

Dezentrale Photovoltaik- und Windeinspeisung: Der Einsatz von Quartierspeichern am Beispiel einer Plusenergie-gemeinde

Benjamin Matthiss¹, Ruben Rongstock^{1,4}, Andreas Siebenlist², Florian Gutekunst², Maximilian Schneider⁴, Dirk Pietruschka³

¹Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), Industriestr. 6, 70565 Stuttgart, Tel. +49 711 7870 272, benjamin.matthiss@zsw-bw.de, www.zsw-bw.de;

²IFK - Universität Stuttgart, ³Hochschule für Technik, Stuttgart;

⁴Institut für Mechatronische Systeme im Maschinenbau, TU Darmstadt,

Einleitung

Dezentrale Energiespeicher nehmen eine wichtige Rolle bei der Netzintegration regenerativer Erzeugung im Verteilnetz ein. Durch geeignete Dimensionierung und Positionierung im Netz und Betriebsstrategie können Energiespeicher zur Netzentlastung und einer effizienten Energieversorgung beitragen. Angesichts weiterer Handlungsoptionen zur Netzentlastung wie Abregelung, Netzausbau,... stellt sich jedoch die Frage, welche Rolle Energiespeicher nun tatsächlich übernehmen sollten und wie diese sinnvoll auszulegen sind. Dieses Paper behandelt daher die Dimensionierung von Quartierspeichern am Beispiel des Mittelspannungs-Verteilnetzes im Projektgebiet „Wüstenrot“ des Forschungsvorhaben envisage [1]. Dabei werden die Zielgrößen Wirtschaftlichkeit, CO₂-Bilanz und Autarkie betrachtet. Zudem fließen neben den bereits erwähnten Handlungsoptionen Speicherung, Abregelung und Netzausbau verschiedene Randbedingungen wie die Netzstruktur, der Ausbaugrad der erneuerbaren Energieerzeugung und die Betriebsstrategie in die Auslegung der Quartierspeicher mit ein.

Anhand eines auf Leistungsflüssen basierenden Netzmodells und Jahreszeitreihen für Erzeugung und Verbrauch werden die Netzbelastungszustände für zwei Jahre ermittelt. Somit kann durch Simulation verschiedener Szenarien die Auswirkung unterschiedlicher Inputgrößen und Handlungsoptionen auf die Speicherdimensionierung und die Zielgrößen ermittelt werden. Die Quantifizierung des Zielerreichungsgrades erfolgt dabei über ein Bewertungsmodell, welches auf einer Kosten- und Emissionsbilanz beruht. Schließlich kann durch die Analyse der Simulationsszenarien für unterschiedliche Entscheidungspräferenzen die Speicherdimensionierung optimiert werden.

Datengrundlage

Die knotenspezifischen Jahreszeitreihen für die Photovoltaikerzeugung basieren auf Satellitendaten [2] und einem 3D-Planungsmodell zum Photovoltaikpotenzial der Region Wüstenrot. Diese liegen für die Jahre 2013 und 2014 mit einer Auflösung von 15 Minuten vor. Die entsprechenden Daten für die Windenergieeinspeisung mit einer Auflösung von einer Stunde hingegen stammen aus einem Windanlagenmodell mit Eingangsdaten aus Wettermodell-Reanalysen [3]. Dabei wird für die Region von zwei Schwachwindenergieanlagen mit einer Nennleistung von jeweils 3 MW ausgegangen. Die Verbrauchswerte schließlich beruhen auf Standardlastprofilen für verschiedene Verbrauchergruppen und sind entsprechend des vorliegenden Anteils der einzelnen Verbrauchergruppen in der Region gewichtet. Diese sind ebenfalls im Viertelstundentakt gegeben.

Die Leistungsgrenzen der Leitungen hingegen stammen aus einem separaten 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 Belastungsüberschreitungen kommen kann.

Simulationsmodell

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

Für das Speichermodell wurde 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 Standbyverluste $\rho_E(\Delta t)$ wie folgt beschreiben [4]:

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

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

Dabei wurde 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 Standbyverlusten von 2% pro Monat verwendet.

