

Ökonomische Analyse diverser open-loop Betriebsstrategien eines virtuellen Kraftwerks

Economic analysis of several open-loop operational virtual power plant strategies

Marco Wagler, TUM Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze, München, Deutschland, marco.wagler@tum.de
Rolf Witzmann, TUM Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze, München, Deutschland, rolf.witzmann@tum.de

Kurzfassung

Der Zusammenschluss von mehreren dezentralen Erzeugern zu einem virtuellen Kraftwerk (VKW) ermöglicht die Teilnahme an einem breiten Spektrum von Marktaktivitäten. In diesem Paper werden diverse open-loop Betriebsstrategien mit jeweils unterschiedlichen Zielsetzungen vorgestellt und die Auswertungen der Marktsimulationen präsentiert. Die Zusammensetzung der Einnahmen und Ausgaben für den VKW-Betreiber wird dabei konkret untersucht. Die grundsätzlichen Einflussmöglichkeiten von VKW-Betriebsstrategien auf die Netzentgelte und somit auf die finanzielle Situation des Netzbetreibers stellen den abschließenden Teil der Untersuchung dar. Der Begriff open-loop beschreibt den Wegfall einer Rückführung von Netzzuständen in die Regelung des VKW-Leistungsflusses.

Abstract

As an aggregation of multiple distributed energy resources, virtual power plants are able to participate in a broad range of market activities. In this paper, several open-loop operational strategies and their market simulation results are introduced. Furthermore, a detailed component analysis of the respective revenues and expenses is presented. Finally, the impacts of the presented operational strategies on the electricity grid charges and therefore on the financial situation of the system operator are determined. The term open-loop expresses the fact that a feedback of grid states into the strategy control system is not applied.

1 Einleitung

Das betrachtete VKW ist Bestandteil des Projekts In2VPP, welches vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) unter dem Kennzeichen 0325607 gefördert wird. Ziel dieses Projektes ist es, den Widerspruch zwischen technischen Anforderungen des Netzes einerseits und wirtschaftlichen Interessen andererseits auszuräumen. Das hier untersuchte VKW besteht aus 16 Photovoltaik (PV) Hausdachanlagen in Kombination mit jeweils einem handelsüblichen Lithium Ionen Batteriespeicher und einem Blockheizkraftwerk (BHKW) mit einer elektrischen Leistung von 100kW. Das Verhältnis zwischen Speicherkapazität und PV Leistung beträgt 0,5. Das betrachtete BHKW wird stromgeführt betrieben. Haushaltslasten werden bei den meisten Strategien in das VKW integriert und aus Vergleichbarkeitsgründen bei allen ökonomischen Auswertungen berücksichtigt.

Alle VKW Teilnehmer agieren in einem zusammenhängenden Niederspannungsnetz mit Dorfcharakter. Insgesamt ist im Feldtestgebiet eine PV Leistung von 720kW installiert, wobei ein Drittel davon vom VKW gesteuert wird. Darüber hinaus werden 300 Haushaltslasten ohne PV Anlage, 35 Gewerbebetriebe, Landwirtschaften und einige Anlagen zur Raumwärmegewinnung aus dem zu untersuchenden 0,4kV Netz gespeist.

2 Betriebsstrategien

Insgesamt werden fünf Betriebsstrategien verschiedenen Schwerpunktes miteinander verglichen. Eine detaillierte Beschreibung der Algorithmen ist in [1] zu finden. Grundsätzlich dienen PV- und Lastprognosen als Eingangsparameter für die jeweilige Betriebsstrategie. Auf Basis der tatsächlichen Einstrahlungswerte und Lastverläufe resümieren abhängig von der Betriebsstrategie unterschiedliche Leistungsflüsse.

2.1 S1 - Entkoppeltes VKW

Bei dieser Strategie agiert jeder einzelne Teilnehmer am VKW unabhängig voneinander. Mithilfe der Einspeiseprognose wird am Day-Ahead Markt (DAM) ein Angebot platziert, wobei das BHKW mit seiner vollen elektrischen Leistung gehandelt wird und diese auch liefert. Unabhängig von der Prognose wird die tatsächliche PV Leistung ins Niederspannungsnetz eingespeist, was unweigerlich zu einer Verletzung des beabsichtigten Fahrplans führt. Batterien werden bei dieser Strategie nicht betrachtet. Darüber hinaus werden Haushaltslasten nicht in das VKW integriert. Diese simple Strategie dient als Vergleich zu allen weiteren Betriebsstrategien und entspricht, bezüglich des sich einstellenden Leistungsflusses über den Hausanschluss, der heute gängigen Variante der Volleinspeisung.

