

Die neue Rolle der KWK – Marktintegration weiter denken

**Vom Eigenstrom-Kraftwerk zum *profit center*.
Die neue Rolle von industriell genutzten Strom-
erzeugern in der Energiewende – schon heute
wichtig für die Investitionsplanung.**

Dipl.-oec. Uwe Welteke-Fabricius, Netzwerk Flexperten

Der Kohleausstieg steht bevor. Neue Kraftwerke werden zeitweilige Lücken füllen müssen. Dezentrale KWK-Anlagen können einen bedeutenden Beitrag leisten, wenn sie flexibel ausgelegt werden. Auch bei Anlagen, die der Stromeigenerzeugung dienen, müssen und werden die Rahmenbedingungen bald verändert, um den systemdienlichen Betrieb wirtschaftlich attraktiv zu machen. Das sollten Investoren und Betreiber schon heute bedenken, wenn langfristige Investitionen anstehen.

In den nächsten drei Jahren werden im Zuge von Energiewende und technischer Alterung in Deutschland 23 Gigawatt Strom-Erzeugungskapazität abgestellt. Fluktuierende Energien werden zunehmend an ihre Stelle treten und die entfallenden Strommengen liefern. Sie können aber nicht allein die stetige Stromversorgung sichern. Speicher und grenzüberschreitende Leitungen leisten dazu zwar einen Beitrag – aber teuer und erst langfristig wirksam. Es werden darüber hinaus effiziente und regelbare Erzeuger benötigt, um die Lücken zu füllen. Sie werden zunächst mit Erdgas und biogenen Gasen, perspektivisch auch mit Wasserstoff und synthetischem Methan betrieben.

Bei dieser Erzeugung der Residuallast wird keine Grundlast mehr benötigt. Schon 2030 soll die Versorgung zu 65 Prozent aus erneuerbaren Energien stammen. Wegen der stark fluktuierenden Energiequellen Wind und Sonne wird dann hierzulande in etwa 3.000 Stunden des Jahres mehr Strom eingespeist, als gleichzeitig genutzt werden kann. Dieser Strom wird aus marktlogischen Gründen billig zu haben sein und partiell sogar fossile Wärmeerzeugung verdrängen.

Es wäre Unsinn, in diesen Zeiten noch zusätzliche Generatoren laufen zu lassen. Alle regelbaren Erzeuger müssen deshalb in naher Zukunft komplementär zu den Erneuerbaren und residuallastabhängig betrieben werden.

Die Dreißigerjahre erscheinen heute noch als ferne Zukunft. Doch wirken heutige Investitionen in Energieerzeugungsanlagen auf die nächsten zwei, drei Jahrzehnte, in denen sich die Energiewelt fundamental weiterentwickelt. Es ist wirtschaftlich un-

verzichtbar, sich über die absehbare Entwicklung gründlich Gedanken zu machen.

Das funktioniert bereits überall dort, wo die selbst erzeugte Wärme im Vordergrund steht, wie bei vielen dezentralen und KWK-Anlagen der Stadtwerke und der Wohnungswirtschaft.

Tausende Blockheizkraftwerke (BHKW) speisen eine erhebliche Menge Strom in das öffentliche Netz ein – häufig noch als Nebenprodukt ohne Rücksicht auf die Bedarfe. Sie erhalten dafür den „üblichen Preis“ und einen KWK-Zuschlag. Die Kosten für den Gaseinkauf und das BHKW abgezogen, blieben deutlich günstigere Wärmegestehungskosten. Rentabel ist, was hohe Auslastung bringt: Leistung in Höhe der Wärme-Grundlast, Dauerbetrieb im Winter, viele Betriebsstunden.

Um diese Stromerzeugung in den Markt zu integrieren, hat der Gesetzgeber die Direktvermarktung auch für Erdgas-BHKW ab 100

Kilowatt Leistung obligatorisch gemacht. Durch die Direktvermarktung wirken inzwischen die Preissignale des Strommarktes bei der Betriebsplanung der Anlagen.