Das Knoten-Netzmodell bildet das regionale Verteilnetz auf Mittelspannungsebene mit den Einspeiseknoten und den Leitungsverbindungen sowie dem Anschlusspunkt zur nächst höheren Spannungsebene ab. Dabei handelt es sich um ein Strahlennetz, das durch eine Baumstruktur modelliert ist. Der implementierte Algorithmus läuft diesen Baum dann von den Astenden 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 1 in der nachfolgenden Gleichung beschrieben.

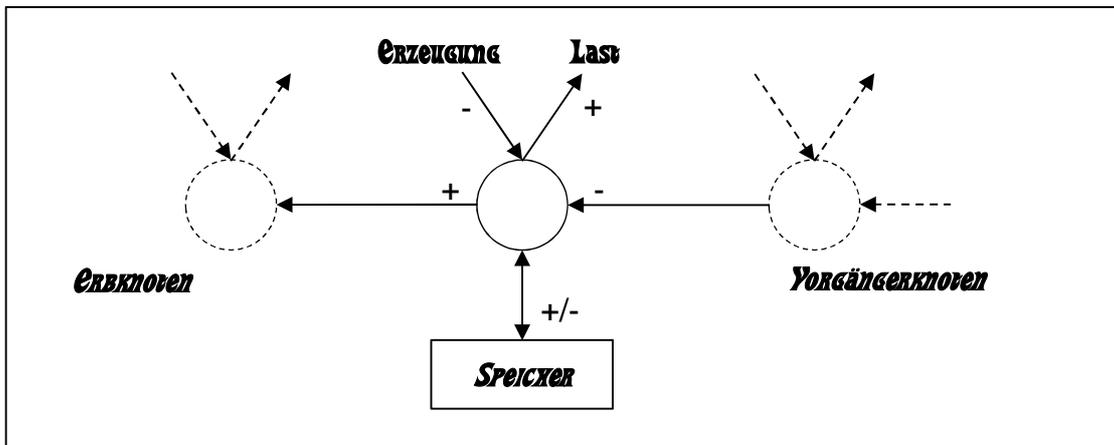


Abbildung 1: Berechnung der Leistungsflüsse am Netzknoten

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

Betriebsstrategien

Im Rahmen des Knoten-Netzmodells wurden zwei Betriebsstrategien mit unterschiedlichem Fokus implementiert:

- **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 Ener-giereserve 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.

Bewertungsmodell

Die verschiedenen Ergebnisse der Simulationsszenarien werden anhand der drei Zielgrößen Wirtschaftlichkeit, CO₂-Bilanz und Autarkie 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 zu dem Ausgangsszenario ohne erneuerbare Energien und ohne Speicher angegeben.

Abbildung 2 zeigt den Bilanzkreis um die Modellregion für die Kosten- und die Emis-sionsbilanz mit den verschiedenen Einflussgrößen. Dabei deuten die grünen und roten Pfeile den positiven bzw. negativen Beitrag zu den Bilanzen an.