2.2 S2 - Eigenverbrauch

Ziel dieser Strategie ist eine Maximierung des Eigenverbrauchs. Haushaltslasten werden für diese Strategie als Teil des VKWs betrachtet. Die Summe aller auf Eigenverbrauch optimierter Hausanschlussprognosen, zusammen mit der vollen Leistung des BHKW, wird am DAM gehandelt. Im Betrieb versuchen die Speicher ohne Berücksichtigung des prognostizierten Verlaufs den lokalen Eigenverbrauch zu decken. Ein Beispiel hierfür ist in Abbildung 1 gegeben. Konträr zu S1 versucht das BHKW im Falle einer Übererfüllung des Fahrplans durch Reduktion der aktuellen Einspeiseleistung den Prognosefehler zu minimieren.

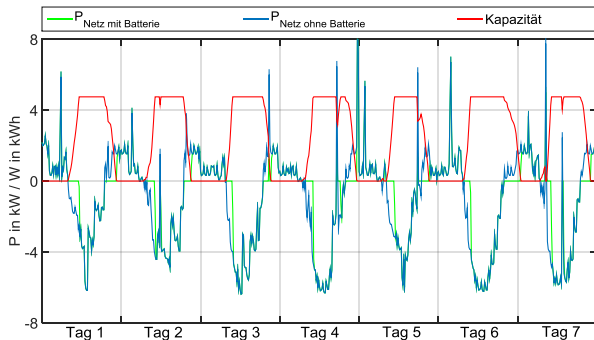


Bild 1 Lastfluss (im Verbraucherzählpeilsystem) und Speicherkapazität eines repräsentativen Hausanschlusses in einer Sommerwoche

2.3 S3 - Prognoseoptimierung

Bei Strategie S3 wird ein identischer Fahrplan zu S2 am DAM gehandelt. Im Vergleich zu S2 versuchen die Batteriesysteme allerdings ihre lokale Prognose einzuhalten. Das BHKW wird im Falle einer Übererfüllung des VKW Fahrplans ebenfalls gedrosselt.

2.4 S4 - Einspeisedämpfung [2]

Strategie S4 verfolgt die Intention einer hohen Eigenverbrauchsquote bei gleichzeitiger Entlastung des Netzes. Hierzu wird eine auf das definierte Ziel spezifizierte Prognose am DAM gehandelt. Im Betriebsfall agiert der Speicher losgelöst von der eigentlichen Prognose. Ein wesentlicher Unterschied zu S2 und S3 besteht darin, dass der Speicher seine maximale Kapazität erst in den Abendstunden erreicht, wohingegen bei S2 bzw. S3 bereits vormittags der maximale SOC Wert erreicht wird. Durch das ständige Laden der Batterie während der Mittagsstunden kann die Einspeiseleistung abgedämpft werden. Abregelung ist kein primäres Ziel dieser Strategie. Das BHKW gleicht erneut Fahrplanabweichungen aus.

2.5 S5 - Primärregelleistung (PRL)

Im Gegensatz zu allen vorherigen Strategien beteiligen sich die Speicher in S5 ausschließlich am Primärregelleistungsmarkt und ignorieren den Lastbezug des Haushaltes. Ein kleiner Teil des BHKWs unterstützt den Speicherpool mit dem Ziel, die Angebotsgröße zu maximieren. PV und eine verminderte Bandedspeisung des BHKWs wird am DAM gehandelt. Im Falle eines Überschusses an PV

kommt es zu einer Drosselung des BHKWs. Um die Bestimmungen zur Nachweispflicht für Primärregelung erfüllen zu können [3], muss das BHKW in zwei separate Einheiten geteilt werden. Haushaltslasten sind nicht Bestandteil des VKW.

Es soll erwähnt werden, dass diverse Mindestangebotsgrößen [4,5] sowohl am DAM für Stundenblöcke (0,1MW), als auch am Primärregelleistungsmarkt ($\pm 1\text{MW}$) unterschritten wurden. Aufgrund der Skalierbarkeit bleibt die Aussagekraft der Ergebnisse jedoch bestehen.

3 Ökonomische Auswertung

Alle Betriebsstrategien wurden mit Hilfe realer Marktdaten des Jahres 2012 simuliert. Dabei wurde auf die Preisreihen der Einzelstundenkontrakte am DAM, die mittleren gewichteten Leistungspreise am PRL Markt und die regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreise (reBAP) zurückgegriffen. Das VKW wird bei allen Simulationen als eigenständiger Bilanzkreis betrachtet. Ziel dieser Untersuchung ist nicht die konkrete Empfehlung einer ökonomisch maximierten Strategie unter aktuellen Rahmenbedingungen, welche sehr stark durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) geprägt sind. Vielmehr soll die Zusammensetzung der Geldflüsse unter leicht abgeänderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen (frei von jeglicher Art der Förderung) untersucht werden, die bei weiterer Zunahme der dezentralen Einspeisung als möglich erachtet werden. Bild 2 zeigt dabei die für eine entsprechende Abrechnung relevante Zählerinstallation am Hausanschluss, sowie am BHKW. Tabelle 1 präsentiert die für einen bestimmten Geldfluss (siehe 3.1) relevanten Zähler.

