

Assistentengestütztes Energiemanagement in einem SmartGrid

Thorsten Fiedler¹, Dieter Metz², Darlus France Mengapche³,

Andreas Doß⁴, Gregor Richter⁵

- ¹) OHP Automation Systems GmbH, D-63110 Rodgau, Gutenbergstr.16,
Tel: +49-6106-84955-18, fiedler@ohp.de, <http://www.ohp.de>
- ²) Hochschule Darmstadt, FB EIT, D-64295 Darmstadt, Birkenweg 8-10,
Tel: +49-6151-16-8231, metz@eit.h-da.de, www.eit.h-da.de
- ³) Hochschule Darmstadt, FB EIT, D-64295 Darmstadt, Birkenweg 8-10,
Tel: +49-6151-16-8461, darlus-france.mengapche@h-da.de, www.eit.h-da.de
- ⁴) Verteilnetzbetreiber (VNB) Rhein-Main-Neckar GmbH & Co. KG, D-64293 Darmstadt,
Frankfurter Straße 100, Tel.: +49-6151-404-2000, andreas.doss@vnb-rmn.de,
<http://www.vnb-rmn.de>
- ⁵) BASF SE, GTE/SC-L950, D-67056 Ludwigshafen,
Tel: +49-621-60-49042, gregor.richter@basf.com, <http://www.basf.de>

Kurzfassung: SmartGrids werden als zellenartig strukturierte, intelligente Versorgungsgebiete mit eigenen, dezentralen und regenerativen Einspeisungen und Speichern verstanden. Die Intelligenz besteht insbesondere darin, die Last und Erzeugung optimal aufeinander abzustimmen. Hierfür sind neue Werkzeuge im operativen Netzbetrieb notwendig. Im Beitrag stellen die Autoren das Prinzip des assistentengestützten Energiemanagements vor. Dies ist ein Modul des Leitsystems und unterbreitet dem Schaltpersonal in regelmäßigen Intervallen Vorschläge, wie die neuen Komponenten, also virtuelle Kraftwerke, Speicher und Methoden des Demand Side Management optimal einzusetzen sind. Als methodischer Lösungsansatz hierfür wurde ein evolutionärer Algorithmus erfolgreich getestet, welcher den optimalen Einsatz der Komponenten, z.B. für die nächsten 24 Stunden, bestimmt und in Form einer Vorschlagsliste dem Leitstellenpersonal präsentiert. Neben dem methodischen Ansatz beschreiben die Autoren auch konkrete Einsatzbeispiele. So wurde für gegenwärtige und zukünftige Szenarien mit einem hohen Anteil von erneuerbaren Erzeugern und Speichern die Wirkungsweise des Energiemanagers erprobt.

Keywords: SmartGrids, SCADA systems, energy management, evolutionary algorithm, forecasting, optimization, artificial neural networks

1 Einführung

Die Struktur der künftigen Stromversorgung wird als Smart Grids beschrieben, zellenartig strukturierte, intelligente Netze, die untereinander vermascht sind und Informationen und Energie austauschen können. Die Transformation der bestehenden Stromnetze zu SmartGrids geschieht aber nicht nur mit der Ergänzung der stromführenden Netze durch leistungsstarke IT-Systeme. Ein wesentlicher Aspekt ist der fortschreitende Einbezug von

erneuerbaren Energiequellen (RES = Renewable Energy Sources). Ein Großteil der künftigen, regenerativen Erzeugung wird aus dezentralen und flächig verteilten Erzeugungseinheiten kommen, die witterungsabhängig sind. Während die konventionellen Erzeugungen gut plan- und regelbar sind, ebenso wie Biogasanlagen und Wasserkraft, ist die Erzeugung aus Windkraft und Photovoltaik stets unsicher. Somit können jederzeit Defizite und Überschüsse gegenüber der Netzlast auftreten. Der Einsatz von Stromspeichern, insbesondere Batterieeinheiten, kann hier gleich mehrfach positiv wirken, beispielsweise auch die Spannung stabilisieren.

