

Kraftwerke des 21. Jahrhunderts, Teilprojekt E 3

Technische Anforderungen an neue Kraftwerke im Umfeld dezentraler Stromerzeugung mit KWK-Systemen und regenerativen Energien

1 Abstract

Die vermehrte Netzeinspeisung aus verteilten, regenerativen Quellen wie der Windenergie führt in Zukunft dazu, dass der vom konventionellen Kraftwerkspark zu deckende Lastgang nicht mehr allein durch die Verbraucherlast, sondern wesentlich vom Windangebot bestimmt wird.

Wie stark sich unter diesen Rahmenbedingungen die technischen Anforderungen an neue Kraftwerke ändern, ist Untersuchungsgegenstand des KW21-Projektes E3. Der zusätzliche Reserveleistungsbedarf infolge der steigenden Windenergieeinspeisung erfordert es, die dynamischen Anforderungen an konventionelle thermische Kraftwerke zu erhöhen, um die Sicherheit der allgemeinen Stromversorgung beizubehalten. Regelfähigkeit, Leistungsgradienten und Anfahrverhalten eines Kraftwerkes stehen bei der Planung anderen Größen, wie Wirkungsgrad und Kosten, gegenüber.

Die Ergebnisse zeigen, welche Anforderungen an die zukünftige Kraftwerksgeneration durch die veränderten Rahmenbedingungen gestellt werden und welche Kraftwerkeigenschaften von erhöhtem Interesse sein werden.

2 Zielsetzung

Ziel des Teilprojekts „Technische Anforderungen an neue Kraftwerke im Umfeld dezentraler Stromerzeugung“ ist es, die Auswirkungen dezentraler, erneuerbarer Energieerzeugung auf den konventionellen Kraftwerkspark zu untersuchen, um entsprechende Anforderungen an die zukünftige Kraftwerkstechnik abzuleiten.

3 Vorgehensweise

In **Abbildung 5.3-1** ist die generelle Vorgehensweise dargestellt. Ausgehend von der Lastmodellierung und der Abbildung des Kraftwerksparks, die in Kooperation mit anderen Projektgruppen erstellt werden, erfolgt eine Untersuchung in Form einer statistischen Analyse sowie einer Kraftwerkseinsatzplanung. Die Untersuchung gibt Aufschluss über die Häufigkeit extremer Lastzustände, den Regelenergiebedarf, den Speicherbedarf, den maximal auftretenden Lastgradienten sowie die Anzahl der jährlichen Startvorgänge.