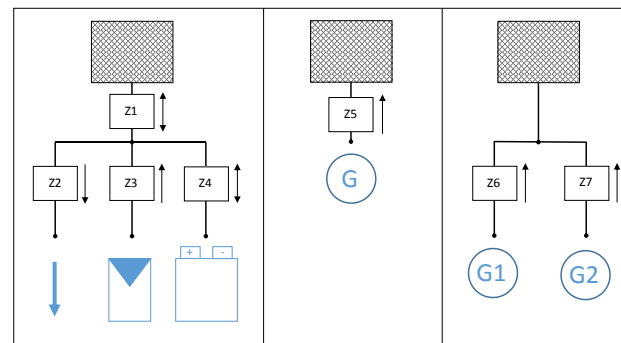


Bild 2 Zählerinstallationen am Haushalt (links) und am BHKW (mitte und rechts)

	S1	S2	S3	S4	S5
A	Z3,Z5	Z1,Z5	Z1,Z5	Z1,Z5	Z3,Z4,Z6,Z7
B	-	-	-	-	Z4,Z7
C	Z3,Z5	Z1,Z5	Z1,Z5	Z1,Z5	Z3,Z4,Z6,Z7
D	Z1, Z5	Z1,Z5	Z1,Z5	Z1,Z5	Z1,Z6,Z7
E	Z1,Z2	Z1	Z1	Z1	Z1,Z2

Tabelle 1 Abrechnungsrelevante Zählernummer für die entsprechende Geldflusskomponente

3.1 Zusammensetzung der Geldflüsse

3.1.1 Einnahmen am Day-Ahead Markt (A)

Grundsätzlich richten sich die Erlöse am DAM nach der gehandelten Energie. Abweichend von derzeit geltenden Bestimmungen, bei denen eine Untererfüllung des Fahrplans trotzdem mit der vollen gehandelten Energie vergütet wird, bestimmen sich die Jahreserlöse in dieser Arbeit nach Formel 1. Die Abkürzung $E(t)$ entspricht der stündlich eingespeisten Energie, $P(t)$ stellt die stündliche Prognose dar und $CMP(t)$ repräsentiert dem sich aus Angebots- und Nachfragekurve ergebenden Market Clearing Price.

$$A = \sum_{t=1}^{8760} CMP(t) \cdot \min(E(t), P(t)) \quad (1)$$

Strategie S5 stellt bezüglich der BHKW Einspeisung eine Besonderheit dar, da hier der Day-Ahead Einspeisung PRL überlagert ist, welche mit null prognostiziert wird. Diese beiden Energieflüsse sind im Zähler Z7 im Nachhinein nicht trennbar. Das Zusammenspiel aus einem Abrechnungsintervall von einer Stunde und den volatilen Verlauf der für die PRL maßgebenden Frequenz führt jedoch, wie in Abbildung 3 ersichtlich, zu einer Normalverteilung mit verschwindenden Mittelwert der zu erbringenden PRL. Dieses Herausmitteln der durch die PRL bedingten möglichen zusätzlichen Einnahmen und Ausgaben rechtfertigt die Verwendung des Energieflusses über Z7 zur Ermittlung der Day-Ahead Vergütung (korrekterweise müsste hierbei auch noch das zeitgleiche Vorzeichen des Prognosefehler beachtet werden). Aus Gründen der Einheitlichkeit werden die Batteriesysteme in S5 ebenfalls zum Bilanzkreis gerechnet. Dieser Umstand führt dazu, dass zur Abrechnung auch Z4 herangezogen wird.

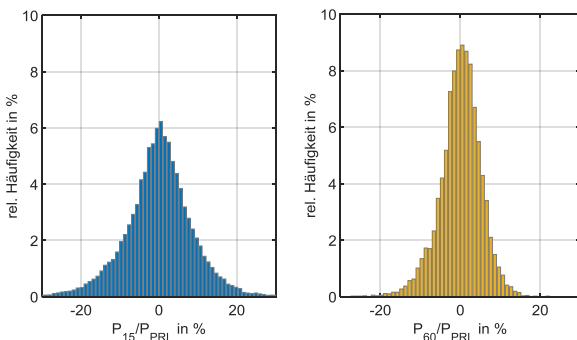


Bild 3 Verteilung der viertelstündlichen (links) bzw. stündlichen (rechts) Mittelwerte der zu erbringenden PRL für das Jahr 2012