Der Einbezug von regenerativen Einspeisungen und Speichereinheiten stellt jedoch die Verteilnetzbetreiber und insbesondere das Schaltpersonal in den Leitwarten vor neue Aufgaben. Denn in jedem SmartGrid wird das Leitstellenpersonal das Netz und die Vielzahl der dezentralen, regenerativen Einspeiseanlagen (RES), die zugeordneten Kraftwerke innerhalb und außerhalb des Netzgebietes, die Lasten und die Speicher überwachen und einsetzen. Manche der RES-Anlagen laufen autark, andere sind zu virtuellen Kraftwerken zusammengefasst und werden zentral gesteuert. Die Komplexität der zukünftigen Netzführung liegt sowohl im Management der stark fluktuierenden Erzeuger und Lasten, sowie Speicher als auch in der richtigen Nutzung der informationstechnischen Anbindung der Vielzahl von dezentralen Einheiten.

2 Steuerbare Komponenten im Smart Grid

Abb. 1 verdeutlicht die neue Aufgabe: Die Netzlast und die erzeugte Arbeit aus regenerativen Quellen wird mit Prognosewerkzeugen im Voraus bestimmt. Die Vorhersagen sind jedoch naturgemäß mit einem Fehler behaftet, der mit der Tiefe des Prognosehorizonts ansteigt. Wenn beispielsweise in 15-Minuten Intervallen aufgelöst wird, entsteht für jeden Viertelstundenbezug eine Energieabweichung ΔE vom vorher vereinbarten Fahrplan, die ausgeregelt werden muss. Dies kann über Eingriffe auf virtuelle Kraftwerke (VK), Batteriespeicher (S) oder Biogasanlagen (BGT) mit oder ohne Gasnetzanbindung an das Hochdrucknetz (HD) geschehen. Als Demand-Side-Management (DSM) werden verschiedene Methoden zur Beeinflussung der Last zusammengefasst, so beispielsweise das Ein- oder Ausschalten von steuerbaren Lastgruppen, eine Spannungsanpassung oder das Senden von Niedrig-/Hochtarifsignalen an Kunden. Darüber hinaus können Informationen für Intraday-Geschäfte an der Handelsplattform zur Verfügung gestellt werden. Hier kann durch einen Händler zusätzliche Energie geordert werden, ebenso können eigene Speicherinhalte angeboten werden. Jeder dieser Eingriffe in das Netz hat Konsequenzen hinsichtlich des Lastflusses, der Spannungen, der Verluste, der Kosten, der Verträge, der Emissionsbilanz usw.

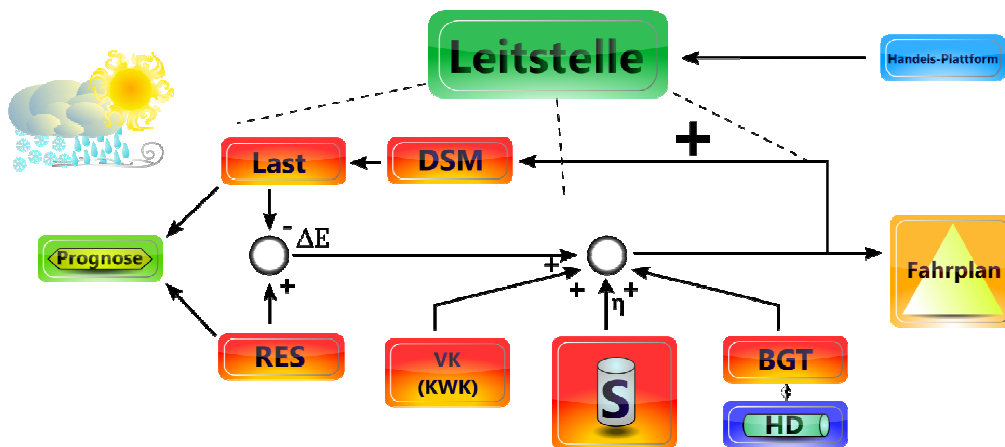


Abb.1: Steuerbare Komponenten im SmartGrid

Nicht zu unterschätzen ist die enorme Informationsmenge, die bei der informationstechnischen Anbindung der vielen dezentralen Einheiten anfällt. Eine effiziente IT-Infrastruktur ist die Grundvoraussetzung. Ferner ist die große Datenmenge zu bündeln, weitgehend automatisiert zu verarbeiten und an die definierten Stellen zu verteilen. Nur die nicht automatisiert lösbaren Aufgaben sind dem Schaltpersonal in komprimierter Form zu präsentieren. Neue Leitsystemfunktionen sind hier notwendig, welche die Prozessdaten entsprechend aufbereiten und den Bediener beim Management der neuen Komponenten unterstützen.