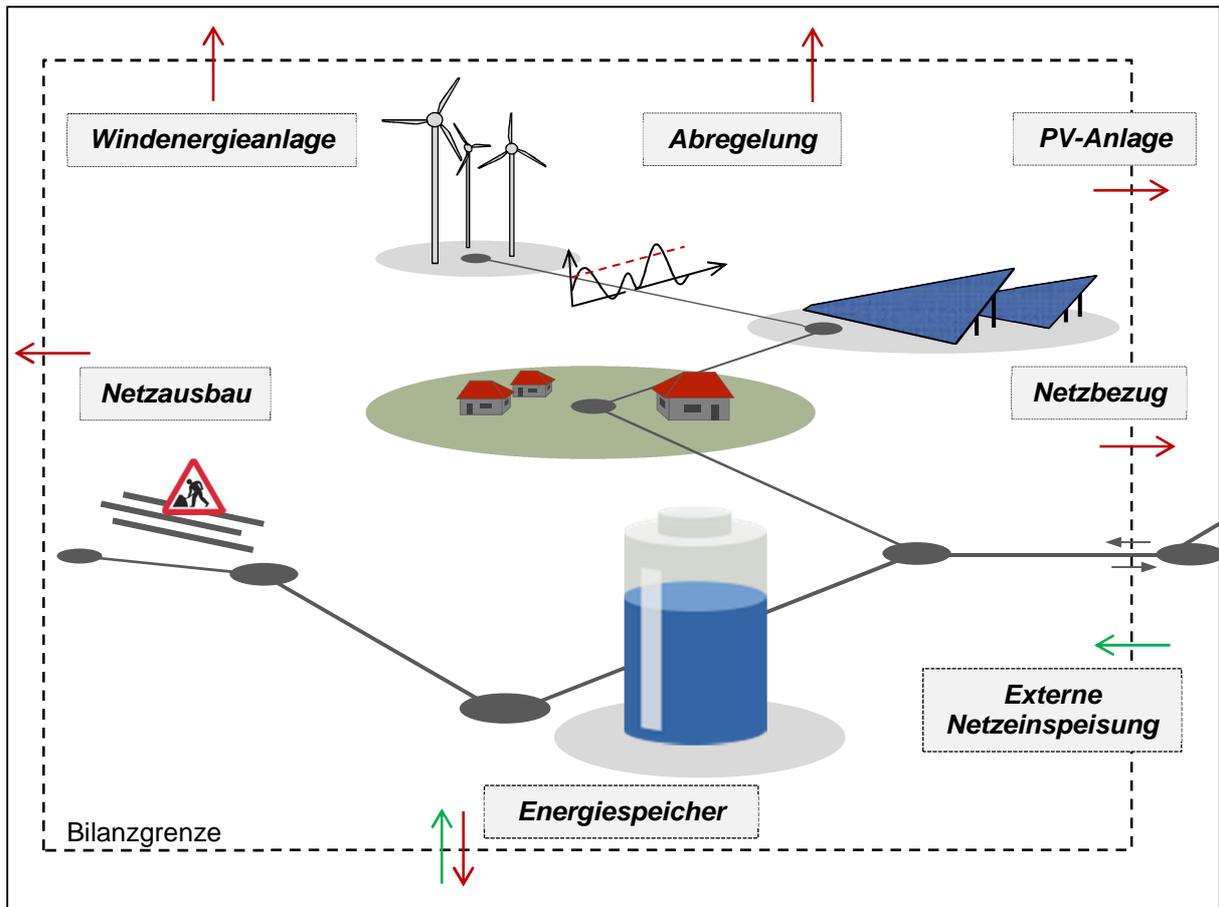


Abbildung 2: Bilanzkreis der Modellregion mit den betrachteten Bilanzgrößen für Kosten- und CO₂-Bilanz: rote Pfeile symbolisieren Kosten bzw. CO₂-Emissionen und grüne Pfeile Erlöse bzw. Substitution von Emissionen

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 Erlösverringerungen 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 1 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 [12] [13] und hängt von der Kapazität und der Leistung des Energiespeichers ab. Bei den Netzausbaukosten handelt es sich um ein regional spezifisches Ausbauszenario, bei dem gezielt Engpassstellen erweitert werden.

Für die CO₂-Emissionen ist die Bilanz ähnlich gestaltet. Hier werden Emissionen für den Photovoltaikstrom, den Windstrom, den extern bezogenen Strom, die Energie-

speicherung und den Netzausbau berücksichtigt. Die Emissionen für den extern bezogenen Strom werden mit den durchschnittlichen Emissionswerten des deutschen Strommixes bewertet. Dem gegenüber steht der Substitutionseffekt, bei dem durch die Einspeisung regenerativ erzeugten Stromes konventionell erzeugter Strom verdrängt wird. Die abgeregelte Energie wird indirekt über geringere Werte für die Einspeisung in der CO₂-Bilanz berücksichtigt. Die gesammelten Emissionswerte sind ebenfalls in Tabelle 1: Bilanzgrößen für Kosten- und CO₂-Bilanzaufgeführt.