3.1.2 Einnahmen am PRL Markt (B)

Durch die Bereitstellung von Primärregelung eröffnet sich in S5 eine zusätzliche Einnahmemöglichkeit. Vergütet wird dabei nach Formel 2 ausschließlich die gehandelte und zu jeder Zeit vorzuhaltende Leistung. Abgerufene Energie wird nicht vergütet. Die Zähler Z4 und Z7 dienen aus diesem Grund ausnahmslos der Nachweispflicht zur

Erbringung der Regelleistung, welche nach [6] in sekundlicher Auflösung zu erfolgen hat. Die Variable $LP(t)$ repräsentiert den wöchentlichen Leistungspreis. $PRL(t)$ steht für die angebotene PRL.

$$B = \sum_{t=1}^{52} LP(t) \cdot PRL(t) \quad (2)$$

3.1.3 reBAP (C)

Die Komponente reBAP kann für das VKW sowohl eine Einnahmequelle, als auch eine Ausgabe darstellen. Die Zahlungsrichtung ist vom Vorzeichen des reBAP und des Prognosefehlers abhängig. Ein positives Vorzeichen des reBAP steht in der Regel für eine Unterdeckung des Netzregelverbundes, wohingegen ein negatives Vorzeichen auf den überwiegenden Abruf negativer Sekundär- bzw. Minutenreserve hindeutet. Bei einer antizyklischen Bewegung des Prognosefehlers zum Netzregelverbund unterstützt das VKW den Übertragungsnetzbetreiber beim Erhalt der Systemstabilität und erwirtschaftet dadurch Gewinne.

$$C = \sum_{t=1}^{35040} (E(t) - P(t)) \cdot reBAP(t) \quad (3)$$

Formel 3 beschreibt den mathematischen Zusammenhang zur Bestimmung dieser Komponente, wobei darauf zu achten ist, dass der Bilanzkreis jede Viertelstunde abgerechnet wird. Abbildung 4 zeigt durch die normalverteilte Form mit verschwindenden Mittelwert auf, dass durch die Zugehörigkeit von PRL liefernden Anlagen zum Bilanzkreis im Allgemeinen keine Vor- bzw. Nachteile im Hinblick auf die reBAP Komponente zu erwarten sind.

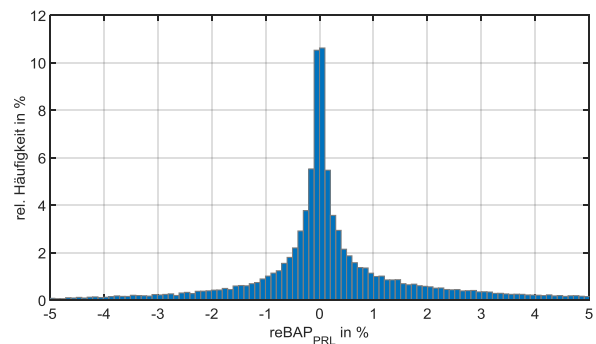


Bild 4 Verteilung der durch die PRL verursachten reBAP Gewinne bzw. Verluste bezogen auf den maximal möglichen Einnahmewert

3.1.4 Vermiedene Netznutzungsentgelte (D)

Nach §18 StromNEV müssen Netzbetreiber für dezentral erzeugte Energie ein vermiedenes Netznutzungsentgelt (vNNE) an die Anlagenbetreiber entrichten. Dieses Entgelt richtet sich nach der vermiedenen Arbeit, der vermiedenen Leistung und dem Netzentgelt der vorgelagerten Netzebene.

Grund für diesen Beschluss ist die Tatsache, dass dezentral erzeugte Energie nicht durch die vorgelagerten Netzebenen transportiert werden muss und diese dadurch entlastet werden. Es soll hier angemerkt werden, dass es für Teilnehmer am PRL, insbesondere Batterien, zu Benachteiligungen kommen kann. Im Fall einer positiven Bereitstellung von PRL werden theoretisch Gewinne durch vNNE erwirtschaftet. In Zeiten negativer Leistungsbereitstellung muss hingegen Netzentgelt gezahlt werden. Da das zu entrichtende Netzentgelt aufgrund der größeren Anzahl an genutzten Spannungsebenen in der Regel deutlich höher ist als das vNNE, kann es in Summe zu einem finanziellen Verlust für Batteriebetreiber trotz netzdienlichen Verhaltens kommen.