3 Assistentengestütztes Energiemanagement

Im Folgenden stellen die Autoren das Prinzip des assistentengestützten Energiemanagements in einem SmartGrid vor. Der „Assistent“ versteht sich als höhere Funktion des Leitsystems, welche in regelmäßigen Intervallen berechnet, wie die Komponenten und Ressourcen des Netzes optimal einzusetzen sind. Als Vorschlags- oder Empfehlungsliste werden die Ergebnisse dann dem Bediener präsentiert, welcher letztendlich entscheidet, ob er die Eingriffe ausführt.

Die Berechnung des optimalen Komponenteneinsatzes wird bei jedem Schritt für einen bestimmten Horizont, typischerweise 24 Stunden, ausgeführt. Als Eingangsdaten dienen dabei sowohl dynamische Prozessdaten als auch Daten aus externen Quellen, wie beispielsweise Wettervorhersagen. Abb. 2 verdeutlicht die Funktionsweise.

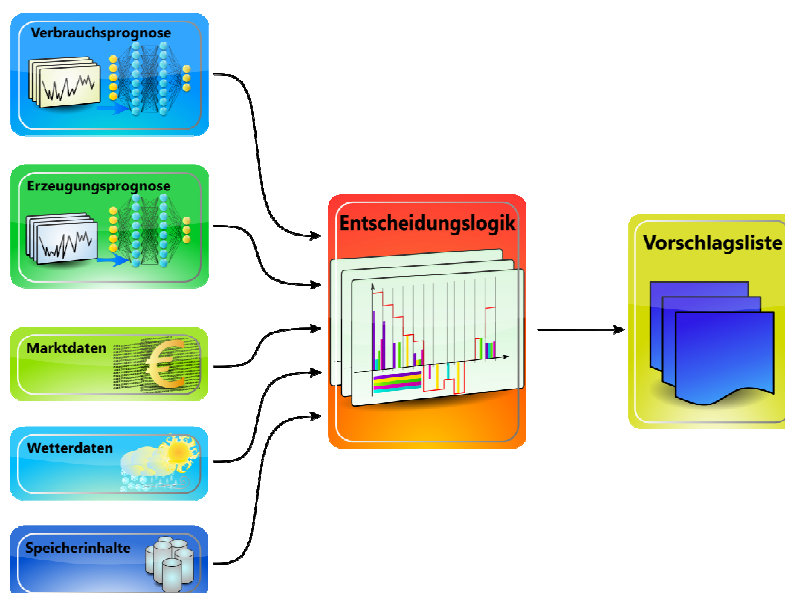


Abb.2: Aufbau des Assistenzsystems

Die Basis für die Berechnung ist das statische Datenmodell, welches Informationen über die Gesamtheit der Betriebsmittel im Netz enthält. Ergänzt werden die statischen Daten bei jedem Berechnungsschritt durch dynamische Daten:

- eine Lastprognose
- eine Prognose der erneuerbaren Erzeuger, insbesondere Windkraft- und PV-Anlagen
- aktuelle Marktdaten zum Intraday-Handel von der Strombörse
- Wetterprognosen von eigenen Messstationen oder eines externen Dienstleisters
- die Lade-Zustände der netzeigenen Speichereinheiten.

Die Ausgaben der einzelnen Module werden in einer Entscheidungslogik zusammengeführt, welche dann den optimalen Einsatz der steuerbaren Komponenten für den gewählten Zeithorizont berechnet. Die gewünschte Zielgröße bei der Optimierung ist typischerweise die kostenoptimale Lösung, aber auch eine CO₂-optimale Lösung kann berechnet werden.