Größen der Kosten-Bilanz:		
Stromgestehungskosten (Wind)	7 ct/kWh	[5] [6]
Stromgestehungskosten (PV)	12 ct/kWh	[5] [7]
Kosten externer Strombezug	26,8 ct/kWh	[8] [9] [10]
Einspeisevergütung (Wind)	8,49 ct/kWh	[11]
Einspeisevergütung (PV)	12,32 ct/kWh	[11]
Speicherkosten	19 - 40 ct/kWh	[12] [13]
Netzausbau	40.000 €/a	[14]
Größen der CO₂-Bilanz:		
Strom aus Photovoltaikanlagen	55,19 g/kWh	[15] [16] [17]
Strom aus Windkraft	8,76 g/kWh	[18]
Deutscher Strommix	584 g/kWh	[19]
Substitutionseffekt (Wind)	782,39 g/kWh	[15] [20] [21]
Substitutionseffekt (PV)	759,71 g/kWh	[15] [20] [21]
Speicher	35 g/kWh	[22]
Netzausbau	3,55 t/a	[23] [24]

Tabelle 1: Bilanzgrößen für Kosten- und CO₂-Bilanz

Simulationsszenarien

Die betrachteten Simulationsszenarien sind in der folgenden Tabelle dargestellt. Dabei wurden neben der Speicherkapazität, -leistung und -anzahl, auch der Ausbaugrad der erneuerbaren Energien und die Betriebsstrategie variiert und die drei Handlungsoptionen Energiespeicherung, Abregelung und Netzausbau untersucht.

Variable Größe	Ausprägung
Speicherkapazität	<i>0,001-1000 MWh, kein Speicher</i>
Speicherleistung	<i>0,1-7 MWh, kein Speicher</i>
Anzahl der Speicher	<i>1, 3, 5</i>
Ausbaugrad der erneuerbaren Energien	<i>100%, 80%, 0%</i>
Fokus der Betriebsstrategie	<i>Netzentlastung/Peak Shaving, Autarkie</i>
Kostensensitivität	<i>+/-30%</i>
Netzausbau	<i>Basisszenario, Erweiterung der Engpässe</i>
Abregelung	<i>Indirekt: keine bis vollständige Abregelung</i>
Speicherung	<i>Indirekt: keine bis umfassende Speicherung</i>

Tabelle 2: Simulationsszenarien

Ergebnisse

Die Analyse der Netzstruktur und der Speicheranzahl zeigte, dass für das vorliegende Verteilnetz nur eine spezielle Engpassstelle für die Betrachtung der Netzbelastung relevant ist und dass deshalb die Verwendung nur eines Speichers möglich ist. Da sich die Summe der erforderlichen Speicherleistung und -kapazität für mehrere Speicher unwesentlich verändert, ist der Fall mit nur einem Speicher auch aus wirtschaftlicher und kommunikationstechnischer Perspektive sinnvoller und wurde deshalb anschließend weiter verfolgt.

Darüber hinaus konnte festgestellt werden, dass für die Szenarien mit einem höheren Ausbau der erneuerbaren Energien hinsichtlich aller drei Zielgrößen bessere Ergebnisse erzielt werden konnten.

Bei einem Betrieb mit reinen Fokus auf Netzentlastung und Peak Shaving zeigte sich allerdings, dass die jährliche Anzahl der Kapazitätsüberschreitungen für die betrachtete Region deutlich unterhalb der möglichen Zyklenzahlen der Li-Ion-Batterie liegt und deshalb maximal ein Nutzungsgrad von 40 Prozent möglich ist. Für einen wirtschaftlichen und emissionsarmen Speicherbetrieb wären daher zusätzliche Sekundärdienstleistungen notwendig, um den Nutzungsgrad der Speicher zu erhöhen. Die zu speichernde oder abzuregelnde Energie beträgt dabei im Falle eines vollständigen Ausbaus der erneuerbaren Energien nur 1,4 Prozent der gesamten erzeugten Energiemenge. Außerdem zeigt sich, dass auch bei einer pauschalen Abregelung der Photovoltaikanlagen auf 70 Prozent nur 0,4 Prozent der durch diese Anlagen erzeugten Energie ungenutzt bleibt. Demnach ist für das wirtschaftliche Optimum die Abregelung als Handlungsoption zu favorisieren und für optimale Emissionswerte der

Netzausbau. Die Ergebnisse unterscheiden sich jedoch für diese beiden Optionen nur marginal.