Eine allgemeingültige Regel, welche dieses Problem adressiert, ist im Moment noch nicht vorhanden. Im Fall des hier betrachteten VKWs ist eine geringe Benachteiligung in S5 bei Überlagerung von PRL durch Last und PV Einspeisung ebenfalls gegeben, wie Abbildung 5 aufzeigt (Kosten durch NNE steigen stärker an, als Einnahmen durch vNNE zunehmen im Vergleich zu S1). Der Unterschied von wenigen Prozentpunkten und der im Vergleich zu anderen Geldflüssen verschwindende absolute Wert rechtfertigt jedoch die Vernachlässigung dieses Umstandes.

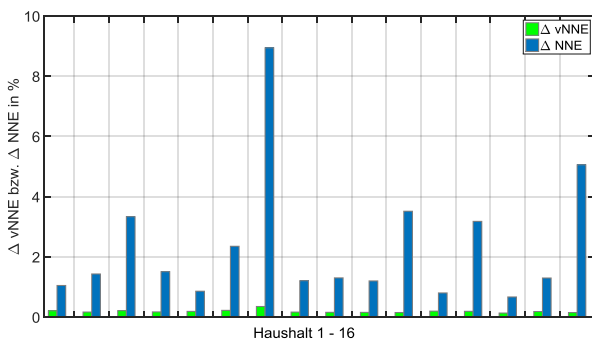


Bild 5 Differenz zwischen vNNE mit und ohne PRL bzw. zwischen NNE mit und ohne PRL für alle im VKW betrachteten Haushalte in Bezug auf den Fall ohne PRL (S1)

3.1.5 Strombezugskosten (E)

Bei der Berechnung der Strombezugskosten ist zwischen den Strategien S2, S3 und S4 (Haushaltlasten sind bereits in das VKW integriert) und den Strategien S1 und S5 zu unterscheiden. Für die zuerst genannten entfallen Vertriebs- und Beschaffungskosten, da diese bereits durch das VKW gedeckt werden. Allen Strategien gemein sind die Kosten für die Netznutzung bei Strombezug über den Zähler Z1, welcher aus diesem Grund als Zweirichtungszähler ausgeführt sein muss. Diese setzen sich aus dem Netznutzungsentgelt (NNE), Konzessionsabgabe und der Umlage nach §19 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) zusammen. Alle weiteren Umlagen, sowie sämtliche Steuern werden für die Berechnung vernachlässigt.

3.1.6 Batteriekosten (F)

Im Vergleich zu anderen Betriebsmitteln weisen Batteriesysteme eine erhöhte Alterungsgeschwindigkeit auf, was

zu einer Berücksichtigung dieser Degradation führt. Maßgeblich für die Bestimmung der Alterung in einem Jahr ist die Anzahl der durchfahrenen Vollzyklen. Ein Vollzyklus wird dabei als ein kompletter Lade- und Entladevorgang im erlaubten SOC Bereich definiert. Beziehung nehmend auf die Gesamtzyklenzahl können mit Hilfe der Batterieinvestitionskosten die strategiespezifischen Batteriekosten eines Jahres ermittelt werden.

3.1.7 Brennstoffkosten (G)

Brennstoffkosten stellen für das mit Erdgas betriebene BHKW einen variablen Kostenpunkt dar. In diesem Paper wird von einem handelsüblichen Erdgaspreis ohne Berücksichtigung von Steuern ausgegangen. Die Höhe der ermittelten Brennstoffkosten bezieht sich auf die erzeugte elektrische Energie.