Zusätzlich bietet das KWK-G seit 2017 den Betreibern erstmals Anreize, die Erzeugungsanlagen auf bedarfsorientierte Einspeisung auszulegen. Dafür wird mehr investiert: in deutlich höhere Leistung der BHKW-Module und Wärmespeicher. Das führt auch zu höherer thermischer Leistung zum Beispiel in Kälteperioden und einem höheren KWK-Anteil an der Versorgung. Die Konzentration auf weniger Betriebsstunden im Jahr führt zu deutlich verlängerter Lebensdauer der Anlagen und zu längerer, höherer Förderung.

Die höhere Förderung rechnet sich auch volkswirtschaftlich. Ohne Flexibilisierung zahlen Stromkunden stetig mehr Netzentgelte für die wachsenden Redispatchkosten und überdimensionalen Netzausbau. Beides wird durch flexiblere Anlagen sinken.

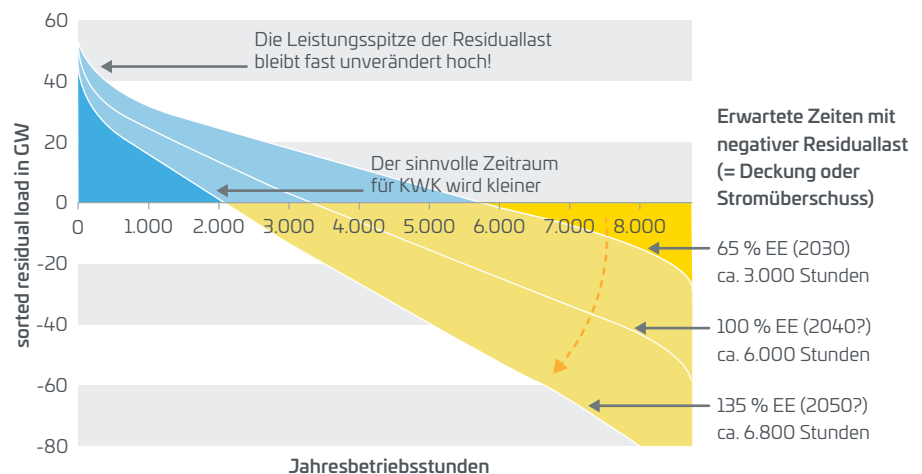


Abb. 1 | Trend für die Residuallast (Quelle: Visualisierung nach der Kurzstudie des Fraunhofer IFAM „Rolle der KWK in der Energiewende“)

WAS MACHT DIE POLITIK?

Für die Integration der Eigenstromerzeugung sind neue gesetzliche Regelungen nötig, die das BMWi auch schon mehrfach angekündigt, aber noch nicht umgesetzt hat. Eine Variante ist die Dynamisierung der SIP, die dann als Prozentanteil auf den Börsenwert oder den Verkaufspreis des Stroms ausgedrückt würden, wie man es von der Mehrwertsteuer kennt. Eine andere, weniger grundsätzliche Änderung wäre, dass die von flexiblen Erzeugern eingespeiste Strommenge beim Rückkauf von Umlagen und Steuern befreit würde.

Auch energiepolitisch wäre das sehr hilfreich. Schon heute drückt das Problem des noch benötigten Leistungsausbau wegen der regional stark unterschiedlichen EE-Ernte. Es geht darum, keine „teurer erzeugten erneuerbaren Energien“ abzuregulieren. Zudem entstehen hohe Kosten durch Redispatch, um den bundesweiten Strommarkt aufrecht zu halten. Die resultierenden Konflikte führten in der Politik zu dem fatalen Impuls, den Ausbau der erneuerbaren Energien auszubremsen.

Die Flexibilisierung aller regelbaren KWK-Anlagen würde zu einer deutlichen Netzentlastung führen, wenn die BHKW bei Überschüssen ruhen und der erzeugte Strom stattdessen gezielt in den Dunkel- und Flautezeiten eingespeist wird. Im gleichen Maß, wie BHKW in Spitzenlastzeiten mehr Strom erzeugen, machen sie in den Schwachlastzeiten das Netz frei für die wachsende Einspeisung von erneuerbaren Energien.