4 Methodischer Ansatz

Das assistentengestützte Energiemanagement ist genauer betrachtet eine Kombination verschiedener Werkzeuge und Daten, die das Leitsystem des Netzbetreibers und andere Quellen oder Dienste zur Verfügung stellen.

Eingangsdaten für die Optimierungsrechnung sind zunächst die Vorhersagen für erzeugte und verbrauchte Energie. Diese werden von einem leistungsfähigen Prognosewerkzeug mit hoher Güte bereitgestellt. Hier eignen sich besonders künstliche neuronale Netze (KNN). Als selbstlernende Algorithmen prognostizieren sie aus historischen Daten den Verlauf der künftigen Last und Erzeugung. Durch ihre Generalisierungsfähigkeit sind sie in der Lage, auch unvorhergesehene Verläufe zu erkennen. Fehler in den Eingangsdaten werden durch die Struktur der KNN breit gestreut und machen sie daher robust und sicher.

Zusammen mit Wetter- und Marktdaten, wie oben beschrieben, dienen die Prognosedaten als Eingabedaten für eine Entscheidungslogik. Aufgabe dieses Bausteines ist es, für den festgelegten Zeithorizont eine optimale Verteilung der zur Disposition stehenden Komponenten und Betriebsmittel zu errechnen. Das Optimum ist frei definierbar, beispielsweise als Kostenoptimum, CO₂-Optimum oder maximaler Grad an Autarkie, d.h. Selbstversorgung, in einem SmartGrid. Es versteht sich, daß im Vorfeld Kosten- bzw. Wichtungsfaktoren für jedes einzelne Betriebsmittel zu ermitteln und einzugeben sind.

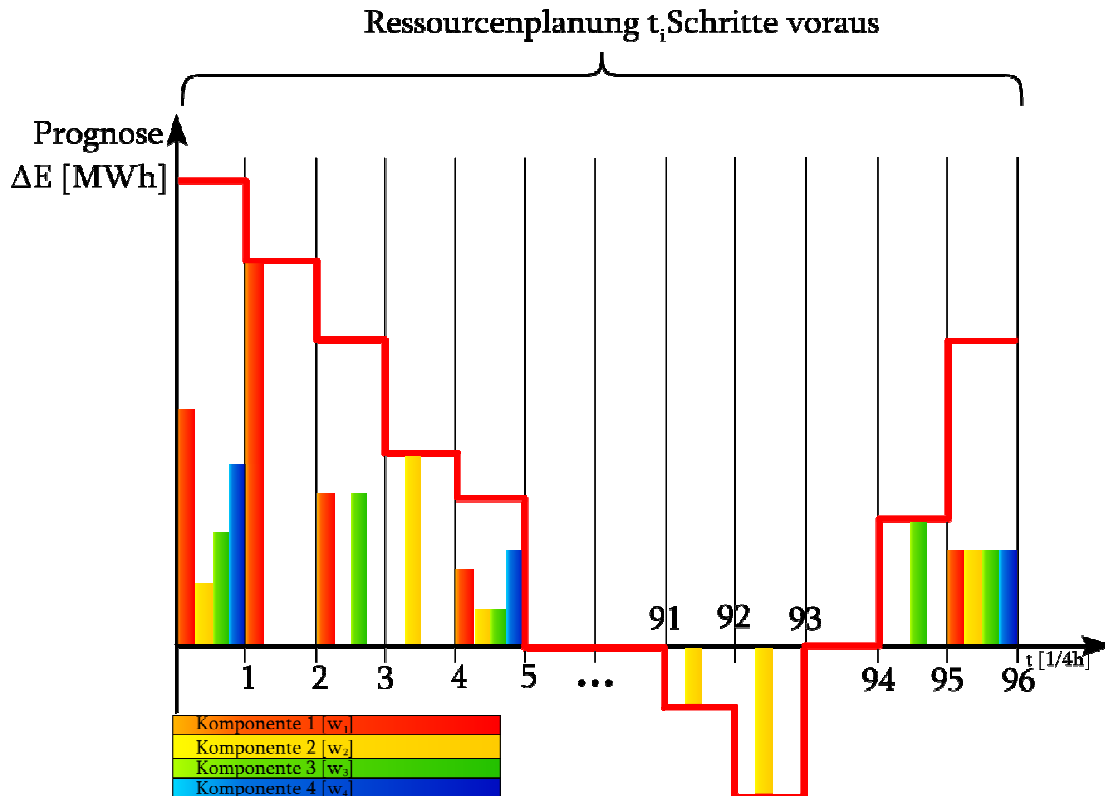


Abb. 3: Schematische Darstellung: Ressourcenplanung der Komponenten für einen Zeitraum von 24h (96 Viertelstunden)