3.2 Ergebnis der Marktsimulation

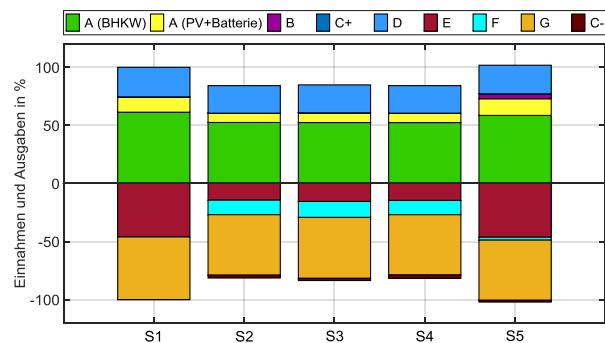


Bild 6 Einnahmen und Ausgaben aller Betriebsstrategien in Bezug auf S1

Abbildung 6 stellt die strategiespezifischen Geldflüsse dar. Auffällig sind die niedrigen Kosten der Batterienutzung in S5, welche sich durch die geringe, am Markt gehandelte PRL erklärt. S1 und S5 weisen aufgrund der zusätzlichen Vergütung von Beschaffung und Vertrieb besonders hohen Strombezugskosten auf. Diese Kosten übersteigen die erhöhten Börseneinnahmen im Vergleich zu S2, S3 und S4. Neben der Deckung des Eigenverbrauchs sind die verminderten Einnahmen des BHKWs in S2, S3 und S4 auch auf die Drosselung des BHKWs zur Fahrplannerfüllung zurückzuführen. Diese Vorgehensweise, welche auch in S5 Anwendung findet, hat aus finanzieller Sicht allerdings keine positiven Auswirkungen. S1 ist als einzige Strategie durch einen reBAP Gewinn (0,5% der Einnahmen von S1) gekennzeichnet, wohingegen alle weiteren Strategien Verluste zu verzeichnen haben. Aufgrund der Tatsache, dass lediglich S1 während des Betriebs völlig entkoppelt von definierten Fahrplänen arbeitet, scheint dieses Ergebnis zunächst inkonsequent. Betrachtet man Abbildung 7, lässt sich dieser Widerspruch erklären. Während sich Prognosefehler für S1 annähernd gleich verteilen, treten für S2 fast ausschließlich negative Prognosefehler auf. Der Grund hierfür liegt im Reduzieren der BHKW Leistung im Falle einer Übererfüllung des Fahrplans. Die Tatsache einer erhöhten Wahrscheinlichkeitsdichte im Bereich von $0,1 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$

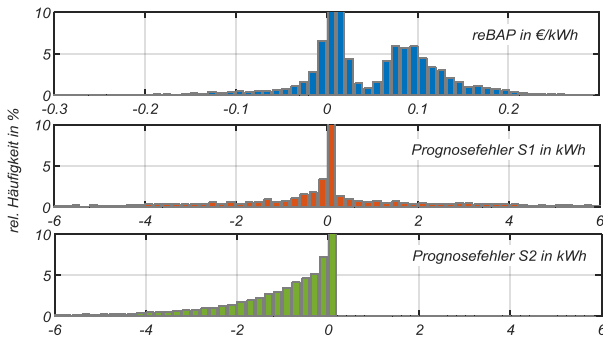


Bild 7 Verteilung des reBAP und des Prognosefehlers der Strategien S1 und S2 für das Jahr 2012

welche bei gleichzeitiger Übererfüllung des Bilanzkreises einen finanziellen Geldfluss in Richtung des VKW Betreibers bedeutet, erklärt die negative reBAP Komponente, da sich aufgrund der seltenen positiver Prognoseabweichungen ein reBAP Gewinn für diese Zeitpunkte als sehr unwahrscheinlich darstellt. Die finanziellen Nachteile der Strategien mit niedrigerem Prognosefehler im Vergleich zu S1 und der geringe Prozentsatz der reBAP Komponente in der Gesamtbilanz des VKW liefern wenig Anreize für eine auf Fahrplanoptimierung ausgerichtete Betriebsstrategie.

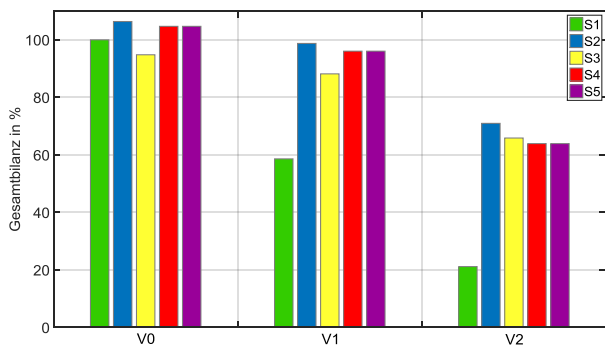


Bild 8 Einnahmen und Ausgaben aller Betriebsstrategien in Bezug auf die gewöhnliche Variante von S1

Abbildung 8 illustriert die Gesamtbilanz eines VKWs bei veränderter Berechnung der reBAP Komponente im Vergleich zur gewöhnlichen Methodik (Formel 3), welche im Bild als V0 bezeichnet wird. In den Varianten V1 und V2 ziehen Fahrplanabweichungen generell Strafzahlungen nach sich. Formel 4 beschreibt die Berechnung der neuen reBAP Komponente, welche sich durch Betragsbildung von der gewöhnlichen Berechnung unterscheidet.

$$C_{V1} = \sum_{t=1}^{35040} (-1) \cdot |(E(t) - P(t)) \cdot reBAP(t)| \quad (4)$$

In V2 werden zusätzlich die viertelstündlichen reBAP Werte verdoppelt. Alle anderen Komponenten bleiben bei dieser Betrachtung unverändert. Abbildung 8 verdeutlicht, dass die Sanktion jeglicher Fahrplanverletzungen zu einer Reduktion der Gesamtbilanz auf unter 60% für S1 führt. Vergleicht man S3 und S4 im Falle von V2, wird der geldwerte Vorteil eines erhöhten Eigenverbrauchs in S4 durch eine genauere Prognose in S3 substituiert.