Bei der zweiten Betriebsvariante lag der Fokus auf der Maximierung des Autarkiegrades. Hier steigt die benötigte Speicherkapazität jedoch mit zunehmendem Autarkiegrad exponentiell an und entsprechend nehmen auch die erzielbaren Kosten- und Emissionseinsparungen mit ansteigendem Autarkiegrad ab.

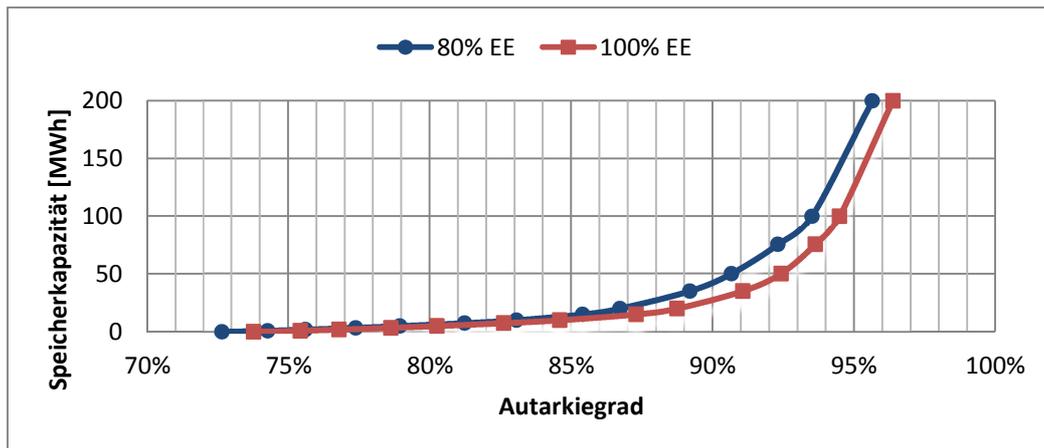


Abbildung 3: Benötigte Speicherkapazität in Abhängigkeit von Autarkiegrad und dem Ausbau der erneuerbaren Energien

Allerdings liegt bei maximalem Ausbau der erneuerbaren Energien der Autarkiegrad ohne Speicher bereits bei 73,8 Prozent. Ausgehend von diesem Wert kann anfänglich bei vergleichsweise geringen wirtschaftlichen Einbußen eine Verbesserung dieses Wertes erzielt werden, da die Kostenkurve hier noch relativ flach verläuft. Ab einem gewissen Grad ist eine weitere Erhöhung jedoch aufgrund der stark steigenden Kosten nicht mehr sinnvoll.