Flexibilität von Eigenstrom-BHKW

Ein weiteres großes Potenzial wird noch nicht genutzt, obwohl es zur Entlastung der Netze beitragen könnte: BHKW für die Eigenstromerzeugung sind vom Strommarkt weitgehend abgekoppelt.

Bisher sind BHKW ein Weg für gewerbliche Stromverbraucher, teure Strombezugskosten zu sparen. Die Eigenerzeugung ist gegenüber öffentlichen Versorgern billig und trägt weniger Umlage- und Steuerlasten als Netzstrom. Solche KWK-Anlagen folgen ihren eigenen Lastprofilen, das Stromnetz dient weitgehend der Redundanz und Spitzenlastversorgung.

Eigenstrom-BHKW laufen bislang auch, wenn reichlich Wind und Sonne das Netz auslasten und die Strompreise drücken – weil sich dies nur in den seltensten Fällen

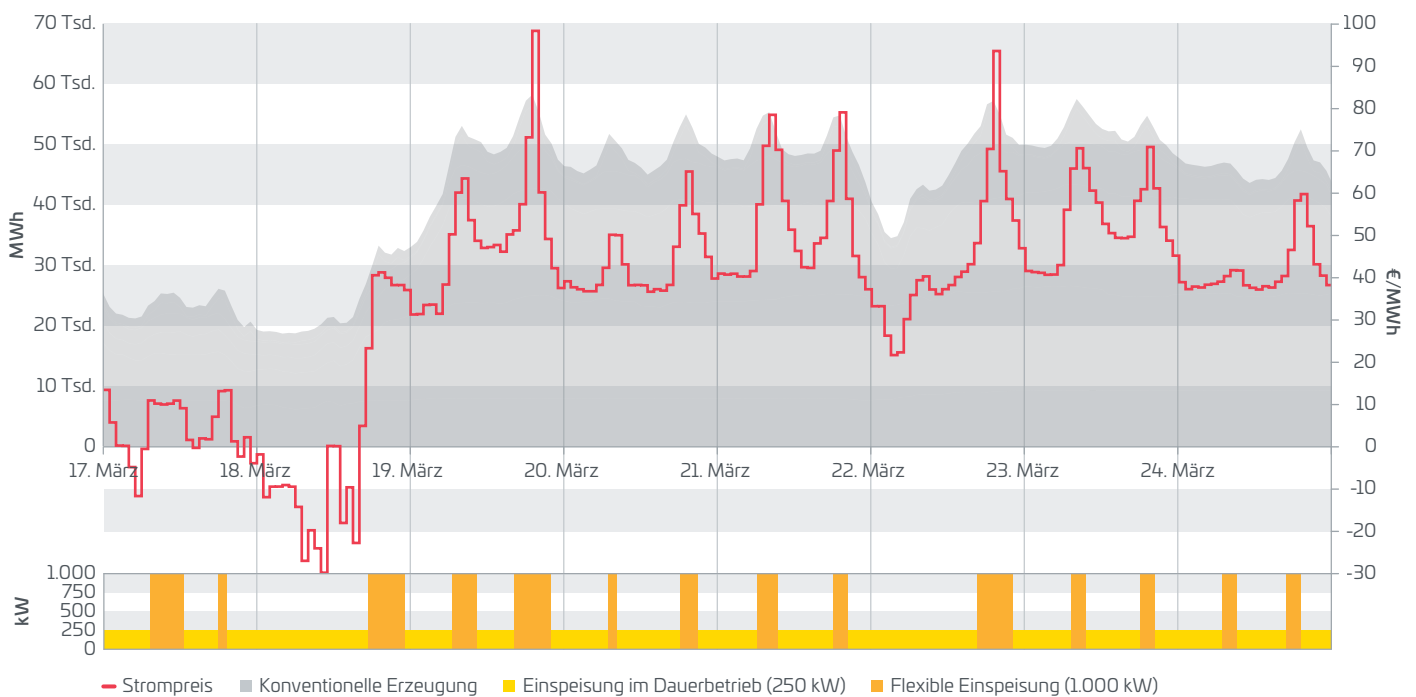


Abb. 2 Marktintegration durch Direktvermarktung: Residuallast, Spotmarktpreise der EPEX-Auktion und typische BHKW-Einspeisung bisher – und in Zukunft in Zusammenarbeit mit dem Direktvermarkter (Quelle: SMARD Strommarktdaten der Bundesnetzagentur; Beispielfahrplan: Flexparten)