Abb. 3 zeigt schematisch das Optimierungsproblem: Für einen geplanten Verlauf des Energieüberschusses bzw. -defizites ΔE , der sich aus Addition der prognostizierten Last- und Erzeugungskurven ergibt, soll eine optimale Verteilung der Komponenten bestimmt werden. Es zeigt sich, dass das Optimierungsproblem mit Hilfe der kombinatorischen Logik zu lösen ist. Als Lösungsansatz wurde daher ein evolutionärer Algorithmus gewählt. Dieser bietet ausreichend Flexibilität bei der Parametrierung und kommt auch bei Optimierungsrechnungen über einen längeren Zeithorizont schnell und sicher zu einem guten Ergebnis.

Neben der Zielgröße (Kostenoptimum, CO₂-Optimum, etc.) hat jedes Betriebsmittel noch Randbedingungen, die es zu beachten gilt. Vor allem gibt es minimale und maximale Ein/Ausschaltzeiten zu beachten, insbesondere beim Senden von NT-/HT-Signalen und Fernsteuern von energieintensiven Lastgruppen beim Kunden.

5 Szenarien/Simulation

Die Assistentenfunktionen wurden mit Hilfe verschiedener Simulationsrechnungen getestet und validiert. Für diesen Zweck wurden Szenarien entwickelt, die zum Tragen kommen, wenn die energiepolitischen Ziele der EU mit 20% oder gar 30% Anteil aus erneuerbaren Energien umgesetzt werden. So wurde ein entsprechend hoher Anteil Photovoltaik und Windkraft in die Rechnung einbezogen, aber ebenso neue Betriebsmittel im Verteilnetz wie Batteriespeicher, (Bio-)Gasturbinen und Methoden des Demand Side Managements, z.B. das zentrale Ansteuern von Lastgruppen zur Kühlung und Heizung. Ferner basieren die Rechnungen für die Simulationen auf überwiegend synthetischen Lastdaten und Wettermodellen.

Im Folgenden sind zwei, teilweise gegensätzliche Szenarien beschrieben. Ein Sommerszenario, welches durch hohe PV-Einspeisung tagsüber gekennzeichnet ist, und ein Winterszenario, das hohe Energiedefizite und unregelmäßige Windeinspeisung aufweist.

5.1 Sommer

Die hohe Einspeisung durch viele verteilte Photovoltaik-Anlagen dominiert das Sommerszenario, besonders in den Mittagsstunden. Meist herrscht ein Energieüberschuss zu hellen Tagzeiten bei niedrigem Bewölkungsgrad. In der Nacht dagegen kommt es regelmäßig zu Energiedefiziten, da weder die Sonne scheint, noch Wind weht und mehr Energie verbraucht als erzeugt wird. Das sommerliche Wetter ist wochenweise betrachtet eher konstant. Auffällig ist ein zumeist hohes Energiedefizit in den Abendstunden, da zeitgleich zur verminderten Energiegewinnung mittels Sonnenenergie der Energieverbrauch in den Haushalten ansteigt.