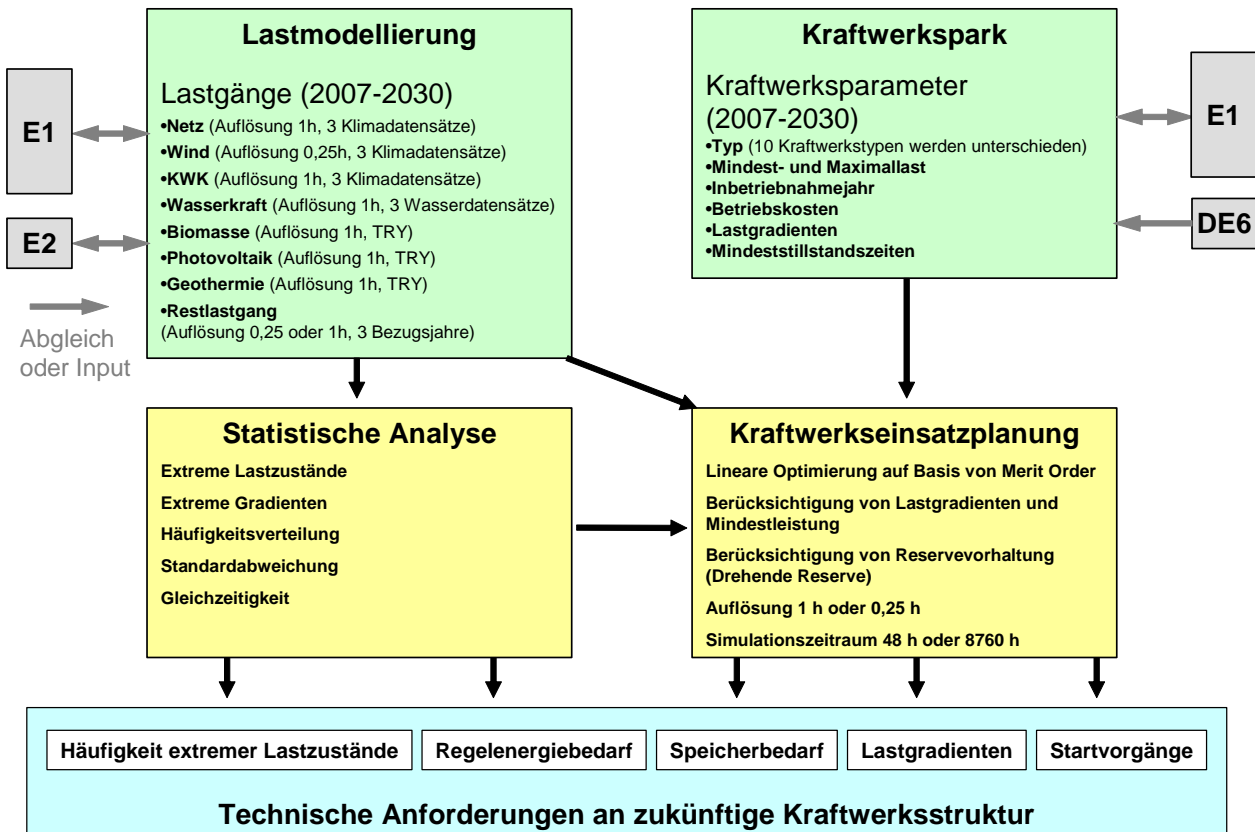


Abbildung 5.3-1: Methodische Vorgehensweise im Projekt E3

Datenerheben, Modellierung

Ausgehend von historischen Daten wird die Charakteristik der einzelnen Teillastgänge erarbeitet und in einem jeweils eigenen Modell verarbeitet, das Lastgänge für die Jahre 2010 bis 2030 generiert. Dabei wurde insbesondere auf die Konsistenz der Klimadaten geachtet. Dies bedeutet, dass zur Erstellung der Netz-, Wind- und KWK-Last die Daten zur Windgeschwindigkeit und Temperatur dem gleichen Klimadatensatz entnommen werden. Der meteorologische Zusammenhang dieser beiden Größen spiegelt sich somit auch in den entsprechenden Lastgängen wider. Die Modelle zur Erzeugung der Lastgänge wurden im Rahmen dieses Teilprojekts entwickelt oder von anderen Teilprojekten übernommen (Netzlastgang: KW21 E1, KWK-Lastgang KW21 E2). Die zeitliche Auflösung der Lastgänge beträgt eine Stunde und liegt jeweils für ein ganzes Jahr vor. Ausnahme hierbei ist die Windstromlast mit einer höheren Auflösung in Viertelstundenwerten. Sämtliche Lastgänge wurden mit E1 diskutiert und abgeglichen.

Die Daten über den zukünftigen Kraftwerkspark beruhen im Wesentlichen auf den Ergebnissen des Teilprojekts E1. Der dort in einem wirtschaftlich und politisch ausgelegten Zubauszenario entwickelte Kraftwerkspark dient dem Teilprojekt E3 als Eingangsgröße und wird unter technischen Gesichtspunkten untersucht. Diese Daten werden um die technischen Parameter Mindestlast, Laständerungsgeschwindigkeiten, Mindeststillstands- und Mindestlaufzeiten ergänzt. In diesem Bereich wurden die Werte mit dem Teilprojekt DE6 und den Projektpartnern aus der Industrie abgesprochen.

Berechnung

Zur Verarbeitung der gewonnenen Daten werden zwei Wege bestritten.

Zum einen dient eine statistische Analyse dazu, die generierten Lastgänge und ihren Einfluss auf die Energieversorgung und die Kraftwerkstechnik zu untersuchen. Im Mittelpunkt stehen dabei die Leistungswerte und deren Gradienten. Die Lastgänge der Verbraucher (Netzlast), die Windstromeinspeisung (Windlast) und die resultierende Restlast sowie deren Zusammenspiel werden statistisch bewertet. Extreme Lastzustände sind durch hohe Gradienten und niedrige oder negative Restlastgänge gekennzeichnet. Die Restlast ergibt sich als Differenz der Netzlast und der Last der so genannten „Must-Run“-Anlagen wie Windenergieanlagen, KWK-Anlagen oder Biomasseanlagen. Ein negativer Restlastgang tritt auf, wenn die „Must-Run“-Anlagen den Bedarf der Netzlast überdecken. In diesem Fall müssen entweder Erzeuger abgeschaltet werden oder zusätzliche Verbraucher geschaffen werden (negative Regelleistung, Speicherkraftwerke, Stromexport). Die Werte und die Häufigkeit der extremen Lastzustände werden ermittelt, sowie deren Zunahme bis 2030 und die Korrelation mit dem Windausbau bestimmt. Weiterhin wird der Einfluss der Windprognosegenauigkeit auf die zunehmende Windstromeinspeisung und den resultierenden Regelenergiebedarf untersucht.