in den Strombezugskosten ausdrückt. Das liegt an den hohen mengenspezifischen Belastungen mit StAU (Steuern, Abgaben und Umlagen) oder SIP (staatlich induzierte Preisbestandteile), die sich nur nach der Strommenge richten, statt den Wert des Stroms zur Grundlage zu machen.

Energiepolitisch ist es unsinnig, Strom in KWK selbst zu erzeugen, wenn im Netz billiger Überschussstrom zur Verfügung steht. Deshalb ist die Marktanbindung auch für die Selbstversorger sinnvoll und langfristig geboten. Dezentrale Energiesysteme sollten kostengünstige Umweltenergie in Überschusszeiten aufnehmen und nutzen.

Im Gegenzug sollten die Stromerzeugungskapazitäten, soweit sie nicht für betriebliche Zwecke ausgelastet sind, auch ins Stromnetz einspeisen können – und damit zusätzliche Erträge erzielen.

Bei Planung: Veränderungen mitdenken!

Die Empfehlung ist, sich schon heute Gedanken über ein hybrides Eigenstromkonzept zu machen. Innovative Stromvermarkter entwickeln bereits dynamisierte Versorgungskonzepte mit Einspeisung in Hochpreiszeiten und Zukauf in Überschusszeiten. Die Wirtschaftlichkeit dieser Modelle ist noch theoretisch, weil der Zukauf von Strom systematisch teurer ist als die Eigenerzeugung.

In jedem Fall sind Investoren und Betreiber gut beraten, spezialisierte Fachleute für die Konzeption einzuschalten, die mittelfristige Szenarien und Simulationen erstellen, und erst dann in die Planung gehen. Dabei sollte auch geprüft werden, welche Effizienzmaßnahmen möglich sind und zum Beispiel, ob der häufig eingesetzte Dampf als Wärmeträger wirklich überall benötigt wird.

Ingenieurbüros, die diese Fragen klären, müssen mit Simulationssoftware für dezentrale

BEISPIEL IN DER PRAXIS

Eigentlich ein Ärgernis: Schon 2015 wollte Firmenchef T. in L. etwas gegen die steigenden Stromkosten tun. Zwar las er von sinkenden Strom-Großhandelspreisen dank der wachsenden Stromflut aus Wind und Solarkraftwerken. Dass er mit der EEG-Umlage und den Netzentgelten ausgerechnet große Unternehmen mit außergewöhnlich hohem Stromverbrauch subventionieren sollte, konnte er nicht einsehen. Zwar hielten viele Unternehmerkollegen die EEG-Förderung selbst für die Ursache der Misere, doch T. war klar, dass dies nur eine Irreführung der fossilen Stromkonzerne war, mit denen sie die Erneuerbaren ausbremsen wollten.

„Stell Dir doch ein BHKW in die Energiezentrale – Du wolltest doch auch den alten Brenner verschrotten. Der selbst erzeugte Strom wird sogar gefördert und Du hast die Investition in drei Jahren wieder drin“, hatte sein befreundeter Energieexperte R. geraten. Diese Rendite für eine langfristig sichere Investition war überzeugend. Gesagt, geplant, und ein BHKW mit 400 Kilowatt elektrischer Leistung bestellt.