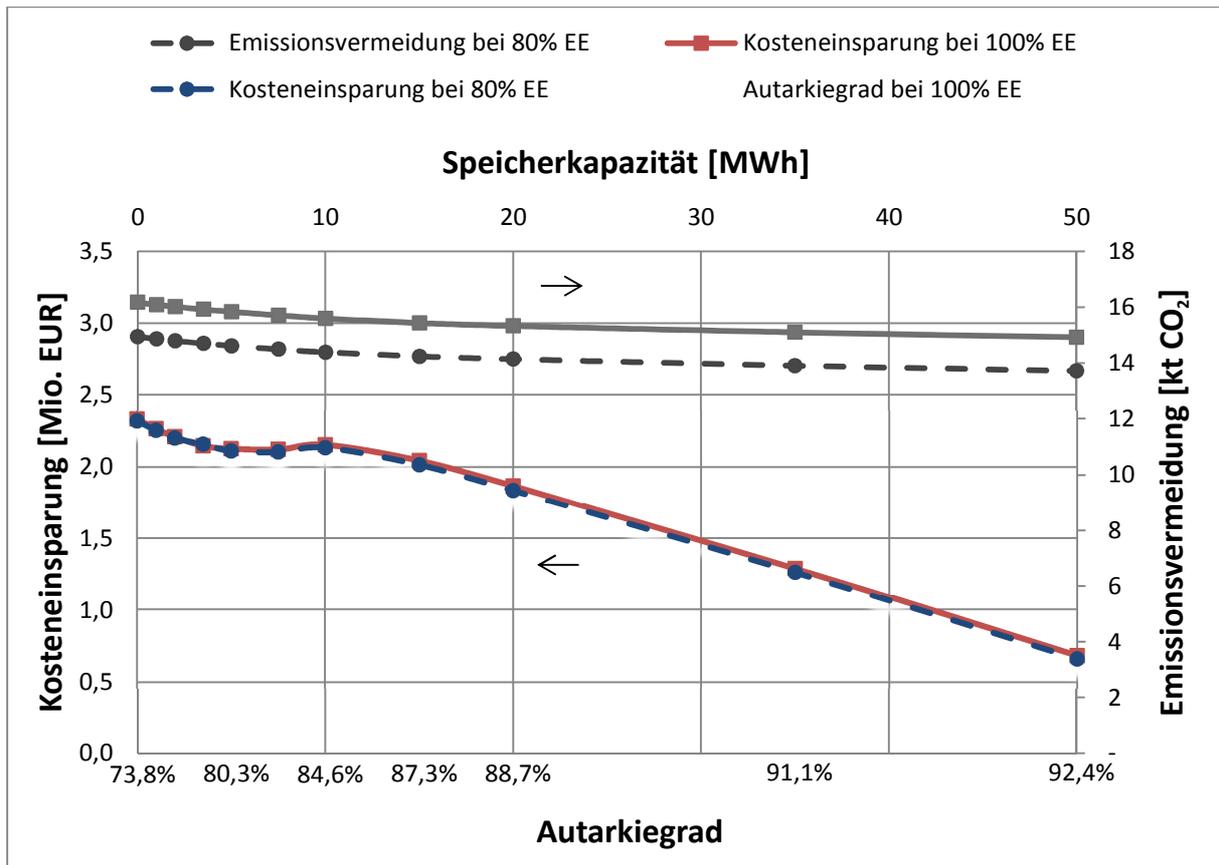


Abbildung 4: Kosteneinsparung, Emissionsvermeidung und Autarkiegrad für verschiedene Speichergößen

Abbildung 5 zeigt den Grad der Zielerreichung der drei Zielgrößen Wirtschaftlichkeit, CO₂-Bilanz und Autarkie für verschiedene Speichergößen. Es wird außerdem die Zielbeziehung der drei Größen zueinander veranschaulicht. Während Wirtschaftlichkeit und CO₂-Bilanz komplementär zueinander sind, verhält sich die Autarkie konkurrierend. Daher müssen bessere Werte für den Autarkiegrad mit höheren Kosten und Emissionen bezahlt werden.

