchernetzes eingebunden wird und so gesteuert wird. Das Lastmanagementsystem muss in der Lage sein, von dem Speicher zu jeder Zeit Leistung fordern zu können oder überschüssige Energie einspeichern zu können.

4.4.4 Wirtschaftlichkeit

Unter Berücksichtigung der möglichen Einflussfaktoren, kann die Wirtschaftlichkeit eines Speichers für Peak-Shaving-Anwendungen betrachtet werden.

Die Fragestellung muss sein: Welchen finanziellen Schaden richtet zum Beispiel ein Lastabwurf eines Verbrauchers an? Welche Konsequenzen für den Betrieb des Verbrauchers und der nachgeschalteten Anlagen hat dies?

Zudem muss betrachtet werden, ob sich durch die Nutzung des Speichers die Anzahl der Benutzungsstunden im Sinne der Einspeiseverordnung (siehe Kapitel 4.4.1, S. 53) auf mehr als 7 000 Stunden anheben lassen und somit der §19 Abs. 2 StomNEV erfüllt wird.

Der Verbraucher hat die Möglichkeit, all diese Bedingungen für seinen Anwendungsfall zu gewichten und so den für ihn optimalen Speicher zu wählen. Möglich ist eine Staffelung der Anschaffung durch erweiterbare Speicher, so kann die Peakleistung Stück für Stück gesenkt werden. Diese Herangehensweise hat den Vorteil, dass der Verbraucher auf den sinkenden Anschaffungspreis für Speicher hoffen kann. Zudem kann er flexibel auf steigende Lastmengen seines Verbrauches reagieren. Am besten lässt sich dieses Konzept mit langlebigen Lithium-Ionen-Speichern umsetzen, da der Kapazitätsverlust pro Jahr hier am geringsten ist. So sind bestehende Speicherkapazität und neu erworbene Kapazität sehr nah beieinander. Dies erleichtert die Steuerung durch die Batterie-Managementsoftware.

4.5 Zusammenfassung/Fazit

Die Dimensionierung von Batteriespeichern für unterschiedliche Anwendungen ist komplex. Diverse Bewertungsgrößen können zur optimalen Auslegung herangezogen werden. Zwingend notwendig ist in jedem Fall die Betrachtung der individuellen Lastgänge.

Die Prüfung der Wirtschaftlichkeit ist für jeden Speicher einzigartig und ist abhängig von den aktuell gegebenen Faktoren und von den zukünftig geltenden Bedingungen. Demnach ist die Betrachtung der Wirtschaftlichkeit nur eine Momentaufnahme und gilt jeweils nur für die angenommenen Bedingungen der Zukunft.

Klar zu erkennen ist, dass der wirtschaftliche Betrieb von Speichertechnologien in den kommenden Jahren wirtschaftlich gestaltet werden kann. Dies liegt unter anderem an den sinkenden Preisen für Stromspeicher und den stetig steigenden Preisen für den Strombezug.

Zur Stabilisierung der Netze ist es zudem ratsam, Speicher einzusetzen und den Aufbau von Speichern weiter zu fördern. Hierbei gibt es zwei Seiten, die profitieren, auf der einen die Verbraucher, die ihren Bedarf und/oder ihre Kosten senken und auf der anderen Seite der Netzbetreiber, der sich nicht oder nur gering um die schwankenden Lasten aus erneuerbaren Energien kümmern muss und/oder weniger Energie für Lastpeaks bereitstellen muss.

Intelligente Speichersysteme werden in der Zukunft weiter an Bedeutung gewinnen, da sie viele Möglichkeiten der Energienutzung eröffnen. Sie sind zudem flexibler einsetzbar als konventionelle Kraftwerke und können je nach Bedarf auf die nötigen Bedingungen ausgelegt werden. Für jede Kombination aus geforderten Eigenschaften gibt es einen optimalen Speichertyp oder sogar eine Kombination aus unterschiedlichen Typen. Dies erhöht die Flexibilität von Speichern, kann geschickt angewendet den Nutzen erhöhen, die Kosten senken und somit die Wirtschaftlichkeit verbessern.