Doch zu spät: 2016 kam die Änderung des KWK-G und der KWK-Zuschlag entfiel. 2017 kam die Novelle des EEG und jetzt wurde noch die EEG-Umlage fällig – genau die Kosten, die T. vermeiden wollte. Zum Glück wurde die Umlage um 60 Prozent reduziert, sonst wäre die Kalkulation ganz eng geworden. 2018 bestand monatelang Unsicherheit, ob es bei dieser Erleichterung bleiben werde, bis aus Brüssel endlich eine beihilferechtliche Freigabe erfolgte. Aber tatsächlich kam auch eine ergänzende Verfügung, dass bei mehr als 3.500 Betriebsstunden der Rabatt auf die EEG-Umlage sinkt. Zum Glück gilt dies nur für BHKW ab 1.000 Kilowatt Leistung und auch nur für die jüngeren Jahrgänge.

Doch tatsächlich sind der Umstieg von einer Förderung der Eigenstromerzeugung auf eine immerhin gemilderte Belastung, die enorme Vielfalt an undurchsichtigen Regelungen, die nur noch von Experten durchschaut wird, und die Unsicherheit über die Ergebnisse des stetigen politischen Geschachers um die Vergütungen eine enorme Entwicklungsbremse für die Kraft-Wärme-Kopplung.

Besonders die mittelständischen Hersteller müssen ständig auf der Hut sein. Phasen mit hektischer Konjunktur wegen günstiger Förderbedingungen wechseln ab mit völligem Auftrageinbruch wegen fehlender Investitionssicherheit. Die kontinuierliche Wirtschaftlichkeit bleibt auf der Strecke – die ist aber nötig, um in qualifiziertes Personal, Weiterentwicklung und Innovationen investieren zu können.

Inzwischen hat T. seinem Energieberater R. vergeben – wie sollte er auch diese politischen Irrwege voraussehen können. Stattdessen haben beide ein neues Konzept entwickelt:

Wenn das BHKW dem betrieblichen Lastgang folgt, kann es den Strombedarf weitgehend decken und den heißen Dampf für die Formstraße liefern. Doch für den großen Wärmebedarf der Trocknungsanlagen und der Werkstätten reicht das BHKW nicht aus. Gut 2.500 Megawattstunden Wärme fehlen noch.

Der erste Vorschlag war, ein BHKW mit etwa 250 Kilowatt zu installieren, das 60 Prozent der Wärme liefern kann. Dann ergaben systematische Simulationen, dass ein BHKW mit 1.000 Kilowatt mit einem Wärmespeicher wesentlich wirtschaftlicher ist. Es kann den Wärmebedarf auch zu Spitzenlastzeiten vollständig decken. Der komplette Strom wird ins Netz eingespeist. Dafür benötigt der große Motor nur 2.500 Betriebsstunden im Jahr, sodass die Einspeisung gezielt in die Zeiten hoher Erlöse gelegt werden kann. Derzeit beträgt der Zusatzlös nur etwa 1 Cent pro Kilowattstunde, doch rechnen Energieexperten in Zukunft mit wachsenden Vorteilen.

Das Projekt rechnet sich auch ohne dies: Die Förderung mit dem KWK-Zuschlag beträgt gut 1,4 Millionen Euro – fast eine Million Euro mehr als die Förderung des kleinen BHKW, wenn auch auf 12 Jahre gestreckt. Die Kosten sind bei Weitem nicht so viel höher, sodass T. die Entscheidung leicht fiel: „Wir haben kein Finanzierungsproblem und wollten etwas für die Umwelt tun – so haben wir jetzt auch noch eine sichere Rendite. Das hat uns überzeugt.“