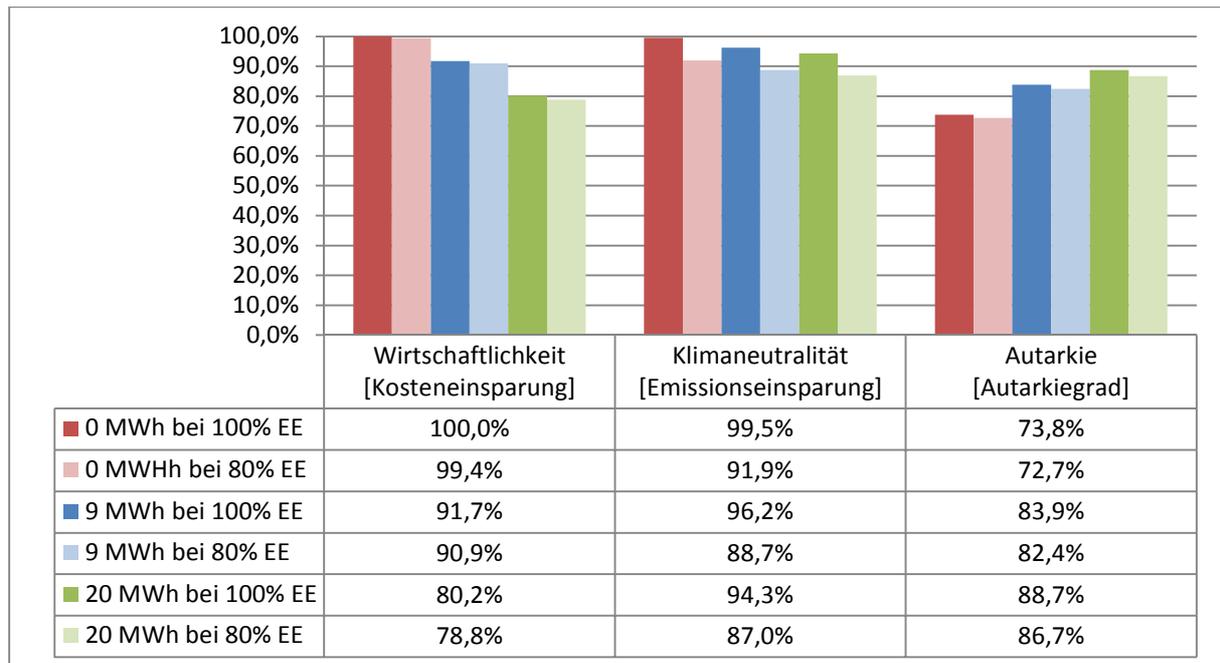


Abbildung 5: Vergleich des Zielerreichungsgrades für unterschiedliche Speicherauslegungen

Zusammenfassung

Ein wichtiger Beitrag zur Netzentlastung und somit zur Netzintegration erneuerbarer Energien kann durch Energiespeicher geleistet werden. Angesichts alternativer Handlungsoptionen stellt sich jedoch die Frage, welche Rolle Energiespeicher in diesem Kontext tatsächlich übernehmen sollten. In diesem Zusammenhang wird hier am Beispiel einer Plusenergiegemeinde ein Lösungsansatz zur Auslegung und Optimierung von Quartierspeichern unter Beachtung der Zielgrößen Wirtschaftlichkeit, CO₂-Bilanz und Autarkie sowie unter Variation verschiedener Randbedingungen, Abregelungs- und Netzausbaugrade erarbeitet. Zu diesem Zweck wird ein flexibles Simulationsmodell implementiert, das die Leistungsflüsse für die einzelnen Netzknoten und Speicher auf Mittelspannungsebene berechnet und maximale Kapazitätsgrenzen berücksichtigt. Dabei werden die beiden Betriebsstrategien mit dem Fokus Peak Shaving und Autarkiegraderhöhung implementiert. Die Erfassung von Erzeugung und Verbrauch erfolgt mit Hilfe von Standardlastprofilen und Jahreszeitreihen, die aus Wetterdaten abgeleitet worden sind. Ein Bewertungsmodell auf Basis von Kosten- und CO₂-Bilanzen ermöglicht die Quantifizierung des Zielerreichungsgrades. Auf diese Weise kann auf Basis der Simulation und Analyse verschiedener Szenarien ein Lösungsfeld erarbeitet werden, das die Ableitung von Wirkungszusammenhängen und die Optimierung der Speicherauslegung ermöglicht. Für das vorliegende Beispielnetz wird festgestellt, dass Peak Shaving als alleinige Dienstleistung nicht wirtschaftlich ist, dass mit höheren Ausbaugraden der erneuerbaren Energien die

Autarkie steigt, Emission sinken, aber Kosten ungefähr gleich bleiben und dass sich für die Beispielregion bei vertretbarem wirtschaftlichen Aufwand Autarkiegrade von bis zu 89 Prozent erreichen lassen.