4 Auswirkung auf die Netzentgelte

In diesem Abschnitt soll die Frage beantwortet werden, ob mit der Wahl einer intelligenten sowie netzfrendlichen Betriebsstrategie Einfluss auf die Erlössituation der Netzbetreiber genommen werden kann. Schwerpunkt der Fragestellung ist dabei der ökonomische Nutzen eines eventuell vermiedenen Netzausbaus für den Verteilnetzbetreiber.

Maßgeblich für die Einnahmen eines Netzbetreibers sind die vom angeschlossenen Kunden bezogenen Netznutzungsentgelte, welche sich aus einer dem Netzbetreiber gewährten Erlössobergrenze (EO) bestimmen. Diese wird seit Januar 2009 mit Hilfe der Anreizregulierung errechnet und ergibt durch Transformation in einen Arbeits- und Leistungspreis das für den Kunden spezifischen NNE. Ziel der Anreizregulierung ist eine Entkopplung von Kosten und Erlösen und somit die Schaffung eines Anreizes für einen effizienten Netzbetrieb. Nach Anhang 1 der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) berechnet sich die EO nach Formel 5, wobei die für diese Arbeit irrelevanten Variablen ausgeklammert wurden.

$$EO_t = KA_{dnb,t} + (KA_{vnb,0} + (1 - V_t) \cdot KA_{b,0}) \cdot [\dots] \cdot EF_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + [\dots] \quad (5)$$

$KA_{dnb,t}$ beschreibt die jährlich zu bestimmenden (Index t) dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten, welche vollständig auf den Netzkunden übertragen werden dürfen. Als Beispiel für diesen Kostenblock sind unter anderem Konzessionsabgaben oder auch Vergütungen nach EEG zu nennen. Nach §23 ARegV können auch Investitionsmaßnahmen in den Netzausbau durch die Integration von EEG Anlagen in diesem Kostenblock aufgenommen werden. Aufgrund der Randbedingungen ist dies in der Praxis für Verteilnetzbetreiber jedoch nur schwer zu erfüllen [7], sodass Netzausbaumaßnahmen im Verteilnetz in der Regel nicht unter diesen Kostenblock fallen. §25 ARegV gewährt den Verteilnetzbetreiber einen pauschalisierten Investitionszuschlag, welcher allerdings seit 2014 keine Anwendung mehr findet. Es ist festzuhalten, dass die Kosten für den Ausbau des Verteilnetzes üblicherweise nicht unter diesem Block fallen.

In einem bundesweiten Vergleich wird nach §12 ARegV jedem Netzbetreiber ein Effizienzwert zugewiesen, der eine Vergleichbarkeit mit einem effizienten Unternehmen möglich macht. Ein Unternehmen gilt als effizient, wenn es mit geringen Aufwandsparametern unter gewissen Strukturparametern eine bestimmte Versorgungsaufgabe erfüllt. Der Effizienzwert teilt den restlichen Kostenblock (Gesamte Netzkosten abzüglich KA_{dnb}) in vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten ($KA_{vnb,0}$) und ineffiziente Kosten $KA_{b,0}$ auf. Entscheidend ist die Multiplikation der ineffizienten Kosten mit einer Zahl kleiner eins, welche aus dem Ziel des vollständigen Abbaus ineffizienter Kosten am Ende der zweiten Regulierungsperiode resultiert und durch den jährlich steigenden Verteilungsfaktor V_t umgesetzt wird. Netzausbaumaßnahmen beeinflussen hier die Kapitalkosten (Abschreibung und Eigenkapitalverzinsung auf

den Restwert), was zur Folge hat, dass je nach Effizienzwert ein Teil der Netzausbaumaßnahmen als nicht effizient deklariert wird und dadurch keine Übertragung auf den Netzkunden möglich ist. Der Index 0 steht hier für die einmalige Ermittlung im Basisjahr. Nach §10 ARegV besteht jedoch die Möglichkeit, durch den Erweiterungsfaktor EF_t die EO anzuheben, falls sich die Versorgungsaufgabe nachhaltig verändert hat. Dies ist unter definierten Rahmenbedingungen beispielsweise bei einer Erhöhung der Anzahl an Einspeisepunkten dezentraler Erzeugungsanlagen, oder der Jahreshöchstlast der Fall.

Des Weiteren spielt das Qualitätselement Q_t eine wichtige Rolle, da es im vollen Umfang in die EO einfließt. Als bestimmende Größe kommt hier der System Average Interruption Duration Index (SAIDI) zum Tragen, welcher ein Maß für die durchschnittliche Versorgungsunterbrechung je Letztverbraucher innerhalb eines Jahres darstellt.