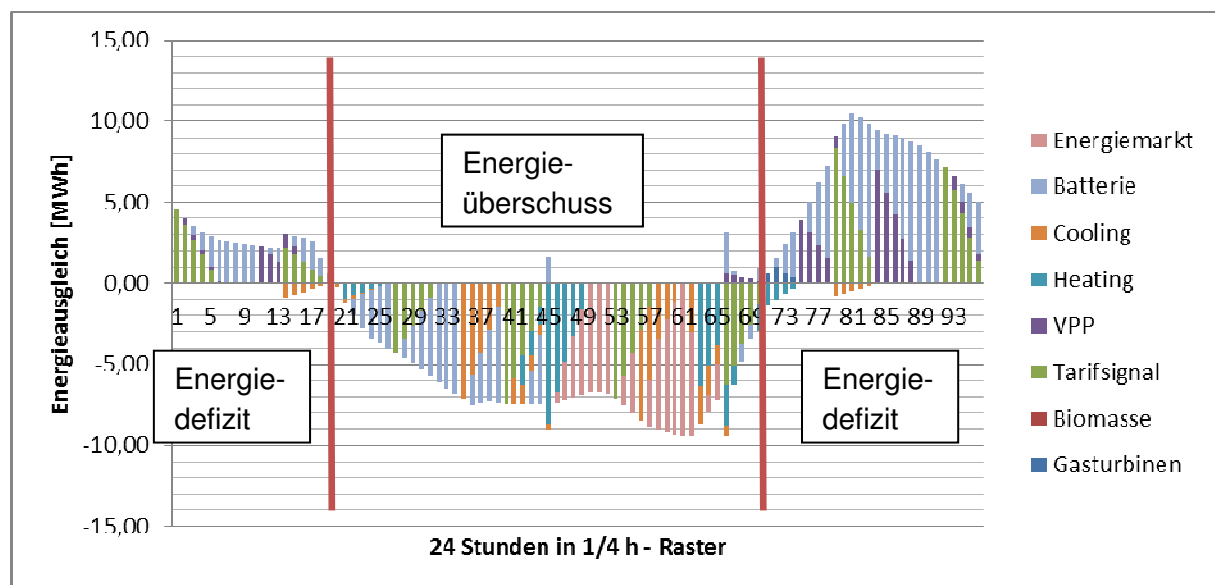


Abb. 4: Der Assistent schlägt einen möglichen Einsatz der Komponenten in den kommenden 24h vor

Die Abbildung 4 zeigt die vom Assistenten vorgeschlagene Verteilung der steuerbaren Komponenten zur Deckung der Energiedifferenz (ΔE) über einen Zeitraum von 24 Stunden, aufgelöst in 15-Minuten-Intervalle. Die Hüllkurve stellt dabei den Verlauf des Energieüberschusses bzw. -defizites ΔE dar. In den Morgen- sowie Abendstunden ist ein

Energiedefizit zu erkennen, wohingegen tagsüber der hohe PV-Anteil einen Energieüberschuss verursacht, besonders bei Schwachlast am Nachmittag.

Die unterschiedlich gefärbten Balken zeigen den Ertrag aus dem Einsatz der jeweiligen Komponenten. Idealerweise decken sie durch positive oder negative Leistungsbereitstellung das ΔE zu jedem Zeitpunkt.

Gut zu erkennen ist der zeitlich optimal geplante Einsatz der Tarifsignale (hellgrün) sowie der Ansteuerung von einzelnen Lastgruppen (Kühlen/Heizen in türkis/orange). Sie werden in bestimmten Intervallen gesendet und haben eine Verbrauchsminderung-/erhöhung zur Folge, die jedoch mit fortschreitender Zeit nachlässt. Weiter entstehende Differenzen werden durch den Einsatz des Batteriespeichers gedeckt, oder den Energieverkauf oder -zukauf am Markt. Die während Überschusszeiten in die Batterie geladene Energie wird in den Abendstunden zur Deckung der Lastspitze genutzt.

5.2 Winter

Das Wetter im Winterszenario ist deutlich fluktuierender als im vorangegangenen Sommerszenario. Tagsüber sind überwiegend Energiedefizite erkennbar, jedoch gibt es einen Energieüberschuss in den windigen Morgenstunden. Abbildung 5 zeigt den möglichen Einsatz der Komponenten zum Ausgleich der Energiedifferenz (ΔE):