Literatur

- [1] envisage, „Wüstenrot auf dem Weg zur Plusenergiegemeinde“. 2015.
- [2] „MACC-RAD - www.soda-pro.com“. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.soda-pro.com/de/web-services/radiation/macc-rad>. [Zugegriffen: 14-Jan-2016].
- [3] „GMAO MERRA: Modern Era Retrospective-Analysis for Research and Applications“. [Online]. Verfügbar unter: <http://gmao.gsfc.nasa.gov/research/merra/index.php>. [Zugegriffen: 14-Jan-2016].
- [4] M. Moradzadeh, J. Van de Vyver, und L. Vandeveld, „Optimal Energy Storage Sizing based on Wind Curtailment Reduction“, gehalten auf der 3rd International Conference on Renewable Energy Research and Applications, Milwaukee, 2014.
- [5] C. Kunz und U. Nestle, „Studienvergleich: Stromgestehungskosten verschiedener Erzeugungstechnologien“, Agentur für Erneuerbare Energien, Forschungsradar Energiewende - Metaanalyse, Sep. 2014.
- [6] Leipziger Institut für Energie GmbH, „Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG - Vorhaben Ite Stromerzeugung aus Windenergie - Wissenschaftlicher Bericht“, Hamburg, Juli 2014.
- [7] C. Kost und J. Mayer, „Stromgestehungskosten erneuerbare Energien“, Fraunhofer - Institut für Solare Energiesysteme, Nov. 2013.
- [8] BDEW, „Strompreisanalyse 2015“, BDEW - Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e.V., Berlin, März 2015.
- [9] BDEW, „Energie Info - Industriestrompreise - Ausnahmeregelungen bei Energiepreisbestandteilen“, BDEW - Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e.V., Berlin, Juli 2015.
- [10] KAV, *Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas*. 1992.
- [11] *Erneuerbare Energien Gesetz 2014*. 2014.
- [12] CARMEN, Kilburg, Limberger, Mairinger, Materne, Müller, und Sigel, „Marktübersicht Energiespeicher“, C.A.R.M.E.N. - Centrales Agrar-Rohstoff-Marketing- und Energie-Netzwerk, Straubing, Juni 2015.
- [13] A. A. Akhil, G. Huff, A. B. Currier, und B. C. Kaun, „DOE/EPRI 2013 Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA“, Sandia National Laboratories, Albuquerque, Juli 2013.
- [14] CONSENTEC, IAEW, und FGH, „Auswirkungen des Windkraftausbaus in Österreich“, Constulting für Energiewirtschaft- und technik GmbH, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft RWTH Aachen, Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V., Aachen, Aug. 2003.
- [15] IINAS, *GEMIS 4.8 - Globales Emissions-Modell integrierter Systeme*. IINAS - Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien, 2013.
- [16] Öko-Institut, „LCA-EE - Aktualisierung von Ökobilanzdaten für Erneuerbare Energien im Bereich Treibhausgase und Luftschadstoffe“, Öko-Institut, Berlin, Darmstadt, Okt. 2013.
- [17] SmartGreenScans, „Life Cycle Assessment of Photovoltaic Systems.“, Groet, 2012.
- [18] Fraunhofer IWES, „Aktualisierung von Ökobilanzdaten für erneuerbare Energien im Bereich Treibhausgase und Luftschadstoffe - Abschnitt Windenergie“, Fraunhofer IWES, Kassel, 2012.

- [19] P. Icha, „Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid - Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2014“, Umwelt Bundesamt, Dessau-Rosslau, Apr. 2015.
- [20] P. Gniffke, „Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2014 - Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990“, Umwelt Bundesamt, Dessau-Rosslau, Juli 2014.
- [21] Fraunhofer ISI, „CO₂-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Jahr 2010 und 2011SI. (2013). CO₂ - Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Jahr 2010 und 2011. Karlsruhe: FraunhoferISI.“, Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Karlsruhe, Mai 2013.
- [22] H. Helms, J. Jöhrens, J. Hanusch, U. Höpfner, U. Lambrecht, und M. Pehnt, „Umweltbilanzen Elektromobilität Wissenschaftlicher Grundlagenbericht“, ifeu - Institut für Energie - und Umweltforschung Heidelberg GmbH, Heidelberg, Oktober 2011.
- [23] Umweltbundesamt, „Treibhausgas-Emissionen durch Infrastruktur und Fahrzeuge des Straßen-, Schienen- und Luftverkehrs sowie der Binnenschifffahrt in Deutschland“, Umwelt Bundesamt, Öko Institut e.V., Dessau-Rosslau, 96 /201 3, Mai 2013.
- [24] Meinhart, „Preisliste und technischer Katalog“, Meinhart Kabel Österreich GmbH, St. Florian, 2009.