Aufgrund der fehlenden Information zur Ermittlung des Effizienzwertes ist keine deterministische Berechnung des ökonomischen Nutzens eines eventuell vermiedenen Netzausbaus im Vergleich zu intelligenten Betriebsstrategien für den Verteilnetzbetreiber möglich. Folgendes Fallbeispiel verdeutlicht, welche Stellschrauben es zu beachten gilt. Findet eine Investition in das Netz statt, sinkt der Effizienzwert aufgrund steigender Aufwandskosten eines Unternehmens. Dadurch steigt der nicht auf den Kunden übertragbare Kostenteil der Ineffizienten. Dieser negative Effekt für den Verteilnetzbetreiber kann allerdings durch die Berücksichtigung der Investition im Erweiterungsfaktor und das im Allgemeinen dadurch positiv beeinträchtigte Qualitätselement abgedämpft werden. Eine genaue Analyse ist jedoch nur mit Hilfe konkreter Werte möglich. Aus Sicht des Kunden ist eine Investition in intelligente Strategien ohne Zweifel erstrebenswert (bei Ausbleiben von negativen Beeinträchtigungen auf die Versorgungsqualität), da dieser durch verminderte NNE profitiert.

Es soll hier angemerkt werden, dass eine Betriebsstrategie mit dem Ziel einer Minimierung von Netzverlusten für den Netzbetreiber keine finanziellen Anreize im Hinblick auf die EO bietet. Der Grund hierfür liegt in der vollständigen Übertragung der zu den volatilen Kosten VK_t bzw. VK_0 zugeordneten Netzverlusten.

5 Zusammenfassung und Ausblick

Die Bilanz eines VKW Betreibers ist abhängig von einer Vielzahl an Komponenten, deren Preisentwicklung und der zugrundeliegenden Ermittlungsmethodik. Basierend auf die rasant voranschreitende Integration dezentraler Erzeuger und dem damit verbunden stetigen Anpassungen des Rechtsrahmens, stellte eine Auswertung unter aktuellen Rahmenbedingungen lediglich eine Momentaufnahme dar. Daher wurde für die Quantifizierung von Geldflüssen ein Szenario nach Ende der Fördersysteme definiert, welches sich stark an den aktuellen Rahmenbedingungen und den derzeit gültigen Preisniveaus orientiert. Die Auswirkung von Fahrplanverletzungen wurde bei Betrachtung aller

Komponenten als vernachlässigbar identifiziert, was bei einem steigenden Anteil regenerativer Energien als bedenklich betrachtet wird. Bei leichter Variation der reBAP Berechnung durch Sanktionierung jeglicher Fahrplanabweichungen kommt es zu einer deutlich höheren Gewichtung der korrekten Bilanzkreisführung.

Es ist zu erwarten, dass sich in naher Zukunft Strategien mit dem Schwerpunkt auf Eigenverbrauchsoptimierung wie beispielsweise S2 durchsetzen, da ein starker Rückgang der Batteriekosten als wahrscheinlich gilt. Dieser Umstand lässt darauf schließen, das bei sinkender Rendite an der Strombörse, bedingt durch die steigende Anzahl günstiger dezentraler Einspeisung, die Teilnahme am Regelleistungsmarkt ins Interessensfeld vieler VKW Betreiber rückt. Den dadurch prognostizierten Preisverfall wirkt allerdings die zunehmende Bedeutung an Regelleistung aufgrund der volatilen Erzeugungslandschaft entgegen.

In Hinblick auf die Bilanz des Verteilnetzbetreibers ist die Investition in intelligente Betriebsstrategien zur Vermeidung von Netzausbau schwer abschätzbar. Auch eine als realistisch erachtete Strategie zur Minimierung von Verlustenergie birgt keine eindeutigen Anreize.

6 Literatur

- [1] Wagler, Witzmann: Open Loop Operational Strategies of a Virtual Power Plant and Their Impacts on the Distribution Grid. CIRED, 2015
- [2] Zeh, Witzmann: Operational Strategies for Battery Storage Systems in Low-Voltage Distribution Grids to Limit the Feed-In Power of Roof-Mounted Solar Power Systems. IRES, 2013
- [3] Verband der Netzbetreiber VDN e.V.: Transmission Code 2003 - Anhang D1. 2003
- [4] Energie-Forschungszentrum Niedersachsen: Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemstabilität. 2013
- [5] Filzek, Ritter, Oldenburg, Werum: Marktbedingungen und Zugangsvoraussetzungen zum Strommarkt. Regmodharz, 2011
- [6] 50Hertz: Rahmenvertrag über die Vergabe von Aufträgen zur Erbringung der Regelleistung Primärregelung. 2007
- [7] Finger: Wirkungsmechanismen der Investitionsbudgets in der Anreizregulierung. TU Dortmund, 2010