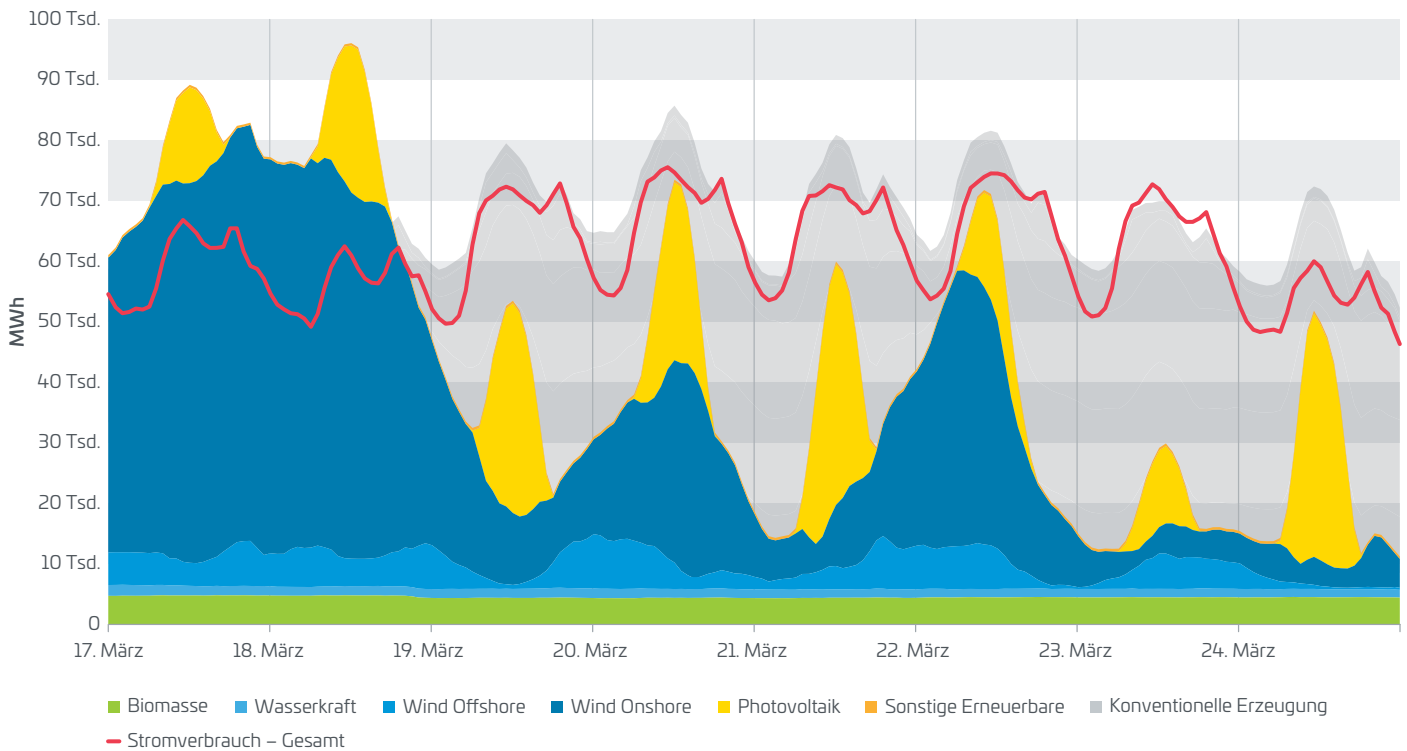


Abb. 3 | Residuallast bei 65 % EE (Ziel 2030): Das Maximum ist fast gleich hoch wie heute, aber nur noch an 6.500 Jahresstunden wird konventionelle Erzeugung benötigt (Quelle: SMARD Strommarktdaten der Bundesnetzagentur, Skalierung der fluktuierenden Energien: Flexperten)

trale Energiesysteme arbeiten und serielle Simulationen für verschiedene Szenarien untersuchen. Dabei werden sämtliche Elemente der betrieblichen Energiewirtschaft und die volatilen Märkte über Lastprofile und Zeitreihen einbezogen und die Kalkulation nicht mehr auf statische Zustände, sondern auf ganzjährige Abläufe analysiert. Das ist aufwändig, aber gut angelegtes Geld.

Darüber, welche Perspektiven sich hierbei bieten, hat die kwkkommt UG in Kooperation mit den Flexperten und Verbänden wie VIK, DVGW und B.KWK sowie einzelnen Industrie- und Handelskammern gerade eine bundesweite Workshop-Reihe durchgeführt. Dieses Angebot wird mit dem VIK fortgeführt. Weitere Informationen werden Sie in den VIK-Mitteilungen finden oder online unter www.kwk-flexperten.net. ✔



Dipl.-oec. Uwe Welteke-Fabricius

Flexperten – Kampagne Flexibilisierung für KWK
 uwf@kwk-flexperten.net
 www.kwk-flexperten.net