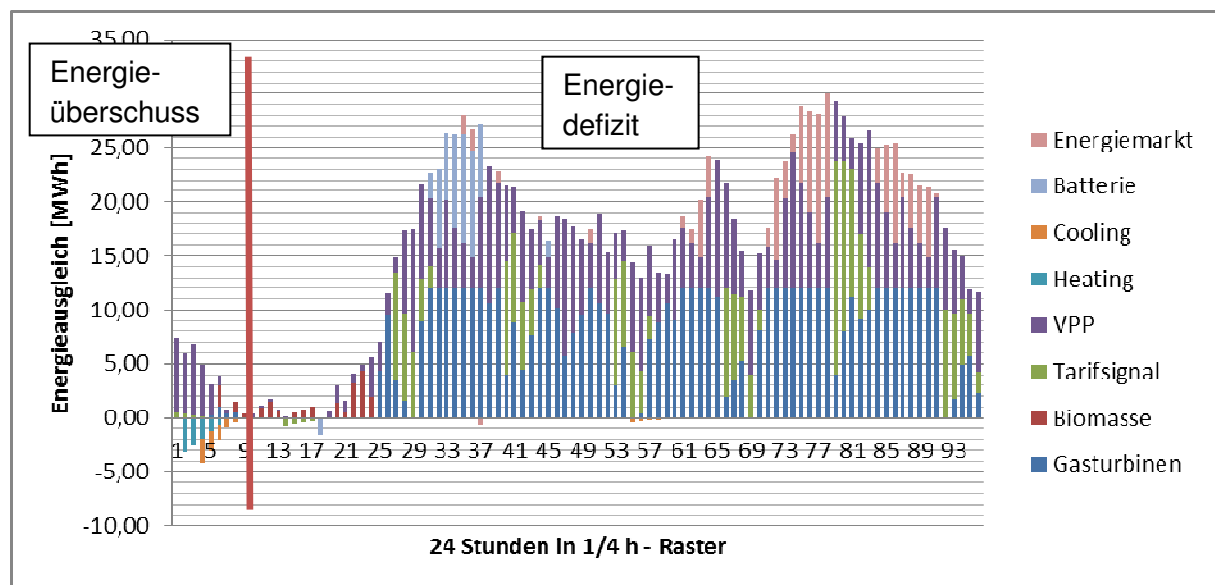


Abb. 5: Vorgeschlagene Verteilung der Betriebsmittel in den kommenden 24 Stunden

Energieüberschüsse werden, ähnlich wie im vorherigen Szenario mittels wechselnden Tarifsignalen sowie dem Ansteuern von Heiz- oder Kühlgruppen abgebaut. Große Teile des Energiebedarfs werden zudem durch virtuelle Kraftwerke sowie dem Einsatz von Gasturbinen gedeckt.

Der nachts geladene Batteriespeicher wird zum Abfangen der morgendlichen Lastspitze eingesetzt. Die zweite Lastspitze in den Abendstunden wird durch Zukäufe am Markt abgedeckt.

6 Zusammenfassung und Ausblick

Im Beitrag haben die Autoren das Konzept für ein assistentengestütztes Energiemanagement in einem SmartGrid vorgestellt. Dieses besteht aus mehreren Bausteinen, insbesondere einem Prognose- und einem Optimierungswerkzeug. Der Bediener erhält zyklisch oder auf Anfrage eine Information, wie die steuerbaren Komponenten und Methoden des SmartGrids (virtuelle Kraftwerke, Speicher, Tarifsignale, etc.) optimal einzusetzen sind.

Die Assistentenfunktionen gewinnen für das Leitstellenpersonal an Bedeutung, wenn die Zahl der dezentralen Erzeuger und anderen Komponenten im Netz weiter steigt und damit der Komplexitätsgrad der operativen Netzführung. Insbesondere die Volatilität von Wind und Photovoltaik rechtfertigt den Einsatz von neuen Komponenten wie Speichern und virtuellen Kraftwerken, die schnell abrufbar sein und ausreichende Kapazitäten zur Verfügung stellen müssen, um Energiedefizite und –überschüsse abzapuffern.

Schlüssel zu einem erfolgreichen Management der vielen, dezentralen und flexiblen Komponenten sind die neuen Werkzeuge der Betriebsführung. Sie unterstützen den Bediener, indem sie Informationen sammeln, bündeln, und dem Bediener aufbereitet darstellen. Die Optimierungsvorschläge dienen als Entscheidungshilfe. Aber auch beim assistentengestützten Energiemanagement in einem intelligenten Stromnetz ist der Mensch die letzte und entscheidende Instanz.