Zum anderen fließen die Lastgang- und Kraftwerksdaten in einer im Rahmen dieses Teilprojekts erstellten Kraftwerkseinsatzplanung zusammen. Möglich ist mit diesem Instrument sowohl eine Einzeltagbetrachtung in Viertelstundenauflösung als auch eine Jahresbetrachtung in Stundenauflösung. Die Tagessimulation wird an Tagen mit extremen Lastzuständen durchgeführt und beantwortet die Frage, ob der Kraftwerkspark unter Einhaltung der technisch möglichen Laständerungsgeschwindigkeiten dem entsprechenden Restlastgang folgen kann und in welchem Umfang negative Lasten (Speicher, Stromexport, negative Regelleistung) auftreten. Die Jahressimulation erlaubt Rückschlüsse auf die stattfindenden Startvorgänge der einzelnen Kraftwerke und unterteilt diese nach ihrer vorausgegangenen Stillstandzeit in Heiß-, Warm und Kaltstart. Die Veränderung der jährlichen Startvorgänge bis 2030 ist ein wichtiges Kriterium, um die Anforderungen an zukünftige Kraftwerke zu definieren.

4 Ergebnisse

Im Rahmen der vier KW21-Projekte der Arbeitsgruppe Energiewirtschaft sind der Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik (IfE) an der TU München, das Institut für rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart sowie die Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) als wissenschaftliche Projektpartner beteiligt. Um die Projektergebnisse der drei KW21-Teilprojekte E1, E3 und E4 miteinander vergleichbar zu machen, werden gemeinsame Rahmenbedingungen vereinbart. Weitere Berührungspunkte des Projektes E3 bestehen mit den Projekten E1 und E2 im Bereich der einzelnen Lastgangmodelle und deren generierten Lastverläufe. Die Methodik und Ergebnisse wurden innerhalb der Projektpartner ausgetauscht, diskutiert und abgeglichen. Aufbauend auf den gemeinsamen Rahmenbedingungen und

den definierten Lastgängen wurden die Rückwirkungen auf einen möglichen zukünftigen Kraftwerkspark untersucht. Es zeigt sich, dass die Anforderungen an konventionelle Kraftwerke durch die wachsende Nutzung erneuerbarer und dezentraler Energiequellen auf Grund deren Fluktuation steigen. Besonderes Augenmerk wurde in dieser Studie auf die Dynamik der Kraftwerksblöcke (Laständerungsgradienten und Anzahl der Startvorgänge) sowie auf die Reserve- und Speichervorhaltung gelegt. Aus technischer Sicht können die ermittelten zukünftigen Kraftwerksanforderungen bereits durch heutige Technik erfüllt werden. Allerdings wurde eine Zunahme der Startvorgänge auch für Grundlastkraftwerke festgestellt, die deren wirtschaftlichen Betrieb stark beeinflussen wird. Dafür sind neben den zusätzlichen Startkosten die raschere Werkstoffermüdung und die somit kürzeren Revisionsintervalle verantwortlich. Gefragt sein werden deshalb in Zukunft möglichst flexible Kraftwerke, die für eine hohe Anzahl von Startvorgängen ausgelegt sind oder wirtschaftliche Methoden zur Warmhaltung vorsehen.

Nach den Modellberechnungen muss sich bis 2030 die Reservevorhaltung von 3,3 GW auf rund 6 GW erhöhen, eine Bereitstellung durch den nationalen Kraftwerkspark ist jedoch weiterhin möglich.

Um alle Windspitzen energetisch nutzen zu können, wäre ein Ausbau der Speicherkraftwerke von derzeit 4,1 GW auf fast 14 GW notwendig. Ein solcher Ausbau wird nicht für realistisch gehalten und eine Alternative in Betracht gezogen. Da auch in 2030 ein Windstromüberangebot, das die Leistung und Kapazität bestehender Speicher übertrifft, vergleichsweise selten auftritt, könnte alternativ in diesen Zeitpunkten die Leistung der Windenergieanlagen reduziert oder Stromexporte gesteigert werden. Durch die Leistungsreduzierung wäre in 2030 nach Modellberechnungen ein Verzicht auf ca. 0,2 % des Jahresertrags der Windstromerzeugung notwendig.

Auftraggeber:	MTU Aero Engines GmbH E.ON Energie AG Siemens AG - Power Generation
Ansprechpartner:	Prof. Dr. - Ing. Wolfgang Mauch
Bearbeiter:	Dipl. - Ing. Stefan Richter Dipl. - Ing. Michael Steck